



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"  
Campus de Ilha Solteira

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

“Metodologia para Análise e Interpretação de Alarmes em Tempo Real de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”

**FÁBIO BERTEQUINI LEÃO**

**Orientador:** Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia – UNESP – Campus de Ilha Solteira, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

Ilha Solteira – SP

Setembro/2011

## FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação  
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

Leão, Fábio Bertequini.

L576m Metodologia para análise e interpretação de alarmes em tempo real de sistemas de distribuição de energia elétrica / Fábio Bertequini Leão. -- Ilha Solteira : [s.n.], 2011. 345 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2011

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani

Inclui bibliografia

1. Energia elétrica – Distribuição. 2. Diagnóstico de falta. 3. Algoritmo genético. 4. Sistemas inteligentes de controle. 5. Redes neurais (Computação). 6. Redes inteligentes. 7. *Smart Grid*.

**CERTIFICADO DE APROVAÇÃO**

**TÍTULO:** Metodologia para Análise e Interpretação de Alarmes em Tempo Real de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

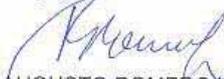
**AUTOR:** FÁBIO BERTEQUINI LEÃO

**ORIENTADOR:** Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA, Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:



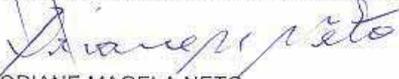
Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Prof. Dr. CARLOS ROBERTO MINUSSI  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Prof. Dr. ORIANE MAGELA NETO  
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de Minas Gerais



Prof. Dr. JÚLIO CESAR STACCHINI DE SOUZA  
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal Fluminense - UFF - Niterói/RJ

Data da realização: 21 de julho de 2011.



*À minha esposa, Francielle, pela  
compreensão, dedicação, amor e por estar  
ao meu lado em todos os momentos durante  
este trabalho.*



# AGRADECIMENTOS

A Deus em primeiro lugar e aos espíritos de luz por me darem força, sabedoria e paciência para a realização deste trabalho.

À minha esposa Francielle e aos meus pais Odair e Maria Gilda, por me darem motivação mesmo nas horas mais difíceis. Ao meu tio Gilberto Bertechini, por me incentivar a cursar engenharia elétrica e dar total suporte no início de meus estudos. Aos meus avôs paternos Januário e Zulmira, à minha tia Maria Lucia e à minha falecida avó Irma, pela ajuda e carinho durante o início de meus estudos e parte do doutorado.

Ao professor José Roberto Sanches Mantovani, pela orientação e pelos conselhos valiosos durante este trabalho. Ao professor Edison Riguetto, por acreditar em meu potencial no início da graduação e possibilitar o início de minha carreira científica com o professor José Mantovani. Aos professores Walmir Freitas e Wilsun Xu pelo suporte e orientação durante meu estágio na UofA (University of Alberta). Aos professores Antonio Padilha Feltrin, Sérgio Azevedo de Oliveira, Anna Diva Plasencia Lotufo, Rubén Augusto Romero Lázaro, Carlos Roberto Minussi, Oriane Magela Neto e Júlio Cesar Stacchini de Souza pelas sugestões e contribuições valiosas para a versão final da tese.

A todos os integrantes e ex-integrantes do LaPSEE (Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica), em especial a: Luiz Gustavo Wesz da Silva, Rodrigo Aparecido Fernandes Pereira, Jônatas Boás Leite e Waldemar Pereira Mathias Neto pela convivência, companheirismo e valiosas discussões e trocas de ideias que contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

À FAPESP (Fundação de Amparo e Pesquisa do Estado de São Paulo) pelo financiamento desta pesquisa sob processo 2006/02569-7.



*“Nunca o homem inventará nada mais simples nem mais belo do que uma manifestação da natureza. Dada a causa, a natureza produz o efeito no modo mais breve em que pode ser produzido.”*

Leonardo da Vinci (1452-1519).



# RESUMO

Neste trabalho é proposta uma metodologia para a análise e interpretação de alarmes em tempo real em sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando o diagnóstico em nível de subestações e redes. A metodologia busca superar as dificuldades e desvantagens dos métodos já propostos na literatura especializada para resolver o diagnóstico de faltas em sistemas de potência. O método proposto emprega um modelo matemático original bem como um novo algoritmo genético para efetuar o diagnóstico dos alarmes de maneira eficiente e rápida. O modelo matemático é dividido em duas partes fundamentais: (1) modelo de operação do sistema de proteção; e (2) modelo de Programação Binária Irrestrita (PBI). A parte (1) é composta por um conjunto de equações de estados esperados das funções de proteção dos relés do sistema, modeladas com base na lógica de operação de funções de proteção tais como sobrecorrente, diferencial e distância, bem como na filosofia de proteção de sistemas de potência. A parte (2) é estabelecida através de uma função objetivo formulada com base na teoria de cobertura parcimoniosa (*parsimonious set covering theory*), e busca a associação ou “*match*” entre os relatórios de alarmes informados pelo sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) e os estados esperados das funções de proteção formuladas na parte (1) do modelo. O novo algoritmo genético proposto é empregado para minimizar o modelo de PBI e possui como característica a utilização de dois parâmetros de controle. O algoritmo possui taxas de recombinação e mutação automática e dinamicamente calibradas, baseadas na saturação da população corrente, possuindo uma imediata resposta à possível convergência prematura para ótimos locais. A metodologia desenvolvida para o diagnóstico de subestações é estendida para as redes de distribuição, considerando que a rede possui nível de automação suficiente para o monitoramento remoto dos alimentadores primários. Neste contexto, é proposto um novo paradigma para proteção das redes de distribuição desenvolvido sob o prisma das redes inteligentes (*Smart Grid*). Testes exaustivos são realizados com a metodologia aplicada às subestações de distribuição utilizando um grande número de alarmes gerados a partir de um sistema com quatro subestações interconectadas. Para testar de forma coerente e segura a metodologia é proposto um Algoritmo Gerador Probabilístico de Alarmes (AGPA) original, capaz de gerar um número infinito de alarmes de maneira eficiente e rápida. A aplicabilidade da metodologia é demonstrada considerando sua capacidade de encontrar o diagnóstico de faltas para um grande número de alarmes de forma rápida e com excelente precisão. Para os testes da

metodologia, considerando a incorporação da rede de distribuição, são criados manualmente cinco casos de falta, incorporando sete alimentadores de distribuição reais nas quatro subestações. Os resultados mostram que a metodologia apresenta bom desempenho e rapidez para o diagnóstico do sistema todo, considerando alarmes provenientes das subestações e da rede.

Palavras-chave: Diagnóstico de falta. Algoritmo genético. Redes inteligentes. *Smart Grid*.

# ABSTRACT

This work proposes a methodology for the analysis and interpretation of real-time alarms in electric power distribution systems in the substation level and network level. The methodology seeks to overcome the difficulties and disadvantages of the methods already proposed in the literature to solve the fault diagnosis in power systems. The proposed method employs a novel mathematical model and a genetic algorithm to carry out the diagnosis of alarms efficiently and quickly. The model is divided into two main parts: (1) a protection system operation model; and (2) Unconstrained Binary Programming (UBP) model. Part (1) provides a set of expected state equations of the protective relay functions established based on the protection operation logic such as overcurrent, differential and distance as well as the protection philosophy. Part (2) is established through an objective function formulated based on parsimonious set covering theory for associating the alarms reported by SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) system with the expected states of the protective relay functions. The novel genetic algorithm use only two control parameters and is employed to minimize the UBP model. In addition the algorithm has recombination and mutation rates automatically and dynamically calibrated based on the saturation of the current population and it presents an immediate response to possible premature convergence to local optima. The methodology developed for the diagnosis of substations is extended to distribution networks considering that the network has sufficient level of automation for remote monitoring of the primary feeders. In this way a new paradigm for protection of distribution networks developed based on Smart Grid concept is proposed. Extensive tests are performed with the methodology applied to distribution substations using a large number of alarms generated from a system with four interconnected substations. In order to test the methodology in a consistent and safe manner an Alarm Probabilistic Generator Algorithm (APGA) capable of generating an infinite number of alarms efficiently and quickly is proposed. The applicability of the methodology is demonstrated considering his ability to find the fault diagnosis for a large number of alarms quickly and with great precision. For testing the methodology considering the incorporation of the distribution network are manually created five fault cases incorporating seven real-life feeders in the four substations. The results show that the methodology presents good performance and computational speed for the diagnosis of the whole system, considering alarms from the network and substations.

Keywords: Fault diagnosis. Genetic algorithm. Smart Grid.



# LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Comparação entre o projeto de um PIA e de um SDF. ....	28
Figura 1.2 – Diagnóstico de alarmes local. ....	29
Figura 1.3 – Diagnóstico de alarmes centralizado: (a)-totalmente centralizado e (b)-centralizado distribuído. .	30
Figura 1.4 – Outra forma – diagnóstico de alarmes totalmente centralizado. ....	31
Figura 1.5 – Estados de operação de um sistema elétrico. ....	33
Figura 2.1 – Quantidade de trabalhos publicados em cada ano. ....	69
Figura 2.2 – Quantidade de trabalhos considerando métodos/técnicas de solução. ....	69
Figura 3.1 – Ciclo de geração-teste de hipóteses para o raciocínio humano durante a resolução de problemas de diagnóstico. ....	76
Figura 3.2 – Modelo simples de SE. ....	78
Figura 3.3 – Rede causal simples para o diagnóstico do problema de partida de motor. ....	79
Figura 3.4 – Rede causal para um problema genérico. ....	81
Figura 3.5 – Conjuntos <i>efeitos(di)</i> e <i>causas(mi)</i> definidos para a teoria de cobertura parcimoniosa. ....	82
Figura 3.6 – Relações de espaços de soluções entre os tipos de critérios definidos para parcimônia. $\emptyset \subseteq S_{mc} \subseteq S_{ic} \subseteq S_{rc} \subseteq S_c \subseteq 2^D = S_c \cup S_n$ . ....	84
Figura 3.7 – Rede causal para o problema de diagnóstico de faltas em sistemas de potência. ....	86
Figura 4.1 – Sistema de distribuição genérico – <i>n</i> subestações monitoradas pelo COD. ....	91
Figura 4.2 – Diagrama de blocos para implementação da metodologia proposta. ....	92
Figura 4.3 – Diagrama de blocos esquemático para obtenção das equações dos estados esperados das funções de proteção. ....	93
Figura 4.4 – Esquema de seletividade da proteção de uma subestação. ....	94
Figura 4.5 – Zonas de proteção principal. ....	95
Figura 4.6 – Zona de proteção de retaguarda - alimentadores. ....	96
Figura 4.7 – Função de sobrecorrente: (a) característica muito inversa; (b) zonas de proteção. ....	97
Figura 4.8 – Conexão de relés de sobrecorrente. ....	98
Figura 4.9 – Curto-circuito monofásico. ....	99
Figura 4.10 – Curto-circuito bifásico. ....	99
Figura 4.11 – Curto-circuito bifásico envolvendo a terra. ....	100
Figura 4.12 – Curto-circuito trifásico. ....	100
Figura 4.13 – Plano de atuação – relés de distância: (a) características gerais de operação; (b) características gerais de operação direcional. ....	105
Figura 4.14 – Zonas de impedância para um relé de distância. ....	105
Figura 4.15 – Característica de operação – relé de distância. ....	106
Figura 4.16 – Esquema típico de um relé diferencial. ....	110
Figura 4.17 – Diagrama trifásico para proteção de transformadores. ....	111

Figura 4.18 – (a) Subestação de distribuição utilizada no desenvolvimento do modelo matemático; (b) Modelo de relé digital proposto.....	113
Figura 4.19 – Diagrama unifilar com a representação dos modelos de relés digitais na subestação. ....	115
Figura 4.20 – Diagrama de lógica de atuação – função 50BF. ....	116
Figura 4.21 – Diagrama de lógica de atuação – função 79. ....	117
Figura 4.22 – Diagrama para o diagnóstico dos disjuntores. ....	117
Figura 4.23 – Diagrama de lógica de atuação – funções de proteção de distância. (a) falta na zona p e (b) falta na zona s.....	120
Figura 4.24 – Rede de distribuição com geradores distribuídos. ....	141
Figura 4.25 – Rede de distribuição inteligente. ....	146
Figura 4.26 – Diagrama unifilar das proteções típicas de interconexão dos geradores. (a) Gerador síncrono; (b) Gerador de indução. ....	147
Figura 5.1 – Codificação proposta para o AG – diagnóstico totalmente centralizado em nível de subestações. ....	158
Figura 5.2 – Codificação proposta para o AG – diagnóstico totalmente centralizado incluindo os alimentadores. ....	158
Figura 5.3 – Recombinação simples. ....	159
Figura 5.4 – Mutação de ponto único. ....	159
Figura 5.5 – Comportamento das taxas de recombinação e mutação em função da diversidade da população. ....	162
Figura 5.6 – Diagrama de blocos do AG. Variáveis na figura: <i>cp</i> : critério de parada; <i>ngmax</i> : número máximo de gerações usado para parar o AG em caso de não convergência (variável de segurança). ....	163
Figura 5.7 – Estimação dos estados esperados das funções de proteção e obtenção dos termos da função objetivo em nível de subestação. <i>nd</i> -número total de disjuntores; <i>nc</i> -número total de chaves seccionadoras; <i>nft</i> -número total de funções de transferência de proteção; <i>nr</i> -número total de relés do sistema. ....	164
Figura 5.8 – Diagrama de blocos - (a) critério de parada e (b) algoritmo de classificação de faltas. ....	165
Figura 5.9 – Diagrama de blocos da metodologia implementada. Variáveis na figura: <i>p</i> : contador de diagnósticos; <i>ndiag</i> : número máximo de diagnósticos. ....	167
Figura 5.10 – Algoritmo de diagnóstico detalhado. ....	170
Figura 6.1 – Sistema elétrico teste – 4 subestações interligadas. ....	174
Figura 6.2 – Diagrama unifilar – subestação 01. ....	175
Figura 6.3 – Diagrama unifilar – subestação 02. ....	176
Figura 6.4 – Diagrama unifilar – subestação 03. ....	177
Figura 6.5 – Diagrama unifilar – subestação 04. ....	178
Figura 6.6 – Diagrama unifilar – subestação tipo I. ....	181
Figura 6.7 – Diagrama unifilar – subestação tipo II. ....	182
Figura 6.8 – Diagrama unifilar para a proteção de EDL, SDL e BP/BT-AT. ....	186
Figura 6.9 – Diagrama unifilar para a proteção dos transformadores de potência – subestação tipo I. ....	188
Figura 6.10 – Diagrama unifilar para proteção dos transformadores de potência – subestação tipo II. ....	188

Figura 6.11 – Diagrama unifilar para a proteção das barras BP/BT-MT e alimentadores – subestação tipo I...	192
Figura 6.12 – Diagrama unifilar para a proteção das barras BP/BT-MT e alimentadores – subestação tipo II...	193
Figura 6.13 – Diagrama unifilar para a proteção dos bancos de capacitores – subestações tipo I e II. ....	194
Figura 6.14 – Diagrama de blocos AGPA; a) algoritmo principal; b) algoritmo de geração de alarmes de relés.....	196
Figura 6.15 – Comportamento do número de configurações iguais e taxa de diversidade – $f=0, m=0, p=86$ . ....	231
Figura 6.16 – Comportamento das taxas de recombinação e mutação – $f=0, m=0, p=86$ . ....	232
Figura 6.17 – Comportamento da função objetivo mínima e média – $f=0, m=0, p=86$ .....	232
Figura 6.18 – Comportamento do número de configurações iguais e taxa de diversidade – $f=5, m=0, p=80$ . ....	233
Figura 6.19 – Comportamento das taxas de recombinação e mutação – $f=5, m=0, p=80$ . ....	233
Figura 6.20 – Comportamento da função objetivo mínima – $f=5, m=0, p=80$ . ....	234
Figura 6.21 – Comportamento da função objetivo média a partir da geração 10 – $f=5, m=0, p=80$ . ....	234
Figura 6.22 – Diagrama unifilar do alimentador AL01 - subestação 01. ....	260
Figura 6.23 – Diagrama unifilar do alimentador AL02 - subestação 01. ....	261
Figura 6.24 – Diagrama unifilar do alimentador AL03 - subestação 01. ....	262
Figura 6.25 – Diagrama unifilar do alimentador AL01 - subestação 02. ....	263
Figura 6.26 – Diagrama unifilar do alimentador AL02 - subestação 02. ....	264
Figura 6.27 – Diagrama unifilar do alimentador AL01 - subestação 03. ....	265
Figura 6.28 – Diagrama unifilar do alimentador AL01 - subestação 04. ....	266
Figura 6.29 – Comportamento do número de configurações iguais e taxa de diversidade – Caso 4, solução ótima $E_{min}=584$ .....	303
Figura 6.30 – Comportamento das taxas de recombinação e mutação - Caso 4, solução ótima $E_{min}=584$ . ....	303
Figura 6.31 – Comportamento da função objetivo média – Caso 4, solução ótima $E_{min}=584$ .....	304
Figura 6.32 – Comportamento da função objetivo – Caso 4, solução ótima $E_{min}=584$ . ....	304
Figura 6.33 – Comportamento dos termos da função objetivo – Caso 4, solução ótima $E_{min}=584$ . ....	305
Figura 6.34 – Comportamento da função objetivo e dos três termos em três planos diferentes - Caso 4, solução ótima $p=12, E_{min}=584$ .....	306
Figura 6.35 – Comportamento da função objetivo e dos três termos em três planos diferentes - Caso 4, solução $p=15, E_{min}=615$ .....	307
Figura 6.36 – Comportamento da função objetivo e dos três termos em três planos diferentes - Caso 5, solução $p=38, E_{min}=801$ .....	309
Figura 6.37 – Comportamento da função objetivo e dos três termos em três planos diferentes - Caso 5, solução $p=29, E_{min}=882$ .....	310
Figura 6.38 – Comportamento da função objetivo e dos três termos em três planos diferentes - Caso 5, solução $p=70, E_{min}=906$ .....	311
Figura B-1 – Caso de falta 2 – SD04.....	331
Figura B-2 – Caso de falta 2 – SD04 - AL01. ....	332
Figura B-3 – Caso de falta 3 – SD03.....	333
Figura B-4 – Caso de falta 3 – SD03 - AL01. ....	334

Figura B-5 – Caso de falta 5 – SD01.....	335
Figura B-6 – Caso de falta 5 – SD01 - AL01.....	336
Figura B-7 – Caso de falta 5 – SD01 - AL02.....	337
Figura B-8 – Caso de falta 5 – SD01 - AL03.....	338
Figura B-9 – Caso de falta 5 – SD02.....	339
Figura B-10 – Caso de falta 5 – SD02 - AL01.....	340
Figura B-11 – Caso de falta 5 – SD02 - AL02.....	341
Figura B-12 – Caso de falta 5 – SD03.....	342
Figura B-13 – Caso de falta 5 – SD03 - AL01.....	343
Figura B-14 – Caso de falta 5 – SD04.....	344
Figura B-15 – Caso de falta 5 – SD04 - AL01.....	345

# LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 –	Atividades em um centro de controle considerando dois estados do sistema. ....	34
Tabela 2.1 –	Relação de trabalhos e métodos/técnicas de solução propostas. ....	68
Tabela 4.1 –	Atuação das funções por fase e tipo de curto-circuito. ....	101
Tabela 4.2 –	Classificação das equações genéricas para funções de sobrecorrente considerando o vão de instalação de relés e seções protegidas. ....	123
Tabela 4.3 –	Regras para obtenção de $Co_i$ e $In_i$ ....	137
Tabela 4.4 –	Regras para obtenção de $Co_i$ e $In_i$ para as chaves inteligentes. ....	154
Tabela 6.1 –	Seções protegidas por cada zona de alcance das funções 21/21N. ....	180
Tabela 6.2 –	Quantidade máxima de alarmes monitorados para o sistema teste. ....	195
Tabela 6.3 –	Variáveis de entrada para o AGPA. ....	197
Tabela 6.4 –	Cinco conjuntos de alarmes gerados manualmente. ....	200
Tabela 6.5 –	Diagnóstico de faltas global ( $ndiag=100$ ) - Alarmes da Tabela 6.4. ....	203
Tabela 6.6 –	Diagnóstico de faltas detalhado ( $ndiag=100$ ). Alarmes da Tabela 6.4. ....	206
Tabela 6.7 –	Seis casos de falta base e um conjunto de alarmes gerados pelo AGPA ( $nfalta=6$ , $nalarmes=1$ ). ....	237
Tabela 6.8 –	Diagnóstico de faltas global para todas as soluções ( $ndiag=100$ ) – Alarmes gerados pelo AGPA (Tabela 6.7). ....	239
Tabela 6.9 –	Diagnóstico de faltas detalhado para as melhores soluções ( $ndiag=100$ ) – Alarmes gerados pelo AGPA (Tabela 6.7). ....	243
Tabela 6.10 –	Precisão da metodologia ( $ndiag=100$ ) – 60 conjuntos de alarmes gerados pelo AGPA ( $nfalta=6$ , $nalarmes=10$ ). ....	252
Tabela 6.11 –	Comparação entre a solução mínima e solução incorreta ( $ndiag=100$ ) – 60 conjuntos de alarmes gerados pelo AGPA ( $nfalta=6$ , $nalarmes=10$ ). ....	252
Tabela 6.12 –	Precisão da metodologia ( $ndiag=100$ ) – 300 conjuntos de alarmes gerados pelo AGPA ( $nfalta=6$ , $nalarmes=50$ ). ....	256
Tabela 6.13 –	Resultados do AG ( $ndiag=1$ ) para 600 alarmes – $nfalta=6$ , $nalarmes=100$ e 1200 alarmes – $nfalta=6$ , $nalarmes=200$ . ....	256
Tabela 6.14 –	Alcance máximo dos relés alocados nas subestações do sistema teste (Figura 6.1). ....	267
Tabela 6.15 –	Alarmes e topologia para as subestações de cinco conjuntos de alarmes gerados manualmente para testar a metodologia. ....	269
Tabela 6.16 –	Alarmes e topologia para os alimentadores de cinco conjuntos de alarmes gerados manualmente para testar a metodologia. ....	270
Tabela 6.17 –	Diferença dos tempos computacionais para o diagnóstico de faltas considerando alarmes gerados manualmente. ....	271
Tabela 6.18 –	Diagnóstico de faltas global para todas as soluções ( $ndiag=100$ ) - Alarmes Tabela 6.15 e Tabela 6.16. ....	273

Tabela 6.19 – Diagnóstico de faltas detalhado para a solução mínima e algumas soluções subótimas ( <i>ndiag</i> =100) - Alarmes Tabela 6.15 e Tabela 6.16.....	283
Tabela A-1 – Matriz de probabilidade de atuação de relés – sistema teste. ....	329

# SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1</b>	<b>25</b>
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> ..... <b>25</b>
1.1	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA..... 25
1.2	TIPOS DE DIAGNÓSTICO DE FALTAS..... 29
1.3	DIAGNÓSTICO DE FALTAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO..... 31
1.4	MÉTODOS E TÉCNICAS DE SOLUÇÃO ..... 37
1.4.1	Sistemas Especialistas..... 37
1.4.2	Redes Neurais Artificiais ..... 39
1.4.3	Redes de Petri ..... 40
1.4.4	Redes de Causa-Efeito (CEN)..... 41
1.4.5	Lógica Nebulosa ..... 41
1.4.6	Modelos de Otimização ..... 42
1.5	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA TESE ..... 42
1.6	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO ..... 47
<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>49</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> ..... <b>49</b>
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>71</b>
<b>3</b>	<b>TEORIA DE COBERTURA PARCIMONIOSA</b> ..... <b>71</b>
3.1	INTRODUÇÃO ..... 71
3.2	ABDUÇÃO E DIAGNÓSTICO POR INFERÊNCIA ..... 72
3.3	PROBLEMAS DE DIAGNÓSTICO: DEFINIÇÃO E RESOLUÇÃO ..... 75
3.3.1	Modelos Computacionais para Resolução de Problemas de Diagnóstico..... 77
3.3.2	Formalização da Teoria de Cobertura Parcimoniosa ..... 78
3.3.2.1	Formalização Matemática da Teoria de Cobertura Parcimoniosa..... 80
3.3.2.2	Teoria de Cobertura Parcimoniosa Aplicada ao Diagnóstico de Faltas em Sistemas de Potência.. 84
<b>CAPÍTULO 4</b>	<b>89</b>
<b>4</b>	<b>MODELO MATEMÁTICO PARA O PROBLEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALTAS</b> .... <b>89</b>
4.1	INTRODUÇÃO ..... 89
4.2	MODELO MATEMÁTICO PARA DIAGNÓSTICO DE FALTAS EM SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO..... 91
4.2.1	Modelo Matemático de Operação do Sistema de Proteção..... 92
4.2.1.1	Filosofia Geral de Sistemas de Proteção..... 93
4.2.1.2	Princípio de Atuação de Funções de Proteção ..... 96
4.2.1.2.1	Funções de Sobrecorrente 50/51 e (50/51)N..... 97
4.2.1.2.2	Função de Sobrecorrente direcional 67/67N..... 101
4.2.1.2.3	Função de Sobrecorrente de Neutro Sensível (50/51)NS..... 102
4.2.1.2.4	Funções de Sobretensão (59) e Subtensão (27)..... 102
4.2.1.2.5	Função de Sobrecorrente de Sequência Negativa (46)..... 102
4.2.1.2.6	Função de Desequilíbrio de Corrente (61) ..... 103
4.2.1.2.7	Função Falha de Disjuntor (50BF)..... 103
4.2.1.2.8	Função de Religamento Automático (79) ..... 103

4.2.1.2.9	Função de Distância (21).....	104
4.2.1.2.10	Proteção de Transformadores.....	106
4.2.1.3	Subestação de Distribuição e Modelo de Relé Digital Utilizados no Desenvolvimento do Modelo Matemático.....	111
4.2.1.4	Regras Gerais de Lógica de Atuação da Proteção.....	115
4.2.1.5	Equações Genéricas dos Estados Esperados de Funções de Proteção.....	121
4.2.1.6	Exemplo de Equacionamento e Formação de Conjuntos - Subestação Modelo.....	131
4.2.2	Modelo de Programação Binária Irrestrita (PBI) .....	135
4.3	MODELO MATEMÁTICO PARA O DIAGNÓSTICO DE FALTAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	138
4.3.1	Impacto dos Geradores Distribuídos na Proteção de Sistemas de Distribuição .....	138
4.3.1.1	Religamento Automático.....	139
4.3.1.2	Desempenho das Funções de Sobrecorrente .....	141
4.3.1.3	Ilhamento Não Intencional .....	142
4.3.1.4	Ilhamento Intencional ou <i>Microgrid</i> .....	143
4.3.2	Novo Paradigma para Proteção de Sistemas de Distribuição com Alta Penetração de Geradores Distribuídos.....	144
4.3.2.1	Filosofia de Proteção da Rede Inteligente .....	147
4.3.2.2	Lógica de Atuação da Proteção .....	150
4.3.3	Modelo Matemático para a Rede Inteligente.....	152
<b>CAPÍTULO 5 .....</b>		<b>155</b>
<b>5</b>	<b>ALGORITMO GENÉTICO DEDICADO PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALTAS.....</b>	<b>155</b>
5.1	INTRODUÇÃO .....	155
5.2	ALGORITMO GENÉTICO PROPOSTO .....	156
5.2.1	Codificação Proposta.....	157
5.2.2	Seleção, Recombinação e Mutação .....	158
5.2.3	Estratégia de Diversidade e Taxas de Recombinação e Mutação Propostas .....	160
5.2.4	Diagrama de Blocos do AG e Critério de Parada.....	163
5.2.5	Integração do AG a Metodologia .....	166
5.2.5.1	Aquisição e Filtragem de Alarmes .....	167
5.2.5.2	Pré-cálculos e Diagnóstico dos Disjuntores .....	169
5.2.5.3	Diagnóstico Global e Detalhado.....	169
<b>CAPÍTULO 6.....</b>		<b>173</b>
<b>6</b>	<b>TESTES E RESULTADOS .....</b>	<b>173</b>
6.1	DIAGNÓSTICO EM NÍVEL DE SUBESTAÇÕES .....	173
6.1.1	Filosofia de Proteção Adotada para as Subestações e Sistema de Subtransmissão do Sistema Teste.....	179
6.1.1.1	Entrada de Linha e Barras de Alta Tensão .....	180
6.1.1.2	Saída de Linha.....	185
6.1.1.3	Transformadores de Potência .....	186
6.1.1.4	Barras de Média Tensão .....	187
6.1.1.5	Alimentadores .....	190
6.1.1.6	Bancos de Capacitores .....	193
6.1.2	Algoritmo Gerador Probabilístico de Alarmes (AGPA) .....	195
6.1.3	Simulações .....	199
6.1.3.1	Alarmes Gerados Manualmente .....	199
6.1.3.1.1	Estudo do Caso 3.....	235
6.1.3.2	Alarmes Gerados a partir do AGPA.....	236
6.1.3.2.1	Estudo do Caso 4.....	257
6.2	DIAGNÓSTICO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO SOB O NOVO PARADIGMA DE PROTEÇÃO PROPOSTO.....	259

6.2.1	Simulações .....	268
6.2.1.1	Estudo do Caso 5 .....	308
6.3	DISCUSSÃO SOBRE O IMPACTO DE DADOS RUIDOSOS E EFEITOS DAS INCERTEZAS DO SISTEMA DE PROTEÇÃO.....	313
<b>CAPÍTULO 7.....</b>		<b>315</b>
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>315</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>		<b>321</b>
Apêndice A - Matriz de Probabilidade de Atuação para Relés.....		329
Apêndice B - Algumas topologias e alarmes para os casos de falta considerando o diagnóstico em nível de redes (Tabela 6.15 e Tabela 6.16). .....		331



# Capítulo 1

---

## 1 Introdução

Neste capítulo, o problema de diagnóstico de faltas em sistemas de energia elétrica é definido. As principais metodologias utilizadas para a resolução do problema são abordadas e os objetivos e contribuições da tese são apresentados.

### 1.1 Definição do Problema

Durante as contingências devido a ocorrência de faltas, a atuação de relés de proteção e disjuntores espalhados pelo sistema elétrico dá origem a um grande volume de mensagens de alarmes que é enviado através dos sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) aos centros de controle do sistema. No caso de sistemas de transmissão esses alarmes são enviados ao EMS (*Energy Management System*), enquanto que para os sistemas de distribuição esses alarmes são enviados ao DMS<sup>1</sup> (*Distribution Management System*).

Após a ocorrência de distúrbios com desligamentos definitivos, a prioridade é restaurar o sistema elétrico atingido. Para que o restabelecimento do sistema ocorra o mais rapidamente possível, de modo a evitar danos aos consumidores e à concessionária é essencial

---

<sup>1</sup> A denominação DMS é utilizada para diferenciar entre os tipos de sistemas. Entretanto, a denominação EMS é mais ampla e pode ser utilizada para qualquer sistema de gerenciamento.

que a estimação dos eventos que produziram uma determinada sequência de alarmes ocorra de forma rápida, precisa e segura (JUNIOR; ROLIM; ZÜRN, 2004b). No entanto, antes desta etapa é necessário:

1. Identificar (qual componente apresenta defeito), localizar (qual a localização no sistema) e diagnosticar (saber qual tipo de defeito), a partir da seleção da(s) hipótese(s) mais provável(is) a ocorrência do defeito;
2. Efetuar manobras para isolar o componente com defeito, caso seja necessário inspeção por parte das equipes de manutenção;
3. Restaurar as partes do sistema atingidas pelo desligamento, mas que não estão sob falta;
4. Caso haja necessidade, as equipes de manutenção são deslocadas para que o equipamento sob defeito possa ser reparado (geralmente ocorre quando determinadas proteções operam, desenergizando o equipamento protegido);
5. Finalmente, restaurar a(s) parte(s) onde ocorreu o defeito.

Das etapas 1–5, a primeira corresponde ao diagnóstico de faltas. O conjunto de etapas de 1-3 também é conhecido como DFIR (Detecção de Faltas, Isolação e Restauração). O diagnóstico de faltas, de forma mais ampla, pode ser considerado como a interpretação, análise ou diagnóstico de alarmes efetuados pelo operador do sistema. Portanto, o operador deve utilizar sua experiência para selecionar rapidamente a hipótese mais provável para explicar a falta e deste modo tentar minimizar o tempo de interrupção e o risco de agravar a situação ou danificar equipamentos religando-os indevidamente.

Atuações incorretas da proteção, assim como problemas de oscilações e sobretensões, após a ocorrência da falta levam a desligamentos em grandes proporções, que dificultam a avaliação pelos operadores sobre a causa inicial dos desligamentos. Outros problemas tais como falhas em RTUs (*Remote Terminal Units*), nos canais de comunicação, ou na aquisição de dados, implicam em informação incompleta ou corrompida, o que dificulta ainda mais a tarefa de diagnóstico.

O desenvolvimento de uma ferramenta computacional para diagnóstico de faltas em sistemas de potência em tempo real está longe do trivial, devido ao volume de informações que deve ser analisado e das incertezas dessas informações disponíveis ao operador, além do estresse e a urgência da situação.

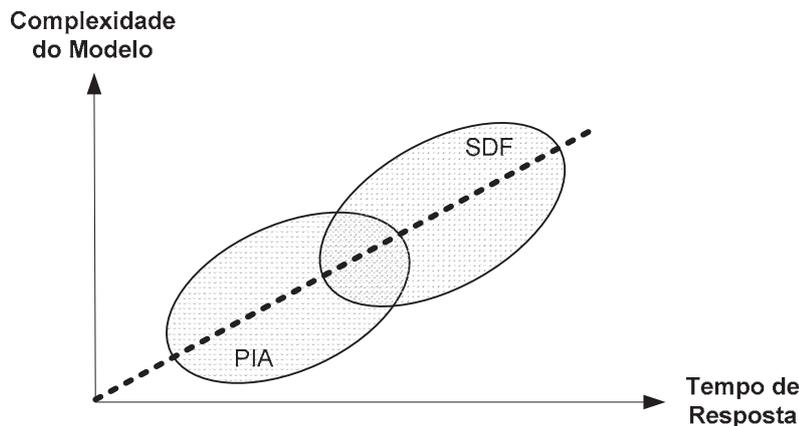
A tarefa de identificar os eventos que produzem uma determinada sequência de alarmes consiste basicamente de três funções: gerenciamento ou processamento de alarmes, diagnóstico de faltas e análise pós-morte.

O Processador Inteligente de Alarmes (PIA) é uma ferramenta que visa filtrar alarmes redundantes. Sua função é agrupar, selecionar e apresentar ao operador apenas os alarmes mais importantes. Por outro lado, o diagnóstico de faltas ou sistema de diagnóstico de faltas (SDF) busca encontrar a causa ou as causas que deram origem a determinados alarmes. É importante que os dados utilizados por este sistema sejam, de preferência, gerados pelo PIA. O PIA é, usualmente, projetado para manusear todos os possíveis tipos de alarmes. O SDF analisa somente os alarmes que são necessários para localizar a falta. Enquanto o objetivo do PIA é apresentar uma visão clara da situação global do sistema para o operador, o SDF se concentra em encontrar uma justificativa precisa para um conjunto de sintomas do sistema. Pode-se dizer que a proposta de um PIA é descrever o que está acontecendo enquanto a proposta de um SDF é explicar porque alguns eventos estão acontecendo (KIRSCHEN; WOLLENBERG, 1992).

Os PIAs devem ter um tempo de resposta pequeno e por isso devem basear-se em modelos mais simples para descrever o funcionamento do sistema de proteção. Os SDFs executam raciocínios mais complexos e, portanto, requerem modelos mais complexos, já que um tempo de resposta maior é, usualmente, aceitável para estes sistemas. Além disso, os PIAs e os SDFs não vêem o fluxo de alarmes como reflexo da evolução do sistema, mas tentam dividir ele em eventos discretos que podem ser analisados separadamente. Uma janela de tempo deve ser definida para capturar todos os alarmes causados devido a um determinado evento. A Figura 1.1 apresenta de forma ilustrativa a diferença entre os PIAs e os SDFs.

A etapa de análise pós-morte corresponde a uma pesquisa bastante detalhada sobre as causas da falta, além de identificar possíveis falhas ou confirmar a correta operação de relés e disjuntores. Por ser uma fase bastante trabalhosa e que exige grande precisão, onde são utilizados todos os tipos de dados disponíveis, esta é normalmente realizada *off-line*. Problemas inerentes à tarefa de diagnóstico de faltas envolvendo relés, disjuntores, canais de comunicação, estado de chaves seccionadoras, esquemas de transferência de proteção, entre outros, devem ser levados em consideração.

Figura 1.1 – Comparação entre o projeto de um PIA e de um SDF.



Fonte: Adaptada de Kirschen e Wollenberg (1992).

A metodologia de solução para o diagnóstico a ser implementada deve ser escolhida, levando-se em conta os seguintes fatores:

1. Falhas em relés ou disjuntores, e faltas múltiplas, complicam o processo de diagnóstico de faltas. No primeiro caso a falta é eliminada através da proteção de retaguarda, implicando em uma grande área desligada (perda de seletividade). No segundo caso, o número de combinações possível torna o problema de diagnóstico bastante complexo;
2. Aquisição de dados corrompidos;
3. Falha do sistema de transmissão de dados e RTUs;
4. Perda de informações quando o volume de dados a ser transmitido for muito grande. Esta situação pode surgir durante a ocorrência de falta extremamente grave com muitos desligamentos (*blackouts*);
5. A existência de subestações que não possuam sequência de registro de eventos e desta forma os dados de alarmes não podem ser capturados em tempo real;
6. Imprecisão nos tempos de ocorrência de eventos;
7. Alarmes que surgem pela ocorrência de eventos secundários podem ser facilmente misturados com alarmes causados pela perturbação primária;
8. Dificuldade em simular eventos raros e falta de dados históricos prejudica o progresso de trabalhos na área, uma vez que esses compõem a base para o desenvolvimento de modelos matemáticos;

9. A experiência do operador só pode ser obtida na prática e faltas severas ocorrem poucas vezes. Portanto, podem-se ter modelos obsoletos quando eventos ocasionados devido a esses tipos de faltas ocorrem. A experiência adquirida sobre uma determinada falta, nem sempre é aplicável sobre a ocorrência de outras.

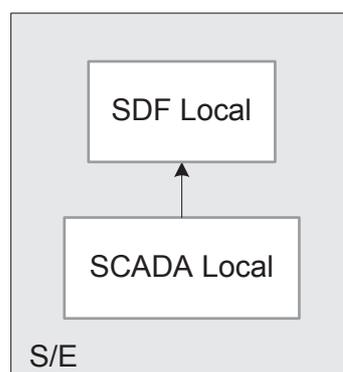
Portanto, o diagnóstico de faltas é definido como um problema que leva em conta a tomada de decisão onde várias hipóteses (seções em falta), previamente formuladas, competem entre si, cabendo ao operador e à ferramenta computacional de apoio, a partir dos alarmes, selecionar a mais provável.

## 1.2 Tipos de Diagnóstico de Faltas

O diagnóstico de faltas pode ser efetuado a partir de dois níveis: local ou da subestação (S/E) e em nível central ou do centro de operações (CO).

Diagnóstico efetuado de forma local está limitado aos ambientes como subestações e usinas geradoras de energia elétrica e tem como objetivo fornecer diagnóstico de faltas aos operadores e centros de controle destas unidades específicas. Neste caso, o sistema que realiza o diagnóstico de faltas (SDF) é integrado ao sistema SCADA local da subestação. Todo o diagnóstico fica limitado à subestação (Figura 1.2).

Figura 1.2 – Diagnóstico de alarmes local.

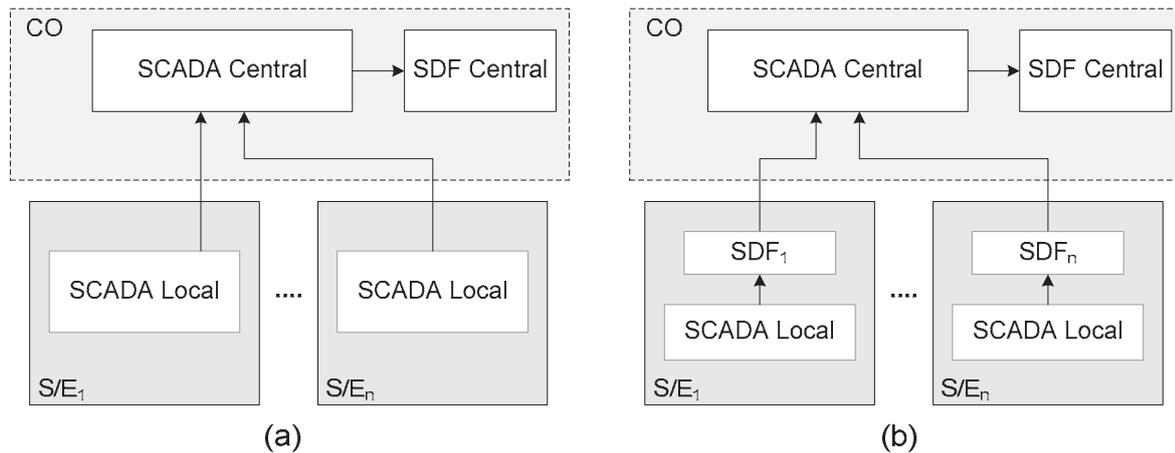


Fonte: Dados do próprio autor.

Diagnóstico efetuado de forma centralizada é realizado em centros de operação equipados com sistema SCADA central. Na Figura 1.3 ilustra-se essa ideia. O diagnóstico central pode ser totalmente centralizado, como ilustrado na Figura 1.3(a) ou centralizado distribuído, Figura 1.3(b). No diagnóstico totalmente centralizado todos os alarmes provenientes de cada sistema local são enviados para o SCADA central e, então, analisados

pelo SDF. No diagnóstico centralizado distribuído cada SDF localizado em cada subestação realiza um diagnóstico separadamente e local, e então, envia seus diagnósticos para um SDF central que traça um diagnóstico global do sistema considerando a interligação das subestações.

Figura 1.3 – Diagnóstico de alarmes centralizado: (a)-totalmente centralizado e (b)-centralizado distribuído.



Fonte: Dados do próprio autor.

Uma variante do diagnóstico apresentado na Figura 1.3 é ilustrada na Figura 1.4. Neste tipo de diagnóstico a tarefa do SDF central é dividida entre cada um dos SDFs responsáveis pelo diagnóstico de cada subestação. Após o diagnóstico separado o SDF central reúne os resultados de cada SDF e traça um diagnóstico global do sistema.

As principais diferenças entre o diagnóstico em nível local e central são:

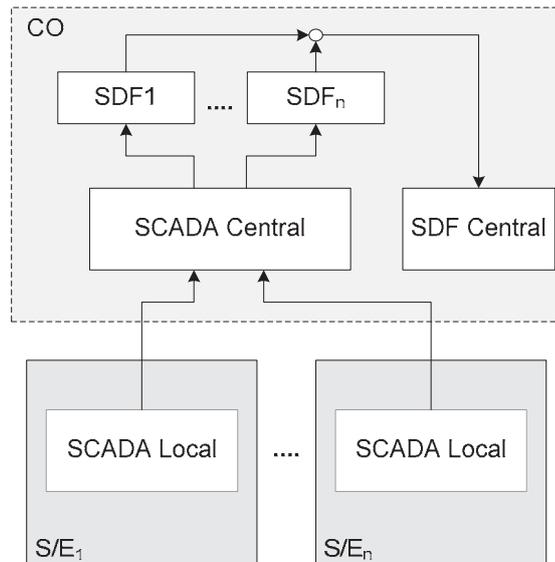
1. Em nível local ou centralizado distribuído:

- Pode contemplar mais detalhes em razão da disponibilidade de um maior número de dados, já que nem todas as informações contidas nas subestações são enviadas aos centros de controle;
- Disponibilidade de dados analógicos ou digitais sobre correntes e tensões de fases, possibilitando analisar o tipo de falta, calcular a distância da falta, e analisar faltas transitórias;
- Necessidade de recursos para obtenção de dados em subestações adjacentes.

2. Em nível totalmente centralizado:

- Necessidade de um módulo para selecionar a parte do sistema a ser analisada, isto é, identificar as partes do sistema atingidas pela falta;
- Necessidade de compactação e grande capacidade de transmissão de dados (em grande volume, se for feita uma análise semelhante à que seria realizada em nível de subestação).

Figura 1.4 – Outra forma – diagnóstico de alarmes totalmente centralizado.



Fonte: Dados do próprio autor.

Para ambos os tipos de diagnóstico tem-se ainda:

- Sequência de tempo em que os eventos ocorrem, permitindo analisar o desempenho dos dispositivos de proteção, além de ajudar no processo de localização de faltas (neste caso, os relógios das subestações devem estar sincronizados);
- Cuidados na manutenção da base de dados, pois embora existam muitos dados, estes podem ser inúteis caso não sejam tratados adequadamente.

### 1.3 Diagnóstico de Faltas em Sistemas de Distribuição

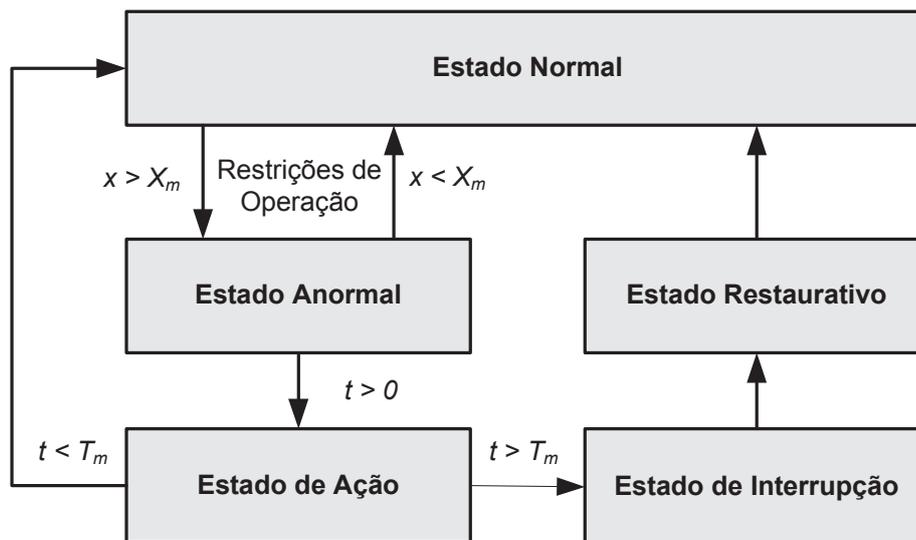
Os sistemas de transmissão, constituídos por linhas de transmissão e subestações de alta e extra-alta tensão são gerenciados pelo EMS e o monitoramento e controle em tempo real desses sistemas viabiliza a implementação de ferramentas computacionais para diagnosticar faltas.

Atualmente, sistemas de monitoramento e automação eficientes e equivalentes aos de transmissão são utilizados ao nível de subestações de distribuição e sistema de subtransmissão. Neste contexto, os operadores de um Centro de Operação da Distribuição (COD) possuem a tarefa de analisar e interpretar centenas e até milhares de alarmes e eventos produzidos por grande número de dispositivos de proteção instalados em várias subestações de distribuição. Através da Interface Homem Máquina (IHM) alocada em computadores nos CODs o operador tem acesso à topologia do sistema elétrico bem como o estado dos dispositivos de proteção e controle e todas as informações necessárias para controlar e monitorar remotamente diversas subestações simultaneamente. No nível de alta tensão as subestações de distribuição podem ser interconectadas através de um sistema de subtransmissão malhado que exige um complexo sistema de proteção e controle. Em um cenário de falta, um grande fluxo simultâneo de alarmes pode sobrecarregar o operador e a tarefa de detecção de faltas tornar-se complexa quando múltiplas faltas ocorrem ou em situações caracterizadas por falhas no sistema de proteção.

Na Figura 1.5 são ilustrados os possíveis estados de operação do sistema de distribuição. No estado normal, a demanda de carga e as restrições de operação do sistema ( $X_m$ ), tais como, níveis máximos e mínimos de tensão, carregamento máximo nos alimentadores, etc., estão sendo satisfeitas. Quando ocorre uma anormalidade e faz com que qualquer componente do sistema elétrico exceda seus limites normais de operação ( $x > X_m$ ), o sistema passa do estado normal para o estado anormal. No caso de anormalidades como faltas temporárias ou transitórias, o sistema passa para o estado de ação, em que a atuação da proteção, através de religamentos automáticos, deve eliminar a falta antes do tempo máximo permitido ( $T_m$ ) para permanência da falta no sistema. Em um estado de emergência (estado anormal e de ação), é esperado que a quantidade de alarmes aumente bruscamente em relação ao estado normal e os operadores devem estar em estado de alerta para verificar se a falta foi eliminada. Na permanência do estado de ação por um período de tempo superior ao tempo máximo permitido ( $t > T_m$ ), caso de uma falta permanente no sistema, o sistema passa para o estado de interrupção. Neste estado, uma quantidade ainda maior de alarmes e informações chega aos operadores no COD. Estes por sua vez devem analisar os alarmes e isolar ou remover a seção sob falta através de chaveamentos e manobras. Nesta fase, o operador deve utilizar seu conhecimento e experiência sobre a operação e a proteção do sistema para identificar a seção sob falta (onde ela está localizada no sistema), bem como o tipo de falta (monofásica, bifásica ou trifásica) e se envolve a terra ou não. Usualmente, o sistema passa

para um estado restaurativo onde manobras são efetuadas de modo que o sistema possa permanecer energizado através das seções sem falta. O sistema é colocado em sua condição normal quando reparos e inspeções são efetuados através das equipes de manutenção eliminando completamente a causa da falta. Na Tabela 1.1 mostra-se o aumento da atividade de um centro de controle comparando os estados normal e de emergência (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007).

Figura 1.5 – Estados de operação de um sistema elétrico.



Fonte: Adaptada de Anderson (1999).

Apesar do monitoramento e controle remoto serem efetuados de forma eficiente no nível de subestações, os alimentadores primários ainda possuem poucos investimentos em monitoramento remoto em tempo real. Desta forma, uma prática comum no diagnóstico de faltas em redes tradicionais é que os operadores tomam consciência da ocorrência da falta ao longo do alimentador ao receberem reclamações, via telefone, dos consumidores. Tal fato implica em uma grande demanda de tempo por parte do operador para tomar conhecimento e identificar a causa dos desligamentos em situações de emergência.

Tabela 1.1 – Atividades em um centro de controle considerando dois estados do sistema.

<b>Atividade</b>	<b>Estado Normal</b>	<b>Emergência</b>
Porcentagem do total de pontos analógicos que mudam a cada 10 segundos	10%	50%
Número de alarmes gerados e processados por minuto (50% status, 50% analógico)	30	600
Atividades mostradas em termos de uma nova atividade requisitada por console do operador por intervalo de tempo	1 cada 60s	1 cada 10s
Frequência de entrada de dados medidos por console do operador por intervalo de tempo	1 cada 60s	5 cada 60s
Frequência de sequência do controle supervísório (dispositivo aberto ou fechado) por console do operador por intervalo de tempo	1 cada 5min	1 cada 60s
Aplicações avançadas (fluxo de potência) em termos da quantidade de rede analisada por intervalo de tempo	10% da rede a cada 15min	50% da rede a cada 5min

Fonte: . Northcote-Green e Wilson (2007).

Diferente dos sistemas de transmissão, nos sistemas de distribuição as perturbações ocorrem em condições críticas de tempo e carregamento e muitas faltas podem ser geradas simultaneamente, sobrecarregando os operadores e engenheiros que, rapidamente, recebem um grande número de mensagens, relatórios de danos e reclamações telefônicas realizadas pelos consumidores. Na maioria dos sistemas de distribuição são utilizados métodos manuais para determinar a causa dos desligamentos na rede. É bastante comum o envio de uma equipe ao campo para realizar inspeções visuais nos alimentadores, sendo a comunicação entre o operador e a equipe de manutenção realizada por meio de rádio.

Apesar de diversas metodologias para o diagnóstico de faltas terem sido propostas para sistemas de transmissão pouca pesquisa foi feita na área de redes de distribuição, em função das mesmas apresentarem pouco nível de automação devido aos custos elevados que este tipo de tecnologia apresentava até o final da última década. Este fato é justificado devido aos sistemas de distribuição não apresentarem até pouco tempo atrás os mesmos recursos que os sistemas de transmissão, ou seja, monitoramento remoto preciso de toda a rede e sistemas de comunicações robustos e rápidos o suficiente, para que um sistema de diagnóstico de alarmes pudesse ser implementado. As metodologias tradicionais propostas até então para os

sistemas de distribuição em sua maioria são baseadas em amostragem e utilização de tensão e correntes na saída da subestação de distribuição para efetuar a localização de falta (MIRZAI; AFZALIAN, 2010).

O desenvolvimento de novas tecnologias de informação e comunicação e a redução de seus custos, juntamente com as necessidades técnicas, operacionais e ambientais devido a penetração de Geração Distribuída (GD) tem permitido que os sistemas de distribuição possam passar de uma estrutura básica de rede passiva para um complexo sistema de potência com diferentes graus de “inteligência”. Atualmente, em termos práticos, no âmbito das empresas de distribuição, principalmente no Brasil, ainda é muito tímida a discussão e aplicação de um nível maior de automação e inteligência nas redes, excetuando-se o uso de alguns equipamentos com transmissão remota de dados que são processados nos CODs. Por outro lado, no futuro próximo as redes de distribuição com elevado grau de automação aliadas aos poderosos sistemas de comunicação e processamento de dados é uma realidade, o que faz com que o interesse por este tema de pesquisa reflita-se tanto nacional como internacionalmente. Nesse sentido a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) já realizou algumas iniciativas idealizadas em duas notas técnicas publicadas recentemente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2010, 2011).

O conceito de *Smart Grid* ou redes inteligentes largamente discutido a partir da publicação do artigo de Amin e Wollenberg (2005) representa a formalização da operação integrada de diversas tecnologias que tornam possível a operação do sistema de distribuição de forma robusta mesmo com grande penetração de fontes de energia dispersas. Dentre as novas tecnologias que podem ser utilizadas para a realização das redes inteligentes citam-se:

- Tecnologias relacionadas aos recursos de energia distribuída (geração distribuída e armazenamento de energia dispersa);
- Novas tecnologias de sensores que podem ser alocados em dispositivos de proteção e controle tais como disjuntores, religadores, chaves de manobras automáticas, seccionadores automáticos, etc., ou diretamente na rede, permitindo aquisição de informações (alarmes, correntes, tensões) e possibilidade de manobras remotas a partir do centro de controle;
- Largo uso de IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) - qualquer dispositivo incorporando um ou mais processadores com capacidade de receber ou enviar dados/controlar a partir de/ou para uma fonte externa McDonald (2003), i.e., *smart meters*, relés digitais e controladores lógicos programáveis;

- Tecnologias para melhoria na qualidade de energia (DVR – *Distribution Voltage Restorer* e STATCOM – *Static Synchronous Compensator*);
- Tecnologias que possibilitem configurações avançadas para o sistema, tais como: microrredes (*microgrids*) ou ilhamentos intencionais;
- Sistemas de chaveamento automático dotados de funções de sincronização para reconfiguração/restauração do sistema devido às faltas, condições de carga, condições operacionais dos GDs, requerimentos de qualidade e confiabilidade, etc.

Para incorporar essas tecnologias o sistema de automação, que antes era limitado somente às subestações de distribuição ou sistema de automação convencional McDonald (2003) e Northcote-Green e Wilson (2007), deverá estender-se para todo o sistema de distribuição, incluindo todo alimentador primário até os transformadores de distribuição e consumidores individuais através da AMI (*Advanced Meter Infrastructure*). Com esta extensão do sistema de automação, o sistema de gerenciamento da distribuição DMS juntamente com o sistema SCADA, que antes eram dedicados ao gerenciamento ao nível de subestação, devem sofrer modificações para incorporar toda a rede de distribuição (FAN; BORLASE, 2009).

Do ponto de vista do diagnóstico de faltas, essa mudança conceitual no sistema de automação da distribuição poderá acarretar no aumento do fluxo de informações advindo dos diversos dispositivos de proteção e controle alocados na rede de distribuição. No caso de uma falta, o operador deverá analisar e interpretar esses alarmes, em tempo real, e evoluir o sistema de uma condição de contingência para a condição normal o mais rápido possível. Além disso, os diversos modos de operação do sistema de distribuição considerando a GD complicarão em muito o processo de localização de faltas e a restauração do sistema.

Entretanto, com a concepção da *Smart Grid* aplicada aos sistemas de distribuição, técnicas baseadas na utilização de alarmes considerando *status* dos sistemas de proteção e manobra podem ser utilizadas tendo a vantagem de serem mais rápidas e mais leves para a implementação computacional. Com o uso de sensores dispersos por toda a rede, a localização da seção sob falta é simplificada e pode apresentar precisão tão próxima quanto a dos métodos tradicionais. Assim, por exemplo, se existe uma falta permanente em alguma parte do sistema é esperado que a região relacionada à falta fique desenergizada devido a atuação de algum dispositivo de proteção. A combinação da análise das informações de sensores espalhados pelo sistema de distribuição juntamente com os consumidores desenergizados (medidores inteligentes desenergizados) pode ser utilizada para o diagnóstico de alarmes e localização da

seção da rede onde ocorreu a falta. Com as capacidades dos medidores inteligentes faltas transitórias também podem ser diagnosticadas através da análise de informações de diversos medidores e sensores dispersos.

#### **1.4 Métodos e Técnicas de Solução**

A utilização das técnicas de Inteligência Artificial (IA) para resolver o problema de diagnóstico de faltas é necessária devido a ausência de uma formulação analítica eficaz, capaz de resolver o problema.

Tais técnicas surgem como soluções promissoras, onde a natureza heurística (conhecimento adquirido com a experiência) e simbólica do raciocínio envolvido nas tarefas do operador pode ser modelada. Os resultados obtidos com a aplicação de sistemas inteligentes em sistemas de potência demonstram que a utilização de técnicas de inteligência artificial é adequada e bastante promissora, capaz de solucionar problemas nos quais as técnicas tradicionais de programação matemática não apresentam bons resultados.

Em sistemas elétricos de potência, após a ocorrência de uma falta, o operador deve rapidamente selecionar as mensagens mais relevantes, chegar a uma conclusão a partir das informações disponíveis, e agir apropriadamente de modo a restabelecer o sistema ao seu estado normal. Cabe ao operador decidir se pode ou não religar os equipamentos atingidos pelo desligamento. A disposição de uma ferramenta computacional de auxílio à tomada de decisão, juntamente com o sistema de supervisão, poderá tornar mais rápida esta tarefa e diminuir os riscos causados por uma má interpretação dos eventos sinalizados, principalmente nos casos de sobrecargas de informações. A seguir são apresentados, com base na literatura, os principais métodos e técnicas empregadas para resolver o problema de diagnóstico de faltas.

##### **1.4.1 Sistemas Especialistas**

Os sistemas especialistas (SEs) foram os primeiros métodos baseados em inteligência artificial a serem empregados no diagnóstico de faltas. Sistemas especialistas são programas de computadores que armazenam os conhecimentos de especialistas em um determinado domínio, e os utilizam combinados aos métodos de inferência, para resolver problemas que são suficientemente complexos e/ou de difícil modelagem por meio de métodos analíticos convencionais (FEIGENBAUM, 1982, citado por Junior; Rolim; Zürn, 2004b).

Os Sistemas Especialistas, geralmente, apresentam uma arquitetura constituída por três módulos: uma base de conhecimento, um motor de inferência e uma interface com o usuário. O conhecimento sobre o domínio é representado na base de conhecimento do SE, que é formada pela base de regras e fatos (IF-THEN), armazenados na memória de trabalho. Por outro lado, o motor de inferência é o mecanismo de controle do sistema que avalia e aplica as regras conforme as informações contidas na memória de trabalho.

Entre as principais vantagens em se implementar um sistema especialista destacam-se (JUNIOR; ROLIM; ZÜRN, 2004b):

- A redução de sobrecarga do operador, por excesso de alarmes, informações e restrições;
- Prevenção de erros humanos;
- Mais segurança e agilidade nas decisões operativas;
- Retenção do conhecimento da operação;
- Maior facilidade de aceitação da ferramenta pelos usuários, já que a mesma pode explicar a forma por meio da qual chegou à sua conclusão e funciona de forma semelhante ao raciocínio humano. Isto porque os SEs apresentam a modelagem do conhecimento da operação do sistema de proteção através de regras e fatos (IF-THEN), por exemplo, *IF <dispositivo A falha da seguinte maneira...> THEN <dispositivos B,C,..., devem atuar>*, o que sugere uma maior proximidade do raciocínio de um operador (raciocínio heurístico) ao lidar com a operação da proteção e também da simplicidade na modelagem do problema.

Deve-se observar que as três primeiras vantagens inerentes aos SEs devem ser comuns a qualquer ferramenta computacional desenvolvida para o diagnóstico de faltas.

Apesar dos SEs constituírem uma solução válida, alguns fatores limitam a sua eficiência, sendo o principal a dificuldade, em algumas aplicações, de se adquirir, representar e validar o conhecimento de forma simples e completa. Portanto, pode-se afirmar que as principais desvantagens de SEs para o diagnóstico de faltas são:

- Na etapa de aquisição do conhecimento há necessidade de disponibilidade de um especialista humano com interesse em colaborar e que tenha facilidade de comunicação com o responsável que irá desenvolver o sistema especialista;

- Sistemas especialistas não possuem a capacidade de generalização, ou seja, limitam-se a produzir resultados de acordo com as informações contidas em sua base de conhecimento. Portanto, são incapazes de produzir conclusões sobre situações que não sejam cobertas pela base de conhecimento;
- Devido às ocorrências de faltas graves serem raras, é praticamente impossível um engenheiro ou operador experiente deter conhecimentos sobre todas as situações de faltas possíveis. Portanto, torna-se difícil validar a base de conhecimento.

Como conclusão, pode-se dizer que SEs representam uma alternativa válida para resolver o problema de diagnóstico de faltas. Entretanto, apresentam problemas relativos à mudança de topologia da rede, o que implica na formulação de um grande número de regras, consumindo muito tempo durante a fase de implementação.

#### **1.4.2 Redes Neurais Artificiais**

As redes neurais artificiais (RNA) constituem uma forma de aproximação universal de funções que apresenta desempenho satisfatório durante a interpretação e classificação de padrões complexos. Uma rede neural é especificada com base nas características do problema a ser tratado, sendo esta treinada a partir de uma base de casos passados ou preparados como exemplos (conjunto de amostras de treinamento), de modo que a rede seja capaz de estimar situações futuras. As principais vantagens das redes neurais quando aplicadas ao diagnóstico de faltas são (JUNIOR; ROLIM; ZÜRN, 2004b):

- Capacidade de interpolação – as redes são capazes de produzir resultados mesmo com dados de entrada ruidosos e casos para os quais não foram treinadas, ou seja, insensibilidade ao ruído;
- Não necessitam de regras explícitas para a descrição do esquema de proteção. O processo de aprendizagem da maioria das redes é através de exemplos;
- Podem aprender automaticamente novos cenários de faltas, bastando adicionarem-se novos dados ao conjunto de treinamento;
- Devido ao paralelismo intrínseco permite diminuir o tempo de resposta;

As principais desvantagens das RNAs são:

- Padrões de treinamento dependem dos estados de relés e disjuntores, o que implica em um aumento do número de conexões da rede neural, dificultando a sua aplicação em sistemas reais de grande porte;
- Sistemas elétricos de grande porte requerem uma rede neural de grande escala o que torna difícil determinar os pesos ótimos em termos de precisão e esforço computacional, além de resultar em uma lenta convergência da rede durante o processo de treinamento. Portanto, a obtenção de modelos mais aceitáveis força uma redução na dimensão da rede (MORI, 1996, citado por Junior; Rolim; Zürn, 2004b);
- Necessidade de se determinar a dimensão da rede, ou seja, o número de neurônios e de camadas da rede;
- Dados históricos contendo informações sobre faltas seriam o ideal para se treinar a rede, mas isto em uma aplicação real nem sempre está disponível, uma vez que as faltas ocorrem de maneira aleatória;
- Falta de critérios que determinem a quantidade de dados necessários ao aprendizado da rede. Poucos dados implicam em modelos inadequados, enquanto que muitos dados resultam em um treinamento bastante demorado e, por vezes, perda da capacidade de generalização (fenômeno conhecido como sobre-treinamento).

### 1.4.3 Redes de Petri

Redes de Petri (RP) são redes com ponderações nas relações de fluxo, onde o elemento  $s$  é chamado de lugar (pode ser interpretado como uma condição, um estado parcial, uma espera, um procedimento, entre outros). É bastante comum representar a rede de Petri por grafos constituídos de nós lugares e nós transições  $t$ . Tais nós são interligados por meio de um ou mais arcos.

Devido as características das redes de Petri, elas podem ser consideradas como uma ferramenta gráfica com grande capacidade para modelar e analisar sistemas a eventos discretos e ideais para modelagem de sistemas assíncronos concorrentes, como o sistema de proteção.

Apesar das redes de Petri mostrarem-se bastante promissoras existem alguns aspectos que devem ser melhorados, dentre eles destacam-se:

- Caso os relés e disjuntores não estejam em boas condições de operação, os modelos apresentam dificuldades em produzir diagnóstico correto;
- A representação gráfica do esquema de proteção que aparentemente implica em grande facilidade em se visualizar a operação da proteção, perde a importância quando se trata de sistemas reais de grande porte;
- O mapeamento de sistemas complexos através de redes de Petri é bastante difícil e trabalhoso, sendo ainda motivo de pesquisa.
- Incapacidade de generalização.

#### 1.4.4 Redes de Causa-Efeito (CEN)

As redes de Causa-Efeito ou (*Cause-Effect Network - CEN*) são estruturas baseadas em modelagem gráfica (assim como RP) para representação das causalidades entre duas variáveis. As variáveis são representadas por nós na CEN, ou seja, o nó causa e o nó efeito. Um arco dirigido do nó causa para o nó efeito é considerado se eles possuem uma relação de causalidade. Devido sua semelhança com redes de Petri as CEN possuem as mesmas vantagens e desvantagens daquelas.

#### 1.4.5 Lógica Nebulosa

De maneira geral, a lógica nebulosa ou lógica *fuzzy* (*fuzzy logic*) consiste em aproximar a decisão computacional à decisão humana. Isto é feito de forma que a decisão de uma máquina não se resume apenas a um “sim” ou um “não”, mas também tenha decisões “abstratas”, do tipo “um pouco mais”, “talvez sim”, e outras variáveis que representem as decisões humanas. A lógica *fuzzy* possui suporte na elaboração de modelos completos e eficientes, capazes de representar a incerteza e a imprecisão do raciocínio humano, onde variáveis linguísticas associadas às funções de pertinência (*membership functions*) são utilizadas. Dentre as vantagens desta técnica, pode-se citar:

- As funções de pertinência utilizadas para representar o desempenho de relés e disjuntores podem ser alteradas dinamicamente de acordo com as condições de falta, condições do tempo e disponibilidade de dados estatísticos;

- Não é sensível aos sinais inesperados, tais como falhas ou operação indevida de relés, erros de transmissão de dados entre outros;
- Geralmente, o processo de inferência utiliza um pequeno número de regras *fuzzy* e a ordem de disparo das mesmas não influi no resultado, o que torna fácil adicionar novas regras na base de conhecimento.

A principal desvantagem da lógica *fuzzy* aplicada ao diagnóstico de faltas é que as funções de pertinência que descrevem o comportamento do sistema de proteção devem ser obtidas a partir de dados históricos de funcionamento de relés e disjuntores, tentativas e erros ou experiência de operadores e engenheiros. Considerando que as faltas podem ocorrer em diversas partes do sistema e que o comportamento do sistema de proteção frente às faltas não pode ser previsto com total certeza (a proteção pode atuar ou falhar devido a inúmeras causas) é, portanto, difícil obterem-se funções de pertinência que sejam suficientemente robustas para que possam ser aplicadas a todos os dispositivos de proteção.

#### **1.4.6 Modelos de Otimização**

Um método baseado em modelos de otimização necessita de uma função objetivo como critério para refletir a discrepância entre uma medida real (alarmes, por exemplo) e os estados esperados das variáveis (funções modeladas para os dispositivos de proteção). Através da aplicação de uma técnica de otimização, tal como, Algoritmos Genéticos (AG), Busca Tabu (BT) ou Algoritmo Imunológico (AI), as hipóteses de solução que maximizam ou minimizam a função objetivo podem ser obtidas. A seleção da função objetivo é crítica uma vez que ela pode afetar a precisão dos resultados. A maior desvantagem das técnicas de otimização utilizadas até o momento é a necessidade de estimar a grande quantidade de parâmetros exigida por estas técnicas que são efetuados em forma de tentativas e erros.

### **1.5 Objetivos e Contribuições da Tese**

O objetivo principal desta tese é propor uma metodologia para auxiliar os operadores dos centros de operação da distribuição a interpretarem e analisarem de forma mais rápida e precisa os alarmes informados pelos sistemas SCADA. A ideia é que a metodologia possa ser implementada no DMS dos centros de controle caracterizando uma ferramenta auxiliar ao operador para o diagnóstico de faltas em tempo real. O paradigma de diagnóstico utilizado é o

totalmente centralizado (Figura 1.3(a)). A metodologia proposta busca superar as dificuldades e desvantagens apresentadas pelos métodos propostos na literatura especializada.

A metodologia proposta é baseada em um modelo matemático original dividido em duas partes: (1) modelo de operação do sistema de proteção e (2) modelo de Programação Binária Irrestrita (PBI). A parte (1) do modelo é composta de um conjunto de equações de estados esperados das funções de proteção dos relés do sistema modeladas com base na lógica de operação de funções de proteção tais como sobrecorrente, diferencial e distância, bem como na filosofia de proteção utilizada por especialistas na especificação, seletividade e coordenação da proteção (ANDERSON, 1999). Por outro lado, o modelo de PBI é estabelecido através de uma função objetivo formulada com base na teoria de cobertura parcimoniosa (*parsimonious set covering theory*) desenvolvida por Peng e Reggia (1990) e busca a associação ou “*match*” entre os relatórios de alarmes que chegam aos operadores (informados pelo sistema SCADA) e os estados esperados das funções de proteção dos relés formulados na parte (1) do modelo. Para resolver o modelo de PBI um AG dedicado é proposto. O AG possui taxas de recombinação e mutação automática e dinamicamente calibradas em cada geração do algoritmo baseado na saturação da população corrente. Além disso, o algoritmo possui dois parâmetros de controle para calibrar e utiliza como critério de parada o algoritmo de classificação de faltas.

Além do modelo proposto para o diagnóstico de faltas em nível de subestações de distribuição, a tese apresenta como contribuição a proposta de um novo paradigma para a proteção de redes de distribuição desenvolvido sob o prisma da *Smart Grid*. Chaves seccionadoras inteligentes são alocadas na rede em substituição a elos fusíveis, chaves seccionadoras, religadores e seccionadores automáticos que compõem a proteção tradicional da rede. A ideia é que o novo esquema de proteção proposto permita penetração de geradores distribuídos nas redes superando os problemas apresentados pela proteção tradicional da rede. Além disso, possibilite o desenvolvimento de metodologias baseadas em alarmes para a localização de faltas ao longo das redes auxiliando os operadores na restauração do sistema. A metodologia desenvolvida para o diagnóstico das subestações é estendida para as redes de distribuição e utiliza os alarmes dos relés alocados na subestação, bem como os estados das chaves inteligentes para traçar o diagnóstico de falta das seções da rede. Os alarmes da proteção dos geradores distribuídos alocados na rede também são considerados partindo da ideia de que a concessionária tem acesso as informações das proteções de interconexão dos geradores.

Para testar e validar a metodologia aplicada a subestações de distribuição, um grande número de alarmes são gerados a partir de um sistema com quatro subestações interconectadas. Para isso é desenvolvido um Algoritmo Gerador Probabilístico de Alarmes (AGPA) original capaz de gerar um número infinito de alarmes de maneira eficiente e rápida. Nesta etapa cada um dos alimentadores das subestações é considerado como uma única seção. Para os testes da metodologia considerando a incorporação da rede de distribuição são criados manualmente cinco casos de falta considerando sete alimentadores de distribuição reais provenientes das quatro subestações de distribuição.

Dentre as principais vantagens da metodologia proposta em relação aos métodos e técnicas propostas na literatura especializada podem-se enumerar as principais a seguir. Comparada a Sistemas Especialistas a metodologia apresenta os seguintes benefícios:

- a) A metodologia não utiliza base de conhecimento; portanto ela não requer a disponibilidade de um especialista humano para construir a base de conhecimento como feito em SEs. As equações das funções de proteção são baseadas na lógica de operação e na filosofia de proteção adotada no sistema e não sofrem qualquer modificação quando a topologia do sistema muda. Esta característica claramente apresenta benefícios porque a metodologia é capaz de generalização e é independente da situação de falta;
- b) A metodologia não requer validação do modelo matemático. Esta característica é especialmente importante porque situações de faltas raras podem ocorrer e é muito difícil validar a base de conhecimento de SEs para diagnosticar de maneira eficiente e suficiente estes tipos de faltas.

Em relação a RNAs a metodologia proposta apresenta os seguintes benefícios:

- a) A metodologia não requer qualquer treinamento. O processo de treinamento pode requerer significativo tempo de processamento quando a RNA é desenvolvida para sistemas de grande porte. Nestes casos, a quantidade de conjuntos de amostras de alarmes para que a RNA possa diagnosticar qualquer situação de falta precisamente é difícil de determinar. Por outro lado, a metodologia desenvolvida necessita que os parâmetros de controle do AG sejam calibrados. Comparado a outras técnicas de solução o AG desenvolvido possui dois parâmetros de controle para calibrar e a eficiência do algoritmo é garantida com parâmetros constantes para todas as simulações;

- b) Redes neurais requerem determinação da dimensão da rede tal como a quantidade de camadas e o número de neurônios na camada oculta. Estes parâmetros são dependentes do tamanho do sistema. É observado que a metodologia proposta não requer qualquer dimensionamento nesse sentido.

O modelo matemático de operação do sistema de proteção desenvolvido modela a lógica de operação do sistema de proteção de maneira estritamente matemática diferentemente de técnicas que utilizam lógica *fuzzy* em que a lógica de operação do sistema de proteção é modelada através de regras *fuzzy* e funções de pertinência (*membership functions*). Para a obtenção das funções de pertinência é necessário dados do sistema elétrico, tais como, dados históricos de operação de relés e disjuntores. As funções de pertinência podem também ser obtidas a partir da experiência de operadores e engenheiros, ou com base em tentativa e erro. Considerando que a operação do sistema de proteção apresenta incertezas é muito difícil desenvolver funções de pertinência robustas capazes de modelar apropriadamente a operação e interação dos dispositivos de proteção no sistema. Nesse sentido a metodologia não necessita de qualquer dado para modelar a operação do sistema de proteção; somente dados básicos do sistema monitorado são necessários para a implementação do método.

Basicamente RPs e CENs utilizam representação gráfica e suas aplicações em sistemas reais de grande porte podem ser problemáticas principalmente na fase de gerenciamento das redes. Por outro lado, a metodologia proposta não utiliza qualquer representação gráfica e as equações podem ser implementadas em diversas linguagens computacionais. Em adição, o modelo matemático requer pouco esforço computacional e pode ser implementado utilizando operações de soma e subtração.

No que tange a divulgação dos resultados são enumeradas as seguintes publicações relacionadas de forma direta ao desenvolvimento do doutorado:

- 1) LEAO, F. B.; PEREIRA, A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Fault section estimation in electric power systems using an optimization immune algorithm. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 80, n. 11, p. 1341-1352, 2010.
- 2) LEAO, F. B. ; PEREIRA, R. A. F. ; MANTOVANI, J. R. S. Fault section estimation in electric power systems using an artificial immune system algorithm. **International Journal of Innovations in Energy Systems and Power**, Edmonton, v. 4, n. 1, p. 14-21, 2009.

- 3) LEAO, F. B.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Fault section estimation in automated distribution substations. In: POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2009, Calgary. **Meeting...** Calgary: IEEE, 2009. p. 1-8.
- 4) LEAO, F. B.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Localização de faltas em sistemas de energia elétrica através de um modelo de programação binária irrestrita e algoritmo imune. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, XVII, 2008, Juiz de Fora. **Anais...** Juiz de Fora: CBA, 2008. não pag.
- 5) LEAO, F. B.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Fault section estimation in electric power systems using an artificial immune system algorithm. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION, 16, 2008, Glasgow. **Conference...** Glasgow: PSCC, 2008. não pag.
- 6) LEAO, F. B.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Estudo comparativo das metaheurísticas algoritmo genético e algoritmo imune no problema de diagnóstico de faltas em subestações. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, XL, 2008, João Pessoa. **Anais...** João Pessoa: SBPO, 2008. p. 1260-1271.
- 7) LEAO, F. B.; SILVA, L. G. W.; MANTOVANI, J. R. S. Localização de faltas em sistemas de energia elétrica através de um modelo de programação binária e algoritmo genético. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, XVI, 2006, Salvador. **Anais...** Salvador: CBA, 2006. p. 631-636.

Além dos trabalhos anteriormente citados dois trabalhos foram publicados durante o período de doutoramento:

- 8) MATHIAS NETO, W. P.; MANTOVANI, J. R. S.; LEAO, F. B. Restauração de redes de distribuição de energia elétrica considerando geração distribuída. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, XLII, 2010, Bento Gonçalves. **Anais...** Bento Gonçalves: SBPO, 2010. não pag.
- 9) MATHIAS NETO, W. P.; LEAO, F. B.; MANTOVANI, J. R. S. Distribution system restoration in a DG environment using a heuristic constructive multi-start algorithm. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION LATIN AMERICA, 2010, São Paulo. **Conference...** São Paulo: IEEE/PES, 2010. p. 86-91.

## 1.6 Organização do Texto

O texto é organizado como segue. No capítulo 2 apresenta-se uma revisão de literatura ampla dos principais métodos e técnicas de solução desenvolvidos para a resolução do problema de diagnóstico de faltas em sistemas de potência. No capítulo 3, são apresentados os conceitos que norteiam a teoria de cobertura parcimoniosa e o problema de diagnóstico de faltas é contextualizado e formalizado matematicamente através desta teoria. No capítulo 4 é apresentado o modelo matemático proposto para resolver o diagnóstico de faltas em subestações de distribuição. Este capítulo ainda apresenta a proposta de um novo paradigma para a proteção das redes de distribuição com alta penetração de geradores distribuídos e a extensão do modelo matemático para o diagnóstico das redes protegidas pelo esquema de proteção proposto. No capítulo 5 é apresentado o algoritmo genético dedicado para a solução do problema de diagnóstico de faltas. No capítulo 6, os resultados obtidos para a aplicação da metodologia para o diagnóstico de faltas em nível de subestações e redes de distribuição são apresentados e discutidos. Finalmente no capítulo 7 o trabalho é concluído e algumas sugestões para trabalhos futuros são apresentadas.



## Capítulo 2

---

### 2 Revisão Bibliográfica

Neste capítulo são apresentados os trabalhos publicados em ordem cronológica que descrevem o estado da arte do problema de diagnóstico de faltas em sistemas elétricos.

O desenvolvimento de uma metodologia que possa resolver o diagnóstico de faltas em tempo real é equivalente a resolver um problema matemático complexo e com o requisito adicional de que as respostas devem ser obtidas em um tempo adequado para que possam ser tomadas as ações de controle necessárias. Isto é verdadeiramente complicado quando se consideram sistemas reais de grande porte e que apresentam grande quantidade de dispositivos de proteção e controle. Nestes casos, devido à natureza combinatória do problema, é necessário lidar com um grande número de variáveis de decisão e espaço de soluções de elevada dimensão. Este fato caracteriza o problema de diagnóstico de alarmes como um problema de decisão combinatório e com diversos modelos matemáticos e técnicas de solução encontrados na literatura.

As pesquisas na área do problema começam a ser desenvolvidas mais vigorosamente a partir de 1986 com a publicação do artigo de Wollenberg (1986). Na época da publicação do artigo o processamento de alarmes em centros de controle era executado rearranjando os alarmes, por exemplo, em ordem cronológica, não utilizando qualquer método inteligente. Os alarmes eram analisados e processados separadamente fornecendo ao operador informações, por exemplo, de mudanças de estado de disjuntores, limite de correntes excedidas e desvios

nas tensões do sistema, (LIACCO; KRAYNAK, 1969). A noção de que os alarmes poderiam ser agrupados de forma combinatória e que informações do sistema poderiam ser associadas para traçar um diagnóstico mais preciso motivou Wollenberg a desenvolver um processador inteligente de alarmes baseado em sistemas especialistas. Neste primeiro trabalho utilizando métodos inteligentes o autor propôs um sistema especialista executado em tempo real, capaz de informar aos operadores as condições do sistema elétrico através do agrupamento dos alarmes utilizando regras IF-THEN. A base de conhecimento foi gerada estudando as mensagens de alarmes produzidas por um simulador de treinamento de operadores utilizando um sistema modelo. Os alarmes eram analisados e a seguinte pergunta para cada alarme era feita: “O que faria sentido mostrar e o que deveria ser suprimido?”. O motor de inferência foi desenvolvido em linguagem LISP<sup>2</sup> e a partir das regras da base de conhecimento suprimia algumas informações e mostrava somente as mensagens necessárias para o operador.

Em agosto do mesmo ano Talukdar, Cardozo e Perry (1986) propuseram um assistente de operadores baseado no paradigma DPS (*Distributed Problem Solving*), ou seja, uma coleção de algoritmos distintos e independentes para resolver problemas, e um mecanismo de controle para promover a cooperação entre eles. A metodologia utiliza alarmes de relés e disjuntores e é composta de um simulador de eventos discretos responsável por prever a ocorrência dos eventos da operação da proteção e a configuração final da rede de transmissão baseado em uma configuração inicial e do distúrbio no sistema; um diagnosticador baseado em sistema especialista, responsável por identificar o distúrbio inicial e qualquer operação da proteção envolvida na mudança acidental da configuração da rede; um *matcher* para comparar duas configurações; uma interface entre o usuário e o sistema e um quadro negro (*blackboard*) que é a base de dados para as mensagens que serão exibidas ao operador. Cada mensagem pode conter dados não processados (*raw data*) ou dados processados, incluindo comandos e hipóteses. O esquema de operação da proteção é armazenado na base de conhecimento do sistema especialista como regras IF-THEN programado na linguagem OPS5<sup>3</sup>. O motor de inferência trabalha com base em três passos: (1) *Match*; (2) *Conflict Resolution* e (3) *Act*. O motor de inferência é executado até que o conteúdo da memória de trabalho alcance um estado para o qual não existem mais regras aplicáveis, i.e., um estado para o qual o passo *Match* está vazio. O módulo diagnosticador

---

<sup>2</sup> O nome vem de LISP Processing. Tanto os dados como o programa são representados como listas. Linguagem interpretada, onde o usuário digita expressões em uma linguagem formal definida e recebe de volta a avaliação de sua expressão.

<sup>3</sup> Linguagem de programação baseada em regras (rule-based) ou *production system computer language*. Utiliza um motor de inferência baseado em *forward chaining* buscando elementos na memória de trabalho que satisfazem as regras na memória de produção.

apresenta ao operador uma lista de possíveis faltas no sistema (organizadas por probabilidade de ocorrência), bem como a operação da proteção envolvida.

Em outubro do mesmo ano Fukui e Kawakami (1986) propuseram um sistema de diagnóstico de faltas para subestações baseado em sistemas especialistas que utilizava alarmes de relés e disjuntores. A base de conhecimento é desenvolvida utilizando a linguagem PROLOG<sup>4</sup> e o conhecimento a respeito do sistema elétrico é armazenado como fatos, enquanto a operação da proteção como regras. Após a informação sobre a operação de relés e disjuntores, o mecanismo de inferência estima as seções sob falta que justificam cada operação dos relés. O mecanismo de inferência trabalha com base nos padrões de combinação de regras e de fatos e no mecanismo de *backward-reasoning*<sup>5</sup> da linguagem PROLOG checando os fatos e as regras armazenadas de modo a encontrar as seções sob falta que satisfazem cada regra.

A partir dos anos 90 o antigo conceito em que proteção, *fault recording*, controle automático, aquisição de dados e funções similares eram executados separadamente através de dispositivos *stand-alone* foi potencialmente substituído pela ideia do novo conceito de integração da proteção e controle em sistemas microprocessados. Este tipo de estrutura consiste de dispositivos baseados em microprocessadores (para proteção e controle em nível de circuito) e um computador central na subestação que possui a função de se comunicar, fazer aquisição de dados e enviar sinais de controle aos dispositivos no campo. Com a centralização da aquisição de dados em um computador na subestação uma base de dados mais completa poderia estar disponível. Estes dados então poderiam ser utilizados por operadores, engenheiros de proteção e pessoal da manutenção durante uma emergência. Vale ressaltar que esta ideia é empregada até os dias de hoje na concepção da automação dos sistemas SCADA modernos. Neste sentido os trabalhos publicados a partir de 1990 começam a propor metodologias de diagnóstico de faltas que utilizam uma base de dados maior e mais complexa.

O trabalho de Jeyasurya et al. (1990) simboliza a nova fase das metodologias de diagnóstico de faltas. Neste artigo, os autores propõem um sistema especialista para ser implementado no computador central da subestação. O SE é desenvolvido em linguagem

---

<sup>4</sup> Linguagem de programação definida pelo paradigma de Programação em Lógica Matemática. É associada a inteligência artificial e linguística computacional.

<sup>5</sup> Tipo de inferência de retrocesso que se inicia a partir das hipóteses de solução (ou objetivos) caminhando no sentido dos dados disponíveis e utilizando as regras da base de conhecimento para checar se os dados dão suporte ou podem explicar a solução.

OPS83 (uma variante mais antiga da OPS5) utilizando como base de conhecimento as regras de atuação de relés e abertura de disjuntores. A estratégia de *forward chaining* é utilizada no motor de inferência. Como exemplo, o artigo apresenta uma árvore de decisão utilizada para diagnosticar disjuntores com falha. A árvore é dividida em nível 0: dados de pré-falta; nível 1: relés atuados; nível 2: disjuntores relacionados aos relés que atuaram e nível 3: estado dos disjuntores. Dado o estado de relés e disjuntores atuados, o mecanismo de inferência busca através da árvore de decisão até que os nós terminais sejam encontrados o que corresponde aos disjuntores com falha. Raciocínio semelhante é utilizado considerando as relações de operação de relés e seções para encontrar as seções sob falta.

No ano seguinte, Protopapas, Psaltiras e Machias (1991) propõem um sistema especialista escrito em linguagem PROLOG para o diagnóstico de faltas e o processamento de alarmes em subestações. A metodologia apresenta como vantagem a facilidade de expansão da base de conhecimento bem como a possibilidade de uma pessoa não especialista interagir com o SE. A base de conhecimento é composta por árvores de regras que possuem diferentes tipos de nós, como *AND-node*, *OR-node*, *Question-nodes* e *Answer-nodes*, etc. Para cada falta ocorrida no sistema elétrico, a metodologia requer do usuário quais relés e disjuntores atuaram e, então, o mecanismo de inferência inicia percorrendo as árvores de regras uma de cada vez. Cada nó das árvores indica quais procedimentos devem ser seguidos e o modo como eles devem interagir com o usuário. A partir da resposta do usuário e das informações armazenadas na base de conhecimento o SE decide o próximo passo e otimiza a solução.

Como um dos primeiros trabalhos com aplicação em sistemas de distribuição, Hsu et al. (1991) propuseram um sistema especialista desenvolvido em PROLOG que utiliza ligações de consumidores quando da ocorrência de faltas na rede de distribuição para localizar a provável região da rede sob falta. A base de conhecimento é dividida em base de dados e base de regras. A base de dados é construída com dados da rede como: número serial, endereço e localização de cada ramal, chaves, fusíveis e transformadores de distribuição; diagramas de configurações de rede e dados de consumidores especiais tais como: endereço, número de telefone de hospitais, hotéis, lojas de departamentos, etc.; transformadores de distribuição que são frequentemente sobrecarregados bem como ramais que são vulneráveis às faltas. Além disso, o sistema é dividido em várias regiões quadradas e essas regiões são armazenadas na base de dados. A base de regras é construída baseada no conhecimento dos operadores do sistema, tal como, um consumidor é usualmente alimentado através de um transformador próximo a ele, radialidade do sistema de distribuição (único caminho de corrente), etc. O

motor de inferência compreende três algoritmos principais: método de busca dinâmica, método de *backtracing* e operação de intersecção de conjuntos. A inferência é inicialmente executada através da leitura de ligações de consumidores. A partir da base de conhecimento (base de dados e base de regras) o motor de inferência checa se as ligações provêm de consumidores chaves. Se sim, a busca é restringida a esses consumidores utilizando o método de *backtracing* (caminhando a partir do ramal que alimenta o consumidor até a subestação) para identificar a região do consumidor. Se não, o método de busca dinâmica é iniciado para identificar qual o ramo mais próximo do consumidor. Para cada consumidor identificado o método de *backtracing* é executado e um conjunto de prováveis regiões é estabelecido. Por fim, o método de intersecção de conjuntos é executado e as mais prováveis regiões sob falta são obtidas e apresentadas ao operador.

Dabbaghchi e Gursky (1993) foram os primeiros autores a utilizarem a teoria de cobertura parcimoniosa para a resolução do problema de diagnóstico de faltas. A metodologia proposta por eles é baseada em sistema especialista utilizando um motor de inferência abdutiva que realiza o diagnóstico do sistema utilizando a teoria de cobertura parcimoniosa. O mecanismo de inferência utiliza o critério de minimalidade para formar, confirmar ou rejeitar as hipóteses de solução. A base de dados incorpora a base de conhecimento e dados de casos específicos de ocorrência de faltas. Dado um conjunto de alarmes, um conjunto de hipóteses com soluções candidatas competindo entre si é formado para explicar os alarmes através do motor de inferência. Este conjunto de hipóteses é uma solução intermediária e é referida como *focus*. Uma vez que esta etapa é concluída o operador intervém através da interface do usuário para avaliar a plausibilidade das soluções contidas no *focus*. A saída final da metodologia é um conjunto de hipóteses que podem explicar o estado de operação do sistema. Estas são listadas de acordo com sua plausibilidade tal que o evento mais provável é listado primeiro.

Yang, Chang e Huang (1994) propõem um sistema de diagnóstico de faltas baseado em redes neurais artificiais que se assemelha em estrutura a um SE. Amostras elementares de alarmes de relés e disjuntores são fornecidas por um operador especialista e, então, são compiladas e utilizadas para treinar e construir a base de conhecimento denominada base tipo rede neural ou *NN-Type Knowledge Base*. As amostras elementares são obtidas através das relações de seções com faltas com a atuação de suas proteções primária, local e/ou remota. Um mecanismo de inferência fornece a conclusão final do diagnóstico juntamente com o nível de confiança desta conclusão através da exploração de informações fornecidas pela base de conhecimento.

Em um segundo artigo Yang, Chang e Huang (1995b), os autores desenvolvem um método que utiliza árvore de decisão baseada em redes neurais artificiais. Os autores propõem um sistema de diagnóstico de faltas distribuído (Figura 1.3(b)) em que o sistema de transmissão e distribuição é dividido em  $n$  subestações locais, e que em cada subestação local é alocado um sistema de diagnóstico. Os autores consideram que as subestações locais são definidas como uma porção do sistema que é separado por disjuntores e conectado às outras subestações através de linhas de transmissão. Para faltas que afetam várias subestações, a decisão final é realizada pela unidade de coordenação ou *Coordination Unit*. As árvores de decisões são construídas para cada seção a partir da base de dados de treinamento de acordo com os mecanismos de indução. Após a criação das árvores elas são mapeadas para redes neurais em que o número de neurônios na primeira camada da rede é igual ao número de nós internos da árvore. Cada neurônio executa uma função de decisão da árvore (camada de particionamento). Todos os caminhos da árvore de decisão têm um neurônio correspondente na segunda camada oculta. O número de neurônios na camada de saída é igual ao número de decisões possíveis para o diagnóstico. Desde que os pesos da rede já foram obtidos implicitamente através da criação da árvore de decisão o processo de treinamento convencional pode ser evitado. Conclusões a partir da rede são obtidas através da multiplicação dos dados de entrada pelos pesos da conexão.

Em um terceiro artigo, Yang, Chang e Huang (1995a), os autores propõem uma metodologia equivalente à proposta em 1994, adicionando um modelo denominado *Auxiliary Diagnosis Connectionists Model*. Esse modelo é baseado em redes neurais (daí o nome de conexãoista) e possui dois níveis hierárquicos. O primeiro nível consiste de vários modelos conexãoistas em que cada um é responsável pelo diagnóstico de uma seção particular (linha, barra ou transformador). Os módulos recebem os valores de picos de tensões de barras e correntes das linhas para complementar o diagnóstico e torná-lo mais preciso. O segundo nível é denominado de *Synthesis Unit* responsável por fornecer o diagnóstico final considerando todos os módulos do nível 1. O motor de inferência utiliza a saída do nível 2 bem como a base de conhecimento para traçar um diagnóstico final do sistema.

Diferentemente dos métodos já utilizados, Wen e Han (1995) propõem resolver o problema de diagnóstico de faltas para sistemas de transmissão através de técnica de otimização. O problema é formulado como de programação inteira binária 0-1, formalizado através de uma função objetivo que considera alarmes de relés e disjuntores bem como os estados das seções do sistema elétrico e os estados esperados dos relés e disjuntores (equações

matemáticas que descrevem o comportamento do sistema de proteção). Como técnica de solução para o modelo um algoritmo genético clássico é proposto. A proposta de codificação para o AG é definida como um indivíduo contendo o estado de todas as seções do sistema elétrico. Este algoritmo emprega taxas de recombinação e mutação fixas e é parametrizado para encontrar o indivíduo incumbente da população corrente (conjunto de seções sob falta) que apresenta a menor função objetivo em cada geração. No final do número de gerações do AG a metodologia apresenta a melhor solução dentre aquelas encontradas no processo evolutivo.

Rodriguez et al. (1996) propõem uma metodologia baseada em uma rede neural modular. Cada componente do sistema elétrico (linhas e barras) é modelado como módulos ou centros de atividades (*Activity Centre*). As entradas e saídas dos módulos são definidas como os alarmes de relés instantâneos e de retaguarda, conexão para outros componentes do sistema (topologia do sistema), probabilidade de que a falta esteja localizada no componente, etc. Estas entradas e saídas são dependentes de qual componente está sendo modelado (definido pela funcionalidade do módulo  $f_h$ ). Cada módulo é considerado como uma pequena rede neural do tipo *perceptron* multicamadas. O conjunto de possíveis alarmes definidos para cada tipo de módulo é considerado como entradas da rede neural enquanto o conjunto de diagnósticos associados com cada tipo de módulo é definido como saídas da rede. O treinamento das redes é feito independentemente para cada uma utilizando o algoritmo de treinamento *back-propagation*. Os dados utilizados no treinamento foram obtidos através de exemplos de diagnósticos artificialmente gerados de acordo com estimativas de probabilidade de faltas. O diagnóstico para cada conjunto de alarmes é executado pelas redes neurais modulares através de geração de várias hipóteses de solução e posterior justificativa dessas hipóteses para obter a melhor solução.

Em Silva et al. (1996) os autores propõem uma metodologia baseada em redes neurais com memória associativa para diagnosticar faltas em subestações. São propostas dois tipos de redes: principais e secundárias. As redes principais têm como entrada os alarmes de relés e disjuntores e são responsáveis por diagnosticar qual seção está sob falta e qual disjuntor está defeituoso. As redes secundárias utilizam as saídas das redes primárias juntamente com os alarmes da proteção e são responsáveis por identificar a fase faltosa. Todas as redes são treinadas considerando a operação normal da proteção primária para a topologia básica da subestação. Conforme os autores, as características que diferenciam a rede neural proposta das redes neurais tradicionais são: capacidade de armazenar muitos pares de

estímulos/sinais de maneira distribuída e robusta (altamente redundante); gerar sinais de resposta adequados no momento da recepção do estímulo associado; regenerar a resposta correta mesmo quando a entrada é distorcida ou incompleta e adicionar à memória existente.

Park, Kim e Sohn (1997) propõem um sistema especialista baseado em lógica. Diferente dos sistemas especialistas já desenvolvidos, o SE proposto pelos autores é baseado em implicações lógicas como esquema de representação. Isto quer dizer que a base de conhecimento é convertida de regras IF-THEN para expressões booleanas. Basicamente se  $A \rightarrow B$  (lê-se *A causa B*) é assumido verdadeiro, então pode-se escrever  $A \rightarrow B = 1$  que é equivalente na forma booleana a  $\bar{A} + B = 1$ . A base de conhecimento é, então, definida pelas relações lógicas entre faltas, atuações de relés e disjuntores. O mecanismo de inferência é dividido em duas partes: (1) *Fault inference 1* e (2) *Fault inference 2*. A parte (1) utiliza a saída do módulo de verificação de dados de disjuntores e relés juntamente com os alarmes da proteção para traçar o diagnóstico, enquanto a parte (2) utiliza a saída da parte (1) para traçar a decisão final e apresentá-la ao operador.

Teo (1997) propõe um sistema de diagnóstico de faltas para ser aplicado em sistemas de subtransmissão. A metodologia é baseada em três mecanismos que o autor denomina: (1) *generic core rule*; (2) *generic relay setting inference* e (3) *specific post-fault network matching and learning*. O mecanismo (1) gera possíveis localizações de faltas (hipóteses) através de regras baseadas na atuação de disjuntores e estado das barras do sistema, bem como considerando que a proteção principal não está disponível ou falha na operação, sendo que a falta é extinta através da proteção de retaguarda. A condição para aplicação do método é que múltiplas faltas não ocorram no sistema. O mecanismo (2) é responsável por examinar se cada localização de falta é lógica e válida utilizando o conhecimento da configuração dos relés, localização das fontes de correntes e topologia da rede. O mecanismo de inferência traça, globalmente, ramo por ramo, a partir da localização de falta encontrada até cada fonte conectada, e verifica se os disjuntores que atuaram são operados de acordo com o esquema de proteção empregado. O mecanismo (3) compara se a rede pós-falta e os disjuntores que operaram são idênticos à condição de pré-falta.

Em Wen e Chang (1997b), os autores abordam o problema como de otimização e propõem um novo método baseado em Busca Tabu (BT). O modelo matemático empregado é equivalente ao proposto em Wen e Han (1995). Os estados esperados dos relés e disjuntores são modelados baseados em um simulador equivalente ao proposto em Talukdar, Cardozo e Perry (1986). A proposta de codificação para o algoritmo de busca tabu é definida como o

indivíduo contendo o estado de todas as seções do sistema elétrico. O algoritmo emprega dois tipos de movimentos (mudanças): *single move* e *exchange move*; uma lista tabu e um critério de aspiração também são adotados. As soluções são exploradas através dos dois tipos de movimentos e a lista tabu evita que soluções já “visitadas” não sejam mais consideradas no processo de busca. A dimensão da lista tabu é definida experimentalmente e sua atualização é efetuada em cada iteração. O critério de aspiração é definido como: se o movimento a partir da solução corrente pode alcançar uma solução melhor que a melhor encontrada até o momento, então, o critério de aspiração para este movimento é atingido e pode ser substituído. No final do número máximo de iterações a metodologia apresenta a melhor solução dentre aquelas encontradas em todos os movimentos.

Em um segundo artigo, os autores Wen e Chang (1997a) propõem um método baseado em matriz de causalidade probabilística, teoria de cobertura parcimoniosa e algoritmo genético. A matriz de causalidade probabilística é construída através de relações de causalidade probabilísticas entre seções com falta, alarmes de relés e estado de disjuntores. Os elementos da matriz denotados por  $pc_{ij}$  são as probabilidades de que uma falta na seção  $i$  cause a atuação do  $j$ -ésimo relé ou disjuntor. Cada um dos elementos é equacionado utilizando índices de confiabilidade  $re_j$  (probabilidade do  $j$ -ésimo dispositivo de proteção atuar) multiplicado pelos seus alarmes. Os índices de confiabilidade são obtidos a partir de dados históricos de atuação de relés e disjuntores. Os autores adaptaram o modelo matemático probabilístico baseado na teoria de cobertura parcimoniosa proposto em Peng e Reggia (1990) para sua aplicação ao problema de diagnóstico de faltas. Para resolver o modelo os autores propõem um algoritmo genético refinado baseado no algoritmo genético clássico. O algoritmo possui como diferença a utilização de dois tipos de recombinação (dois pontos e uniforme) além do uso da recombinação de ponto único inerente ao algoritmo clássico. Uma técnica denominada *engineered conditioning*, que consiste de três testes de busca local em cada geração do algoritmo, é utilizada. A terceira diferença é uso de taxas de recombinação e mutação variáveis em cada geração do algoritmo. As taxas dependem do número máximo de gerações, das taxas iniciais de recombinação e mutação, respectivamente, e de uma constante definida pelo usuário. O critério de parada do algoritmo é o número máximo de gerações.

Em Chang et al. (1997) é desenvolvido um sistema especialista *fuzzy*. Conforme os autores, este sistema especialista requer menos memória para armazenar uma base de dados ativa quando comparada com a base de dados de SEs convencionais. O sistema *fuzzy* trabalha com base na identificação de dois conjuntos de seções da rede denominados  $S_{healthy}$ , que

significa parte da rede em condições normais e o conjunto  $S_{island}$ , para parte da rede sob falta. Estes conjuntos são obtidos utilizando o estado de relés e disjuntores após a falta. Através desses dois conjuntos o sistema executa o processo de inferência de modo a determinar a seção sob falta mais provável.

Monsef, Ranjbar e Jadid (1997) propuseram um sistema especialista baseado em regras *fuzzy* para determinar as seções sob falta de sistemas de transmissão de energia. A estrutura de SEs convencionais é mantida, sendo que a base de conhecimento é composta do modelo da rede; sub-redes e esquemas de proteção e base de regras baseado em regras *fuzzy*. Os autores propõem tratar a imprecisão nos sinais de entrada (falha de comunicação, sinais falsos, sinais corrompidos, etc.) através de atribuição de *fuzzy membership degrees* considerando a possibilidade dos sinais estarem corretos e incorretos, respectivamente. Um gerador de hipóteses é proposto em conjunto com o motor de inferência para gerar hipóteses de solução utilizando a base de conhecimento.

Uma das primeiras e mais importante metodologia utilizando Redes de Petri para o problema de diagnóstico de faltas foi desenvolvida por Lo, Ng e Trecat (1997). Os autores modelam o sistema de proteção onde os elementos  $s$  (lugar) são formados por nós (linhas de transmissão e barras), relés e disjuntores, e os elementos de transição  $t$  são formados pela transição da falta e o período de tempo de atuação dos relés (tempo entre o momento que o relé sente a corrente de falta até o momento que ele envia *trip* para o disjuntor). O processo de diagnóstico de faltas utilizando a rede de Petri é realizado de forma reversa (*backward Petri net*), ou seja, partindo-se dos nós finais da rede (marcação dos nós finais utilizando a atuação de disjuntores), transitando para os nós intermediários (relés atuados) até os nós iniciais (seções que causaram a atuação de relés e por consequência abertura de disjuntores).

Em um terceiro trabalho, Wen e Chang (1998) propõem um método para o diagnóstico de faltas em redes de distribuição subterrâneas utilizando informações de operações de relés e disjuntores. O sistema de proteção é modelado matematicamente através das relações de causalidade entre seções com falta, operação de relés e estado de disjuntores e são propostas novas equações de estados esperados para cada um dos dispositivos de proteção. O modelo matemático empregado é equivalente ao utilizado pelos autores em Wen e Han (1995). É proposto um AG clássico para a resolução do modelo matemático (considerado neste caso como maximização) que utiliza taxas de recombinação e mutação já propostas em Wen e Chang (1997a). A proposta de codificação para o AG é definida como um indivíduo contendo o estado de todas as seções do sistema elétrico, estado das baterias que

alimentam os disjuntores nos terminais dos alimentadores e estados de fios pilotos (sistema utilizado em redes subterrâneas para enviar *trip* para os disjuntores de ambos os terminais do alimentador quando da ocorrência de uma falta).

Chang, Tian e Wen (1999) propõem um método baseado em colônia de formigas *Ant Colony Systems* (ACS) para resolver o modelo matemático proposto em Wen e Han (1995). Os autores fazem uma série de adaptações no algoritmo aplicado ao caixeiro viajante para aplicação no diagnóstico de faltas como: adaptação das equações que caracterizam o ACS como *trail intensity*, e *length of trail substance (pheromone)*. Um grafo imaginário dirigido denominado  $Q=(S,A)$  é proposto, onde  $S$  é o conjunto de nós representando as seções no sistema, e  $A$  é o conjunto de arcos dirigidos. O arco  $a_{ij}$  a partir do nó  $i$  na direção  $j$  representa que a seção  $j$  está dentro da área de proteção da seção  $i$ . Os autores propõem dois processos de seleção de nós para o deslocamento das formigas entre os nós do grafo. Na codificação, cada formiga é definida como um vetor contendo todos os estados das seções do sistema. Em cada ciclo do algoritmo é armazenada a melhor solução encontrada pelas  $m$  formigas. No próximo ciclo, se a melhor solução corrente é melhor do que a anterior armazenada, então ela substitui a anterior. Se duas ou mais soluções de boa qualidade existem então todas devem ser armazenadas. Para encontrar soluções ótimas rapidamente os autores adotam a estratégia de distribuir maior quantidade de formigas em seções onde ocorreu atuação da proteção.

Lo et al. (1999) propõem uma extensão (aumento da camada intermediária) das redes de Petri proposta em Lo, Ng e Trecat (1997) de modo a considerar a proteção de retaguarda bem como a primária. A metodologia é aplicada para a localização de faltas em subestações onde existem mais do que uma “camada” de proteção (proteção primária, secundária, etc.). O processo de diagnóstico de faltas utilizando a rede é realizado da mesma forma que no trabalho anterior dos autores (*backward Petri net*).

Huang et al. (2000) desenvolvem uma nova rede de Petri baseada em esquemas de representação de conhecimento prático e regras heurísticas obtidas através de operadores do sistema de distribuição para aplicação em subestações. Os vãos da subestação são divididos em quatro classes (barras, alimentadores, transformadores e linhas de transmissão) e modelos de redes de Petri são propostos para diagnosticar faltas em cada uma das classes. Algumas considerações feitas pelos autores para o desenvolvimento do modelo são: (1) as informações de relés e disjuntores são corretas e completas; (2) somente um relé ou um disjuntor pode falhar ao mesmo tempo; (3) nenhum disjuntor está fora de serviço devido a manutenção e (4) nenhum relé atua sem existir uma falta. Os autores propõem transformar as redes de Petri na

forma matricial para então serem invocadas para inferir o resultado do diagnóstico através de operações matriciais.

Chen, Liu e Tsai (2000), propõem um novo método para localização de faltas em tempo real e identificação de tipos de faltas em subestações de distribuição utilizando uma rede de causa e efeito (*Cause-Effect Network*) ou (CEN) e regras *fuzzy*. A CEN representa a causalidade entre seções com faltas e atuação de relés e disjuntores através de três tipos de nós: nó de seção com falta, nó de relé e nó de disjuntor e é responsável por localizar no sistema as seções que estão sob falta. As regras *fuzzy* são utilizadas para classificar os tipos de faltas baseada nas correntes de alimentadores e tensões nas barras. Para controlar a CEN e a base de regras *fuzzy* é utilizado um mecanismo de inferência.

Em Lee, Ahn e Park (2000), é proposto um SE desenvolvido em PROLOG que utiliza como regras na base de conhecimento a topologia da subestação de distribuição, as regras de operação dos dispositivos de proteção e o conhecimento heurístico dos operadores sobre a operação do sistema. Para lidar com as incertezas inerentes ao problema são atribuídas probabilidades de não atuação e falsa atuação de relés e disjuntores baseado em dados históricos do sistema em que a metodologia é aplicada. O mecanismo de inferência *backward-reasoning* é empregado para encontrar hipóteses de solução.

Chen, Liu e Tsai (2001) propõem um método que utiliza uma CEN equivalente à proposta em Chen, Liu e Tsai (2000) para diagnosticar faltas em subestações. Um mecanismo de inferência baseado na transformação da CEN em uma forma matricial é proposto para estimar as seções no sistema que estão sob falta.

El\_Fergany, Yousef e El\_Alaily (2001) propõem um método híbrido baseado em redes neurais e sistemas especialistas para diagnosticar faltas em subestações utilizando alarmes de relés e disjuntores. As redes neurais são desenvolvidas utilizando-se dois módulos: módulo de barra-linha e módulo de barra-transformador. Os módulos são treinados individualmente (1419 e 1220 treinamentos, respectivamente) para diagnosticar as seções sob falta e o estado dos disjuntores a partir dos alarmes. A partir das saídas das redes o sistema especialista (base de conhecimento baseada em regras) classifica a operação de relés. As operações são classificadas em: relés atuados corretamente, relés operados como retaguarda, relés com operação defeituosa e relés que falharam para detectar a seção sob falta. São utilizados índices de performance (KF e KC) baseados na confiabilidade de operação dos relés para cada seção. Esses índices são empregados para indicar a mais provável seção sob falta quando múltiplas faltas ocorrem.

Souza et al. (2001) propuseram dividir o sistema de transmissão em regiões monitoradas e empregar classificadores neurais locais (*Local Neural Classifiers – LNC*) para o diagnóstico de faltas em cada uma dessas regiões. As redes utilizadas são do tipo *perceptron* multicamada e o treinamento da rede é feito através de amostras obtidas artificialmente (dados históricos e/ou experiência). Na classificação, em tempo real, as redes são selecionadas e testadas utilizando os alarmes de entrada (relés e disjuntores). O diagnóstico final é obtido através da classificação das saídas da rede  $y_k$  referentes ao estado da seção  $k$  de acordo com os limites parametrizados  $a_1 \leq y_k \leq a_2$ , seção  $k$  normal;  $b_1 \leq y_k \leq b_2$  seção  $k$  com falta e  $a_2 \leq y_k \leq b_1$  estado desconhecido. Os limites são ajustados na fase de teste das LNCs considerando que os erros de classificação sejam minimizados.

Huang, Y. C. (2002) desenvolve uma rede de raciocínio abduativo (*Abductive Reasoning Network - ARN*) para diagnosticar faltas em sistemas de transmissão. A *ARN* proposta é composta de várias camadas de nós de função (*function nodes*) de polinômios de baixa ordem. Os coeficientes, números, tipos e conectividade dos nós de função são definidos a partir dos dados de treinamento. Cada função polinomial é estimada em sequência para todas as combinações de entradas (geradas a partir de um gerador de dados de treinamento que utiliza os alarmes de disjuntores), enquanto individualmente cada camada é sintetizada até que a estrutura ótima seja alcançada ou o critério de parada (número máximo de camadas) seja atingido. A rede ótima é alcançada através da minimização do PSE (*Predicted Square Error*). O processo de diagnóstico *on-line* é executado (empregando a rede construída) utilizando alarmes de disjuntores para encontrar a seção sob falta e os alarmes de relés para validar a solução encontrada (validação esta feita por um módulo de inferência). Uma das desvantagens deste método é a necessidade de criação de amostras e realização de treinamento. Este método possui desvantagem equivalente às redes neurais do ponto de vista de treinamento e criação de amostras de treinamento.

Huang, S.-J. (2002) propõe um método de otimização baseado em Algoritmo Imunológico (AI) para a localização de faltas em subestações de distribuição. O autor propõe um conjunto de termos para modelar as proteções principais e de retaguarda, considerando as seções do sistema e os alarmes dos relés. Estes termos são utilizados para o cálculo da função de afinidade entre os anticorpos (conjunto de genes representando o estado das seções do sistema) e os antígenos (conjuntos de alarmes de relés e disjuntores). No processo de evolução do algoritmo são utilizadas taxas fixas de recombinação e mutação, que são do tipo ponto único. O critério de parada utilizado é o número máximo de gerações. A solução final do

diagnóstico é encontrada a partir do anticorpo que possui maior afinidade em relação aos antígenos considerando todas as gerações do algoritmo.

Haiying, Yubo e Junyi (2002) empregam a técnica de *Rough Set*<sup>6</sup> (RS) propondo um diagnóstico de faltas hierárquico para ser aplicado em subestações. Os níveis hierárquicos são divididos em: nível de organização (*organization level*), nível de execução (*executing level*) e nível de harmonização (*hamonizing level*). No nível de organização os alarmes de relés e disjuntores são obtidos e tratados. No nível de execução dois passos são executados: passo1 - busca de áreas com corte de energia, e passo2 - busca de seções sob faltas. Esses dois passos são executados considerando regras de conhecimento extraídas a partir de duas tabelas de decisão utilizando a teoria de RS. As tabelas são definidas como: tabela 1 que relaciona padrões de alarmes (gerados manualmente) com zonas potencialmente sem energia devido a atuação desses alarmes, e tabela 2 que relaciona padrões de alarmes com seções sob faltas. O diagnóstico final é deduzido no último nível. É fácil perceber que o método é altamente dependente dos padrões de alarmes gerados e isto é uma grande desvantagem quando o método é aplicado em sistemas com um número elevado de alarmes de relés e disjuntores. Nestes casos fica bastante difícil prever uma quantidade de amostras padrões suficiente para que o método seja capaz de traçar um diagnóstico preciso mesmo para alarmes muito diferentes dos padrões.

Bi et al. (2002) propõem o uso de rede neural com função de base radial (*Radial Basis Function Neural Network-RBF-NN*) para diagnosticar faltas em sistemas de transmissão. O algoritmo OLS (*Orthogonal Least Square*) é utilizado no treinamento da rede para otimizar o número de neurônios da camada oculta e estimar os pesos da rede. As amostras de treinamento são compostas de 40 casos de faltas típicos definidos pelos autores. Para todos os casos o estado de todos os relés e disjuntores (0 ou 1) é considerado como entradas da rede enquanto o estado de cada uma das seções do sistema é considerado como uma saída da rede. Os autores consideram que se a saída se aproxima de 1, então, a seção correspondente é considerada com falta. O número de neurônios e os pesos da rede são obtidos através do algoritmo OLS utilizando dois parâmetros  $\sigma$  (*spread*) e  $\rho$  (*tolerance*) experimentalmente calibrados. Os autores apresentam um pequeno tempo necessário para o treinamento da rede (cerca de 1,54 s) o que não pode ser generalizado para sistemas reais de

---

<sup>6</sup> Teoria de aproximação de conjuntos em que um conjunto convencional (*crisp set*) é aproximado em termos de um par de conjuntos que dão a aproximação superior e inferior do conjunto original.

médio e grande porte, visto que, a aplicação do método foi restrita a um sistema teste composto de 6 seções e 10 disjuntores.

Chin (2003) propõe um sistema de diagnóstico de faltas que utiliza rede de causa e efeito híbrida (CEN) e lógica nebulosa para localizar faltas em sistemas de transmissão. A CEN é equivalente à proposta em Chen, Liu e Tsai (2000) e Chen, Liu e Tsai (2001). Os valores relativos entre os nós de disjuntores e relés na CEN são definidos como *membership functions*. O método utiliza então raciocínio baseado em lógica nebulosa para traçar o diagnóstico em vez do processo de busca utilizado pelos trabalhos anteriores. A metodologia pode ser dividida em dois passos como segue. O primeiro passo consiste na construção da CEN baseada na classificação da operação dos relés e disjuntores. A partir da informação dos alarmes dos relés e disjuntores a área desenergizada pode ser encontrada, e a mais apropriada CEN da base de dados é selecionada. As seções candidatas estimadas através da CEN são selecionadas utilizando lógica nebulosa. Além disso, é proposto um detector de erros para lidar com mau funcionamento de relés e disjuntores.

Lin, Lin e Sun (2004) propõem um sistema de diagnóstico de faltas baseado em redes neurais probabilísticas (*Probabilistic Neural Network - PNN*) para sistemas de transmissão. A PNN é constituída de três camadas: entrada, camada oculta e saída. Os autores definem a quantidade de nós (neurônios) de entrada como sendo igual ao número de relés e disjuntores; a quantidade de nós ocultos igual ao número de amostras de treinamentos e o número de nós de saída igual à quantidade de seções monitoradas. O algoritmo PNN possui dois estágios definidos como *learning* (treinamento) e *recalling* (rede já treinada e no estágio de geração do diagnóstico). No primeiro estágio são definidos os pesos de entrada (camada de entrada) para cada um dos exemplares de treinamento definidos. Para criar os conjuntos de treinamento para a rede usam-se informações da proteção primária e secundária de um sistema com 14 seções. Os pesos de saída são definidos em duas categorias, como 0 (normal) e 1 (falta). O segundo estágio refere-se ao cálculo de probabilidade entre os alarmes de entrada e os exemplares definidos utilizando uma função de ativação Gaussiana (medida de distância entre a entrada e a amostra de treinamento). A soma de probabilidades é calculada para cada saída e a(s) seção(ões) sob falta é(são) identificada(s). Os autores utilizam um valor limite de 0,5 para fazer a classificação entre seções normais ou sob falta de modo que se tenha uma tolerância ao erro devido às falhas de dispositivos e erros na comunicação de dados. Desta forma se a probabilidade de saída é maior ou igual a 0,5 então a seção está sob falta e se menor que 0,5 está normal.

Souza et al. (2004) propõem o uso de redes neurais artificiais e lógica *fuzzy* para sistemas de transmissão. A rede neural utilizada é equivalente à proposta em Souza et al. (2001) sendo que as amostras de treinamento são definidas através da construção de relações *fuzzy*. As relações *fuzzy* são representadas utilizando um diagrama sagital onde são definidos três conjuntos de nós (interconectados através de flechas) para representar as seções do sistema, relés e disjuntores, respectivamente. Os diagramas são construídos considerando as operações causais de relés e disjuntores quando da ocorrência de uma falta no sistema. Para cada flecha ligando dois nós são definidos valores (associação de causalidade), utilizando o conhecimento sobre a operação da proteção e dados históricos. Cada padrão de treinamento é formado por um par entrada/saída, sendo o vetor de entrada um padrão de alarme para uma dada condição de falta, enquanto a saída é a saída desejada da rede contendo o grau de *membership* (relações *fuzzy*) de cada seção monitorada contida no conjunto de solução. Na classificação em tempo real as redes são selecionadas e testadas utilizando os alarmes de entrada (relés e disjuntores) em um procedimento equivalente ao utilizado em Souza et al. (2001). Entretanto, o diagnóstico final é obtido através da observação de todas as saídas da rede calculadas e assumindo que a(s) seção(ões) sob falta é(são) a(s) com maior(es) grau(s) de *membership*. Deve-se salientar que conforme os autores afirmam grandes mudanças na topologia do sistema teriam como consequência a necessidade de retreinar a rede que monitora as seções onde a reconfiguração do sistema ocorreu.

Junior, Rolim e Zürn (2004a) propõem aplicação de módulos de redes neurais dedicados para diagnosticar faltas em sistemas de transmissão. Diferente dos trabalhos anteriores os autores utilizam redes neurais modulares para modelar as filosofias de proteção de barras, linhas de transmissão e transformadores utilizando dois tipos de redes neurais: a rede neural de regressão geral e a rede neural *perceptron* multicamada. Após a ocorrência de uma falta somente as redes neurais correspondentes às seções desenergizadas devem ser ativadas. Um sistema especialista é proposto para esta tarefa. Como os autores denominam o SE é um *topology tracker* que determina as seções energizadas antes e depois da falta, usando informações sobre os estados dos disjuntores. Para cada seção que compõe o cenário de falta, um módulo de rede neural é ativado de acordo com o respectivo alarme de entrada. Os alarmes de relés e disjuntores são as entradas da rede neural *perceptron* treinada utilizando o algoritmo *backpropagation*. As saídas dessas redes alimentam as redes de regressão geral que concluem se a seção está sob falta ou não, ou se existe uma perda de informação (quando a rede é incapaz de encontrar a solução final). Somente casos de faltas simples foram usados

para treinar as redes. O critério adotado foi suprir os módulos neurais com informação sobre a operação do sistema de proteção em casos de faltas internas e externas aos módulos considerando operação correta e falha dos disjuntores. Conforme os autores, a metodologia pode ser aplicada a sistemas de grande porte e é capaz de lidar com mudanças topológicas do sistema sem a necessidade de retreinamentos da rede neural.

Min et al. (2004) utilizam uma matriz tri-dimensional (3D) para representar a topologia da rede de transmissão e o comportamento do sistema de proteção. A matriz é composta de quatro camadas: camada de topologia, camada de disjuntores e três camadas para representar os três estágios de atuação (camadas) da proteção (principal, secundário e terciário). Assim como em Souza et al. (2004) as relações *fuzzy* inerentes às incertezas da proteção são representadas utilizando diagramas sagitais. Os autores assumem que não há incertezas entre as operações dos relés e disjuntores (sempre haverá operação de um disjuntor quando da atuação de um relé). No processo de diagnóstico um método de união *fuzzy* (*Yager class*) é aplicada à matriz 3D para examinar as relações entre os dispositivos atuados e as seções candidatas para estarem sob falta. Aquelas seções que apresentarem uma união *fuzzy* superior a 0,8189 são consideradas sob falta.

Sampaio, Barroso e Leão (2005) propõem um SDF para diagnóstico de faltas em subestações de distribuição. O SDF utiliza uma Rede de Petri Colorida-Hierárquica (RPC-H) para modelar as funções e estados dos dispositivos de proteção da subestação. Conforme os autores, as redes de petri coloridas apresentam a vantagem em relação às redes convencionais em que uma rede inteira pode ser substituída por um simples lugar e transição, em um nível mais abstrato e compacto, denominados, respectivamente, de lugar de fusão e transição de substituição. Conforme os autores, lugares e transições podem ser substituídos por sub-redes para prover um modelo mais detalhado. As redes hierárquicas são aplicadas, separadamente, para cada uma das zonas de proteção (vãos) da subestação como segue: alta tensão, transformador, média tensão, alimentadores e bancos de capacitores. O estado inicial da RPC-H é representado através dos eventos disponibilizados pelo sistema SCADA relacionados aos dispositivos e equipamentos de proteção do vão que atuaram durante uma falta. A RPC-H é então executada e seu estado final representa o vão (*bay*) em que ocorreu a falta, o disjuntor que interrompeu a falta, e as prováveis causas da ocorrência.

Su e Zhao (2006) propõem um sistema de diagnóstico de faltas híbrido, baseado em três técnicas: RS, RNA e SE, para ser aplicado em subestações. O conhecimento básico sobre a atuação da proteção é armazenado na forma *IF-THEN* na base de conhecimentos do SE. O

conhecimento mais difícil de ser formalizado através de regras é armazenado em cada nó da RNA através de mapeamento não linear, e é denominado pelos autores de base de conhecimento oculta. As redes são do tipo de base radial compostas de três camadas. O treinamento da rede é feito utilizando o algoritmo *neighbor-Clustering*. Amostras de treinamento são criadas a partir do conhecimento do sistema e a teoria de RS é aplicada a essas amostras para reduzir a quantidade de casos de falta iguais (redundâncias) que podem ser obtidos com diferentes combinações de alarmes. O processo de diagnóstico é executado a partir das informações dos sintomas de falta (alarmes de relés e disjuntores) fornecidas pelo usuário. Uma célula de pré-processamento atribui a tarefa de diagnóstico de forma paralela para a RNA (antes os dados passam pela redução usando RS) e o motor de inferência do SE. Os resultados são exportados para uma célula de saída (apresentados ao usuário) e utilizados para retificar dados de aprendizagem e atualizar a base de conhecimento, se necessário.

Luo e Kezunovic (2008) propõem o uso de redes de Petri com raciocínio *fuzzy* (*Fuzzy Reasoning Petri-Nets - FRPN*) para aplicação em sistemas de transmissão. As regras *fuzzy* são adotadas nos nós de transição da rede de Petri, considerando a confiabilidade de atuação da proteção primária, secundária e terciária dos relés utilizando os parâmetros de confiabilidade dos relés (baseado em experiência). A rede proposta é do tipo *backward Petri net*. Os autores propõem um algoritmo de execução de matrizes para transformar o mapeamento gráfico das redes em matrizes e executar o diagnóstico de faltas através de operações matriciais.

Zhu e Sun (2009) utilizam algoritmo imunológico quântico (*Quantum Immune Algorithm - QIA*) para localizar faltas em sistemas de transmissão. O problema é tratado como de otimização (maximização) e os autores propõem um modelo matemático modificado a partir do modelo proposto por Wen e Han (1995). O QIA utiliza a codificação *q-bits* para codificar anticorpos e a teoria de computação quantum é empregada para estimar a afinidade entre antígenos e anticorpos (definida como a função objetivo), e executar os processos de seleção clonal (escolha da melhor solução) e mutação (*quantum gates*). A codificação para a solução é definida como um vetor com o estado de todas as seções do sistema elétrico. Em cada geração do algoritmo é calculada a função objetivo e a melhor é armazenada. O cromossomo referente à melhor solução é clonado (é copiado um número estabelecido de cromossomos) e o operador *quantum gates* (definido por um ângulo de rotação) é executado sobre os cromossomos. Uma nova avaliação das configurações clonadas é feita, e guardada a

melhor. O processo se repete até um número máximo de gerações, e a metodologia apresenta a melhor solução dentre todas aquelas encontradas no processo evolutivo.

Chen, Tsai e Lin (2011) propõem um método baseado em CEN para sistemas de transmissão. A lógica de atuação do sistema de proteção é modelada através da CEN e os autores propõem transformar a CEN em matrizes (vetor verdade  $T$ , vetor nó de falta  $F$  e matriz de regras  $R$ ) identificando a seção sob falta através de operações matriciais. As seções sob falta são identificadas através das entradas iguais a 1, contidas no vetor  $T^*$  que é obtido através da transformação de  $T$  utilizando a matriz de regras  $R$ .

Chen (2011) propõe um método baseado em CEN e lógica *fuzzy* para o diagnóstico de faltas em subestações de distribuição. A atuação do sistema de proteção é modelada através da CEN e a relação de causa e efeito entre seções de falta, atuação de relés e disjuntores é considerada através de *membership functions* que levam em conta o fator de certeza de atuação da proteção (obtida através de dados históricos). Para a realização do diagnóstico, os autores propõem uma transformação matricial da CEN utilizando regras *fuzzy*. Através de operações *fuzzy* propostas, o vetor final  $T^*$  é derivado e contém informações sobre as seções sob falta. A partir deste vetor são selecionados somente nós de seções de falta com valores de entrada maiores que um limite  $\lambda$ . O valor de  $\lambda$  é definido como 0,5, baseado em várias simulações com o sistema considerado.

A complexidade do problema e a grande dificuldade em se desenvolver modelos matemáticos adequados para representar o conhecimento bem como técnicas eficientes para formulação de hipóteses para solução do diagnóstico de faltas justificam a grande quantidade de trabalhos publicada desde 1986. Dentre os muitos métodos empregados é, claramente, observada em todos os trabalhos a utilização de sistemas inteligentes com metodologias empregando métodos puros (somente um sistema inteligente tal como SE), ou ainda concepções híbridas utilizando dois ou mais sistemas inteligentes. A Tabela 2.1 fornece um panorama geral de todos os trabalhos publicados bem como os métodos/técnicas de solução empregados.

Tabela 2.1- Relação de trabalhos e métodos/técnicas de solução propostas.

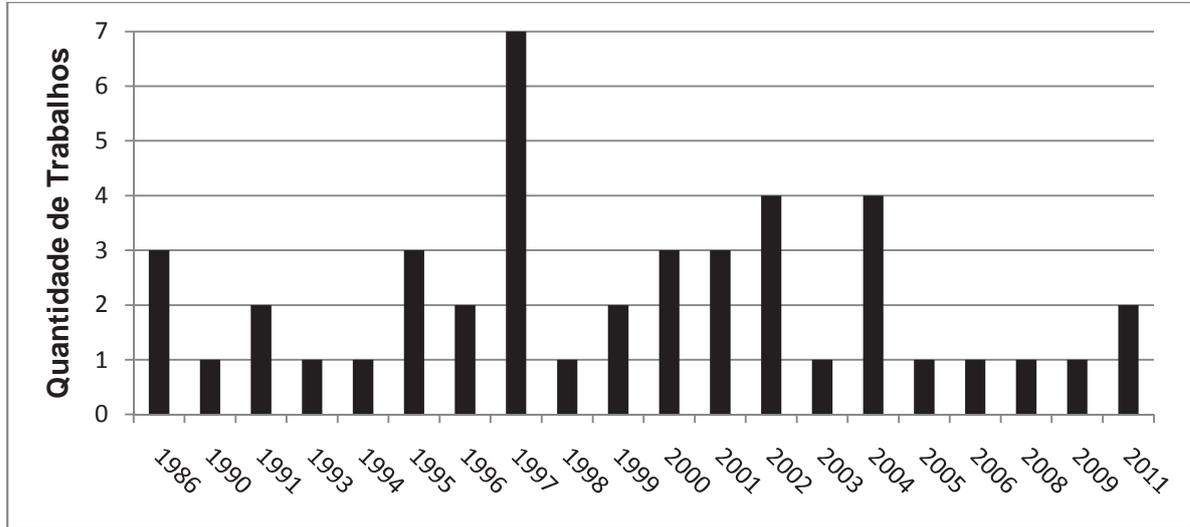
<b>Autor, (Ano)</b>	<b>Método/Técnica</b>
Wollenberg (1986)	SE (PIA)
Talukdar, Cardozo e Perry (1986)	SE
Fukui e Kawakami (1986)	SE
Jeyasurya et al. (1990)	SE
Protopapas, Psaltiras e Machias (1991)	SE
Hsu et al. (1991)	SE
Dabbaghchi e Gursky (1993)	SE
Yang, Chang e Huang (1994)	RNA
Wen e Han (1995)	Otimização - AG
Yang, Chang e Huang (1995a)	RNA
Yang, Chang e Huang (1995b)	RNA
Rodriguez et al. (1996)	RNA
Silva et al. (1996)	RNA
Teo (1997)	Inteligência Artificial*
Wen e Chang (1997a)	Otimização - AG
Wen e Chang (1997b)	Otimização - BT
Lo, Ng e Treecat (1997)	RP
Park, Kim e Sohn (1997)	SE
Chang et al. (1997)	SE + Lógica <i>Fuzzy</i>
Monsef, Ranjbar e Jadid (1997)	SE + Lógica <i>Fuzzy</i>
Wen e Chang (1998)	Otimização - AG
Chang, Tian e Wen (1999)	Otimização - ACS
Lo et al. (1999)	RP
Chen, Liu e Tsai (2000)	CEN + Lógica <i>Fuzzy</i>
Huang et al. (2000)	RP
Lee, Ahn e Park (2000)	SE
Chen, Liu e Tsai (2001)	CEN
Souza et al. (2001)	RNA
El_Fergany, Yousef e El_Alaily, (2001)	SE + RNA
Huang, Y. C. (2002)	ARN
Huang, S.-J. (2002)	Otimização - AI
Bi et al. (2002)	RNA
Haiying, Yubo e Junyi (2002)	RS
Chin (2003)	CEN + Lógica <i>Fuzzy</i>
Min et al. (2004)	Matriz 3D + Lógica <i>Fuzzy</i>
Lin, Lin e Sun (2004)	RNA
Souza et al. (2004)	RNA + Lógica <i>Fuzzy</i>
Junior, Rolim e Zürn (2004a)	RNA + SE
Sampaio, Barroso e Leão (2005)	RPC-H
Su e Zhao (2006)	RS + RNA + SE
Luo e Kezunovic (2008)	RP + Lógica <i>Fuzzy</i>
Zhu e Sun (2009)	QIA
Chen, Tsai e Lin (2011)	CEN
Chen (2011)	CEN + Lógica <i>Fuzzy</i>

\*Não possui classificação em qualquer método/técnica de solução conhecido.

Fonte: Dados do próprio autor.

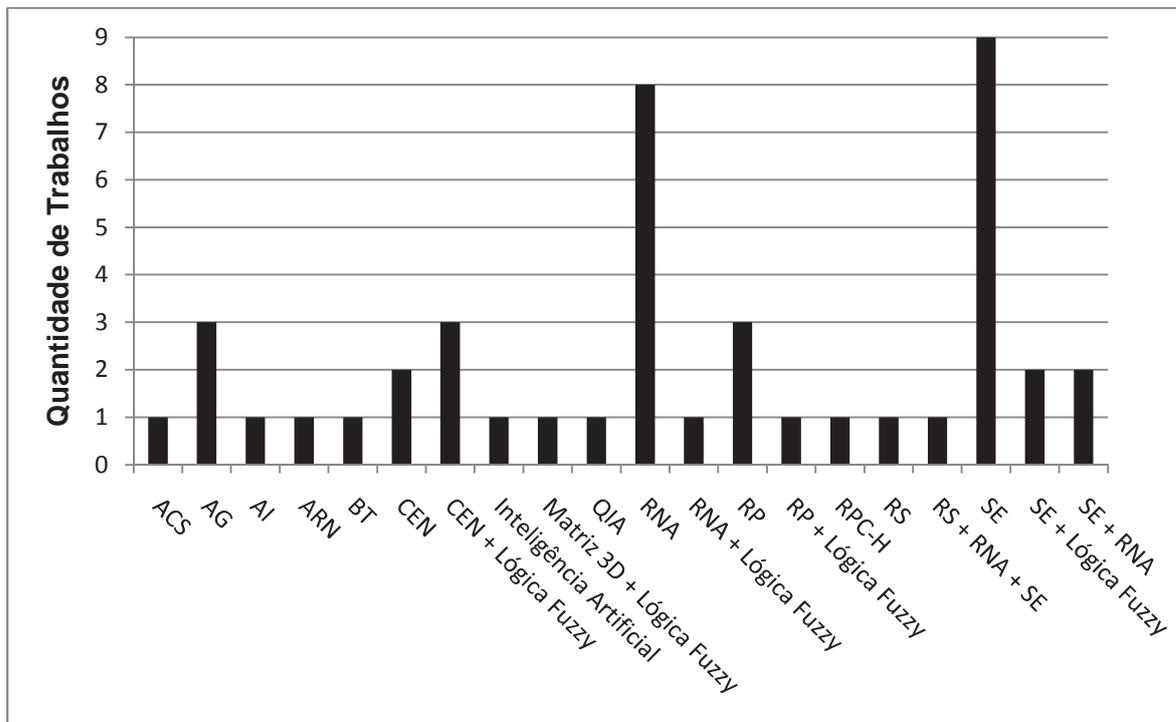
Os gráficos da Figura 2.1 e Figura 2.2 ilustram a quantidade de trabalhos publicados por ano e por método/técnica de solução, respectivamente.

Figura 2.1 – Quantidade de trabalhos publicados em cada ano.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 2.2 – Quantidade de trabalhos considerando métodos/técnicas de solução.



Fonte: Dados do próprio autor.

Observa-se na Figura 2.1 que o pico de trabalhos publicados ocorreu após aproximadamente onze anos da primeira metodologia proposta. Em relação aos métodos propostos, SEs são os mais utilizados, seguidos pelas RNAs. Em relação aos métodos de otimização, os algoritmos genéticos apresentam-se como a técnica mais utilizada.

## Capítulo 3

---

### 3 Teoria de Cobertura Parcimoniosa

Neste capítulo, o problema de diagnóstico de faltas é contextualizado e formalizado, matematicamente, a partir da teoria de cobertura parcimoniosa. Trata-se de um capítulo fundamental e um pré-requisito no processo de desenvolvimento da tese, pois fornece o embasamento teórico necessário e suficiente para a sustentação do modelo matemático proposto para o diagnóstico de faltas em sistemas de potência.

#### 3.1 Introdução

Diagnosticar a condição de determinado sistema quando alguma coisa está errada através de um sistema natural (ser humano) ou um sistema desenvolvido por este último pode ser difícil. Em muitas áreas, tais como medicina e eletricidade, um longo período de treinamento e aperfeiçoamento é necessário para que um indivíduo possa tornar-se um hábil diagnosticador. Durante este tempo, um diagnosticador sem experiência deve assimilar uma grande quantidade de informações a respeito do sistema a ser monitorado e diagnosticado. Além disso, um diagnosticador sem experiência não é realmente ensinado como raciocinar utilizando o conhecimento passado a ele na fase de treinamento de modo a chegar a uma conclusão ou diagnóstico, exceto talvez implicitamente através de exemplos de casos. Este

fato indica que muitos dos aspectos essenciais da relação raciocínio-diagnóstico são similares a um tipo de intuição<sup>7</sup>, ou raciocínio de senso comum.

Mais precisamente, a relação raciocínio-diagnóstico ou em outras palavras, o raciocínio usado para determinar um diagnóstico, pode ser classificado como um tipo de conhecimento de inferência Peng e Reggia (1990), conhecido como raciocínio abduativo ou abdução<sup>8</sup>.

Do ponto de vista filosófico e lógico a abdução pode ser definida como um processo de geração de explicações plausíveis para um dado conjunto de observações ou fatos. Embora mencionado no trabalho de Aristóteles, o estudo de aspectos formais de abdução não iniciou até cerca de um século atrás. A emergência de modelos computacionais para várias aplicações de inferência abduativa em inteligência artificial e ciência cognitiva é mais recente, iniciando-se um pouco mais de duas décadas atrás (PENG; REGGIA, 1990).

A teoria conhecida como *parsimonious set covering theory* desenvolvida em Peng e Reggia (1990) captura de forma precisa muitas das importantes características do conceito intuitivo de abdução. Ela não somente forma uma boa fundação teórica para resolução de problemas através de diagnóstico automático, mas também fornece um modelo útil para o estudo de outras aplicações não diagnosticáveis caracterizadas como problemas abduativos.

### 3.2 Abdução e Diagnóstico por Inferência

Em termos informais, abdução ou inferência abduativa tem o significado de “inferir a melhor ou mais plausível explicação para um dado conjunto de fatos” (PENG; REGGIA, 1990). Abdução, dedução, e indução são três lógicas fundamentais de raciocínio.

Abdução é mais frequentemente usada no raciocínio de “senso comum” aplicado às tarefas diárias e também na resolução de problemas com alto grau de especialidade. De fato, uma avaliação superficial de conclusões alcançadas utilizando raciocínio abduativo são frequentemente vistas como inferência dedutiva. “Elementar, meu caro Watson”, diz Sherlock Holmes, o mestre da “dedução”, quando ele faz uma de suas brilhantes inferências abduativas.

---

<sup>7</sup> Intuição em filosofia é o nome dado ao processo de apreensão racional não-discursiva de um fenômeno ou de uma relação. Se a razão discursiva se caracteriza por um processo paulatino que culmina numa conclusão, a intuição é compreensão direta, imediata de algo.

<sup>8</sup> O termo abdução estritamente definido por Aristóteles encontrou ainda uma interpretação mais ampla, tomando-se por abdução qualquer raciocínio, cuja conclusão é meramente provável. É um processo de prova indireta, semi-demonstrativa, em que a premissa maior é evidente, porém a menor é só provável ou de qualquer forma mais facilmente aceita pelo interlocutor do que a conclusão que se quer demonstrar.

Os autores Peng e Reggia (1990) encontraram diversos casos sugerindo que conclusões alcançadas utilizando raciocínio abduutivo foram de fato alcançadas através de dedução. Por exemplo, “Eu deduzo que a bateria de meu carro está descarregada porque o motor não funciona e as luzes não acendem.” Neste caso, a bateria pode estar descarregada e esta é certamente a explicação mais plausível para o fato ocorrido. Entretanto, não se pode “deduzir” tal conclusão nesta situação. A realidade pode ser que ambos, os faróis estejam queimados e simultaneamente o combustível acabou. Desta forma, pode ser observado que a primeira hipótese ou explicação é mais plausível, consistindo somente de um problema (bateria descarregada) em vez de cinco (quatro luzes queimadas e falta de combustível). Mas o interessante é que não se pode deduzir qualquer coisa com certeza, considerando a situação mencionada. O ideal, então, é considerar a bateria descarregada como uma hipótese plausível entre outras possíveis hipóteses, para ser subsequentemente testada e validada. A abdução não envolve somente criar hipóteses, mas também discriminá-las baseado em suas plausibilidades contextualizadas pelo problema a ser resolvido.

Para demonstrar as características da inferência abduitiva, é necessário compará-la com dedução e indução através de exemplos simples.

*Raciocínio dedutivo* consiste de uma Regra geral (premissa maior) e um Caso específico (premissa menor) a partir do qual um Resultado específico (conclusão) pode ser deduzido:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Regra} \Rightarrow \text{Todas as bolas dentro da caixa são pretas.} \\ + \text{ Caso} \Rightarrow \text{Estas bolas são da caixa.} \\ \hline \text{Resultado} \Rightarrow \text{Estas bolas são pretas.} \end{array} \right\} \text{Dedução}$$

Por outro lado *raciocínio indutivo* consiste de um caso e um resultado específico a partir dos quais uma regra geral pode gerar uma hipótese.

$$\left. \begin{array}{l} \text{Caso} \Rightarrow \text{Estas bolas são da caixa.} \\ + \text{ Resultado} \Rightarrow \text{Estas bolas são pretas.} \\ \hline \text{Regra Hipotetizada} \Rightarrow \text{Todas as bolas dentro da caixa são pretas.} \end{array} \right\} \text{Indução}$$

Em contraste à dedução e indução, o *raciocínio abduutivo* consiste de uma regra geral e um resultado específico a partir dos quais um caso específico pode gerar uma hipótese:

$$\begin{array}{l}
 \text{Regra} \Rightarrow \text{Todas as bolas dentro da caixa são pretas.} \\
 + \text{Resultado} \Rightarrow \text{Estas bolas são pretas.} \\
 \hline
 \text{Caso Hipotetizado} \Rightarrow \text{Estas bolas são da caixa.}
 \end{array}
 \left. \vphantom{\begin{array}{l} \text{Regra} \\ + \text{Resultado} \\ \hline \text{Caso Hipotetizado} \end{array}} \right\} \text{Abdução}$$

Indução, assim como abdução, envolve criar e testar hipóteses. De fato, o termo indução é algumas vezes usado para descrever um processo de inferência que inclui inferência abdutiva. A diferença entre estes dois termos deve ser clara a partir dos exemplos anteriormente citados. Na indução o que está sendo hipotetizado é a regra geral, enquanto na abdução é o caso específico. Além disso, uma hipótese indutiva é usualmente feita não a partir de uma única situação, mas a partir de um grande número de situações que coletivamente dão suporte à plausibilidade da regra geral hipotetizada. Inferência abdutiva pode ser e, usualmente, é conduzida através de informações acerca de uma única situação.

Inferência dedutiva, por outro lado, é similar á abdução no sentido de que um resultado é produzido para um caso específico. Em dedução, contudo, o resultado é uma consequência lógica da regra geral e o caso, que é mantido verdadeiro. Se ambos, regra e caso, são verdadeiros, então o resultado é também verdadeiro. Em contraste com abdução, mesmo se ambos, a regra geral (conhecimento) e o resultado específico (fatos observados) são verdadeiros, o caso específico inferido é somente uma possibilidade; ele não é definitivamente uma verdade. No exemplo de abdução acima, as bolas pretas observadas podem vir de algum outro objeto diferente da caixa considerada. Além disso, se a regra geral não é uma implicação absoluta, mas uma asserção como “Quase todas as bolas da caixa são pretas”, então nem mesmo o resultado da dedução se mantém verdadeiro. Assim, não é possível inferir através de dedução pura a partir do caso “Estas bolas são da caixa” a conclusão “Estas bolas são pretas”. Isto é porque muitos sistemas baseados em regras, como sistemas especialistas, têm adotado várias medidas de incertezas, mesmo quando eles são dedutivos por natureza (LEE; AHN; PARK, 2000). Por outro lado, em abdução, mesmo quando a regra geral não apresenta implicação absoluta, “Estas bolas são da caixa” é ainda uma possível explicação do fato observado “Estas bolas são pretas”.

Frequentemente, mais do que uma explicação possível existe durante a inferência abdutiva, de modo que um processo de diferenciação de hipóteses é necessário para discriminar entre explicações alternativas.

### 3.3 Problemas de Diagnóstico: Definição e Resolução

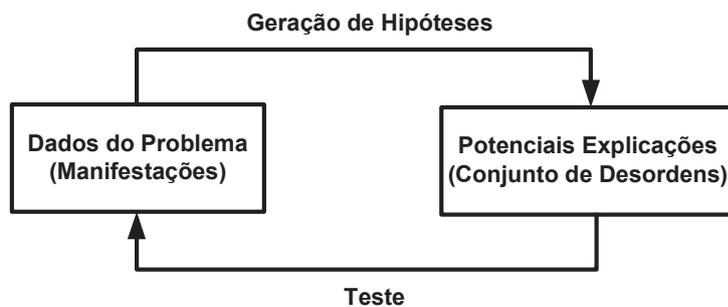
O fundamento de um problema de diagnóstico é explicar a presença de um dado conjunto de *manifestações* (sintomas, alarmes, etc.) utilizando, de alguma forma, o conhecimento adquirido. Problemas de diagnóstico podem ser encontrados em várias áreas do conhecimento, por exemplo, diagnóstico em medicina clínica, diagnóstico de falhas/defeitos em diversos sistemas, entre outros.

É largamente aceito que a inferência do diagnóstico humano se enquadra naturalmente na categoria de abdução (PENG; REGGIA, 1990; POPLE, 1973). Considere o diagnóstico médico como um exemplo. Livros médicos apresentam associações entre doenças e manifestações na forma de “doença (ou desordem)  $d_i$  pode causar os sintomas (manifestações)  $m_1, m_2, \dots, m_k$ ”. Se um conjunto de sintomas ou manifestações é encontrado em determinado paciente, o médico tenta identificar um conjunto de uma ou mais doenças (geração de hipóteses) que é capaz de causar essas manifestações (ou pelo menos a mais significativa delas), e assim, obter uma explicação para tais sintomas. Para selecionar a hipótese mais plausível entre aquelas geradas o médico utiliza algum critério informal de plausibilidade, probabilidade ou informações contextuais (idade do paciente, inter-relações entre doenças, etc.). Se a hipótese resultante não é suficiente para convencê-lo, algumas questões podem ser feitas ao paciente ou exames clínicos são efetuados para permitir informações adicionais. Baseado neste exemplo pode-se concluir que o raciocínio humano para o diagnóstico frequentemente envolve um ciclo de geração-teste de hipóteses (PENG; REGGIA, 1990):

- a) Geração de hipótese ou invocação de desordem: os candidatos à explicação das manifestações são gerados. Um conjunto de elementos individuais de hipóteses (desordens) é invocado através de associações com a mais nova manifestação;
- b) Atualização ou formação de hipóteses: atualização das hipóteses geradas ou a combinação das hipóteses geradas em a), com hipóteses previamente geradas para a formação de novas hipóteses tal que cada hipótese possa explicar velhas e novas manifestações;
- c) Teste de hipóteses ou geração de questões: fase em que uma nova questão é gerada cuja resposta possa ser usada para testar e para remover a ambiguidade entre as hipóteses geradas.

O ciclo geração-teste de hipóteses (Figura 3.1) continua até que a plausibilidade de uma ou mais hipóteses sejam aceitas utilizando algum critério e assim possam constituir explicações razoáveis (diagnóstico) para dadas manifestações.

Figura 3.1- Ciclo de geração-teste de hipóteses para o raciocínio humano durante a resolução de problemas de diagnóstico.



Fonte: Adaptada de Peng e Reggia (1990).

A geração de hipóteses é equivalente à recuperação de informações de desordens causativas a partir da memória de longo prazo<sup>9</sup>, no momento em que o diagnosticador detecta uma nova manifestação. Esta invocação de potenciais causas para as manifestações inicia-se logo no início do processo de diagnóstico e traça na memória do diagnosticador as associações causais entre as desordens e suas manifestações. Idealmente, a base de conhecimento do diagnosticador ou memória de longo prazo inclui um conjunto de todas as possíveis desordens causativas para cada manifestação e o conjunto de todas as possíveis manifestações para cada desordem. Geralmente, uma única manifestação é responsável por invocar novas desordens para a incorporação no ciclo da Figura 3.1.

A segunda fase do ciclo de geração-teste b), envolve a incorporação de possíveis causas de novas manifestações na hipótese sob consideração. Isto pode requerer atribuição de manifestações para algumas desordens já assumidas, ou adicionar novas desordens invocadas através das manifestações para formar nova hipótese. Em outras palavras, o conjunto de hipóteses plausíveis é continuamente mudado durante o processo. Uma determinada hipótese alcançada, às vezes, pode tornar-se relativamente complexa. Não somente pode conter um grande grau de incerteza sobre quais desordens podem explicar certas manifestações, mas também pode presumir a presença simultânea de múltiplas desordens. Outra observação é que durante o processo dinâmico ilustrado na Figura 3.1, diagnosticadores humanos tendem a focarem suas atenções somente em hipóteses mais promissoras enquanto as demais são

<sup>9</sup> Memória capaz de recuperar eventos, experiências, informações ou habilidades que ocorreram ou foram adquiridas em um passado distante (dias, meses ou anos).

colocadas em segundo plano, mas não completamente esquecidas. Mais tarde no processo, se alguma nova manifestação torna-se aparente, as hipóteses em segundo plano podem ser reconsideradas. Em outras palavras, diagnosticadores humanos adotam alguma forma de estratégia de busca para reduzir seu espaço de busca.

Segundo Peng e Reggia (1990), evidências empíricas sugerem que a formação de hipóteses pode ser mais bem vista através da resolução de dois objetivos conflitantes:

- *Cobertura*: o objetivo de explicar todas as manifestações que estão presentes;
- *Parcimônia*: o objetivo de minimizar a complexidade das explicações.

O segundo objetivo, algumas vezes referido como Occam's razor<sup>10</sup>, pode ser visto como uma tentativa de focar o processo de raciocínio e, portanto, restringir a busca como uma reflexão das limitações da memória humana ou como um "senso comum" heurístico.

### 3.3.1 Modelos Computacionais para Resolução de Problemas de Diagnóstico

Dentre diversos modelos e técnicas dedicadas à resolução de problemas de diagnóstico, Venkatasubramanian, Rengaswamy e Kavuri (2003a) e Venkatasubramanian, Rengaswamy e Kavuri (2003b), e em particular o diagnóstico de faltas em sistemas de energia elétrica (capítulo 2), são apresentados aqui dois dos principais métodos baseados em modelos utilizados para representar o processo de raciocínio no diagnóstico: modelos que usam uma base de conhecimento "*knowledge-based models*" ou também conhecidos como sistemas especialistas e modelos abduativos baseados em associação "*association-based abductive models*".

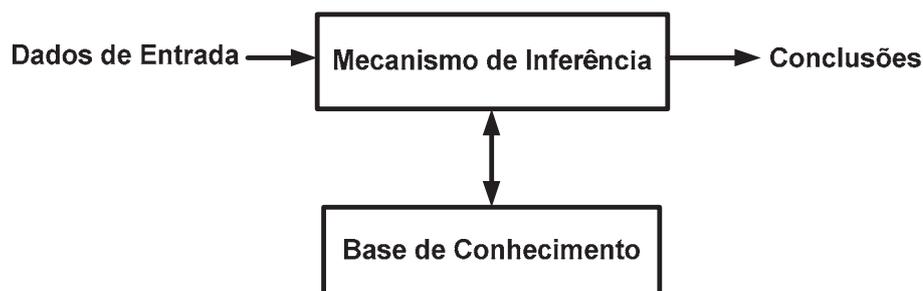
Sistemas de diagnóstico baseados em SEs apresentam como característica uma separação entre a base de conhecimento e o mecanismo de inferência. O conhecimento do sistema, abstraído do conhecimento humano sobre o problema, é contido na base de conhecimento. O mecanismo de inferência usa informações da base de conhecimento para formar conclusões sobre os dados de entrada (Figura 3.2).

---

<sup>10</sup> A Navalha de Occam ou Navalha de Ockham é um princípio lógico atribuído ao Lógico e frade Franciscano inglês William de Ockham (século XIV). O princípio afirma que a explicação para qualquer fenômeno deve assumir apenas as premissas estritamente necessárias à explicação do fenômeno e eliminar todas as que não causariam qualquer diferença aparente nas predições da hipótese ou teoria. O princípio é frequentemente designado pela expressão latina *Lex Parsimoniae* (Lei da Parcimônia) enunciada como: "entia non sunt multiplicanda praeter necessitatem" (as entidades não devem ser multiplicadas além da necessidade). Esta formulação é muitas vezes parafraseada como "Se em tudo o mais forem idênticas as várias explicações de um fenômeno, a mais simples é a melhor". O princípio recomenda assim que se escolha a teoria explicativa que implique o menor número de premissas assumidas e o menor número de entidades.

Sistemas especialistas apresentam inúmeros problemas fundamentais que devem ser resolvidos antes de seu desenvolvimento e aplicação. Dentre alguns destes problemas, incluem-se: 1) representação do conhecimento (que tipo de representação é melhor para armazenar o conhecimento); 2) aquisição do conhecimento (como adquirir habilidades a partir do conhecimento de especialistas humanos); 3) modelos de raciocínio (qual tipo de mecanismo de inferência deve ser usado) e 4) justificativa das conclusões (como justificar as conclusões do sistema de maneira inteligível para o usuário). Soluções para esses problemas são interdependentes e variam dependendo da aplicação. Apesar de vários artigos na literatura especializada (capítulo 2) desenvolverem SEs aplicados ao diagnóstico de faltas, esse tipo de modelo computacional ainda apresenta diversas desvantagens quando comparado a outras técnicas (seção 1.4.1).

Figura 3.2 – Modelo simples de SE.



Fonte: Adaptada de Peng e Reggia (1990).

Por outro lado, modelos abduativos baseados em associação são representados por redes associativas ou semânticas que consistem de *nós*, representando entidades tais como objetos, conceitos, e eventos, e *conexões (links)* entre os nós, representando as inter-relações ou *associações* (conhecimento) entre nós. Desta forma, enquanto SEs utilizam o conhecimento contido em uma base bem definida, modelos baseados em associação representam o conhecimento implícito através das inter-relações ou conexões de causa e efeito entre nós. Devido suas características, redes associativas são particularmente adequadas para representação de associações causais entre desordens e manifestações como será mostrado a seguir.

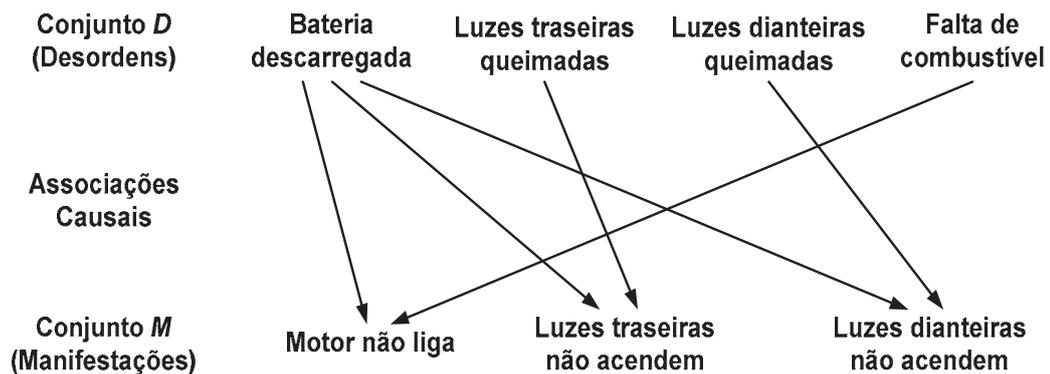
### 3.3.2 Formalização da Teoria de Cobertura Parcimoniosa

A teoria de cobertura parcimoniosa ou “*Parcimonious Set Covering Theory*” tem o objetivo de fornecer embasamento teórico para modelos abduativos baseados em associação. Além disso, busca a formalização da natureza abduativa no processo de raciocínio humano

para obtenção de determinado diagnóstico. A teoria foi proposta por Reggia et al. (1985), e substancialmente expandida por Peng e Reggia (1986, 1990).

Antes da apresentação formal desta teoria, ideias básicas sobre como o conhecimento é utilizado, como é organizado e como a inferência é conduzida são apresentados baseado no exemplo apresentado na seção 3.2. As entidades, tais como, “o carro não liga” e “os faróis não acendem” são diretamente observáveis e são consideradas como *manifestações* na teoria de cobertura parcimoniosa e denotadas pelo conjunto *M*. Manifestações individuais são denotadas por  $m_j$ . As outras entidades envolvidas, tais como “bateria descarregada”, “faróis queimados” e “falta de combustível”, são consideradas como causas das manifestações ou em outras palavras, desordens, denotadas pelo conjunto *D*. Desordens individuais são denotadas por  $d_j$  (Figura 3.3).

Figura 3.3 – Rede causal simples para o diagnóstico do problema de partida de motor.



Fonte: Adaptada de Peng e Reggia (1990).

As associações causais mostradas pelas setas da Figura 3.3 são pares e tomam os sentidos a partir de desordens para manifestações. Cada desordem é assim associada com todas as manifestações que ela pode causar. A presença de uma manifestação pode invocar todas as desordens causativas através da rede causal (Figura 3.3). A palavra “invocar” então tem o significado de “sugerir possibilidades”. Por exemplo, “motor não liga” invoca duas possíveis desordens “bateria descarregada” e “falta de combustível”.

Quando a primeira manifestação “motor não liga” é detectada durante a resolução do problema de diagnóstico, as hipóteses iniciais seriam as duas desordens invocadas:

*"bateria descarregada" ou "falta de combustível"*

Cada uma destas duas hipóteses consiste de uma única desordem. Cada uma destas desordens é capaz de causar “motor não liga” e essas duas desordens são as únicas capazes de

causar a manifestação inicialmente observada (conhecimento até o momento). Para a discriminação entre essas duas hipóteses, questões sobre a presença de outras manifestações podem ser feitas, tais como:

*" As luzes acendem ?"*

Se ambas as luzes traseiras e dianteiras não acendem, então se têm duas novas manifestações que invocam cada uma delas o conjunto de desordens e suas respectivas causas.

Neste exemplo específico, a teoria de cobertura parcimoniosa geraria duas hipóteses ou explicações alternativas para as três manifestações:

*" Bateria descarregada "*

*ou*

*" Falta de combustível " e*

*" Luzes dianteiras queimadas " e*

*" Luzes traseiras queimadas "*

A plausibilidade destas duas hipóteses pode ser justificada como segue. Primeiro, cada hipótese *cobre* todas as três manifestações no sentido de que cada manifestação pode ser explicada através das desordens hipotetizadas. Segundo, cada hipótese é *parcimoniosa*, embora em diferentes sentidos. A primeira hipótese contém somente uma desordem e, portanto, apresenta a menor cobertura das três manifestações e assim chamada de *cobertura mínima*. A segunda hipótese contém três desordens e esta solução não parece parcimoniosa ou simples, especialmente quando comparada à primeira. Contudo, esta segunda hipótese é ainda parcimoniosa no sentido de que se for removida qualquer desordem da hipótese, a solução não será mais uma cobertura de todas as manifestações presentes. Tais hipóteses são chamadas de *coberturas irredundantes* porque elas contêm desordens não redundantes.

### 3.3.2.1 Formalização Matemática da Teoria de Cobertura Parcimoniosa

Baseado na noção intuitiva apresentada no exemplo da seção anterior, a teoria de cobertura parcimoniosa pode ser formalizada através da definição do seguinte conjunto de variáveis:

$$P = \langle D, M, C, M^+ \rangle \quad (3.1)$$

O conjunto  $P$  define o domínio do problema onde o processo de diagnóstico é conduzido, sendo:

$$D = \{d_1, d_2, \dots, d_n\} \quad (3.2)$$

$$M = \{m_1, m_2, \dots, m_k\} \quad (3.3)$$

$$C \subseteq D \times M \quad (3.4)$$

$$M^+ \subseteq M \quad (3.5)$$

Sendo:

$D$ : conjunto finito e não vazio de objetos denominados desordens;

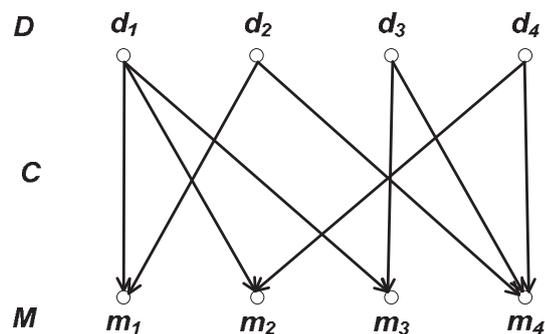
$M$ : conjunto finito e não vazio de objetos denominados manifestações;

$C$ : é uma relação com  $\text{domínio}(C)=D$  e  $\text{imagem}(C)=M$ , denominada conjunto causa;

$M^+$ : subconjunto de  $M$  contendo as manifestações presentes e observáveis para o problema.

A relação  $C$  dada pela equação (3.4) define a noção intuitiva de associações causais na forma simbólica, onde  $\langle d_i, m_j \rangle \in C$  se e somente se “a desordem  $d_i$  pode causar a manifestação  $m_j$ ”. Na Figura 3.4 é ilustrado graficamente o conhecimento causal simbólico representado pelo conjunto  $C$  para um problema genérico.

Figura 3.4 – Rede causal para um problema genérico.



Fonte: Adaptada de Peng e Reggia (1990).

Para um problema de diagnóstico genérico é conveniente definir os seguintes conjuntos ou funções baseadas na relação  $C$ :

$$\text{efeitos}(d_i) = \{m_j \mid \langle d_i, m_j \rangle \in C\} \quad (3.6)$$

$$causas(m_i) = \{d_i \mid \langle d_i, m_j \rangle \in C\} \quad (3.7)$$

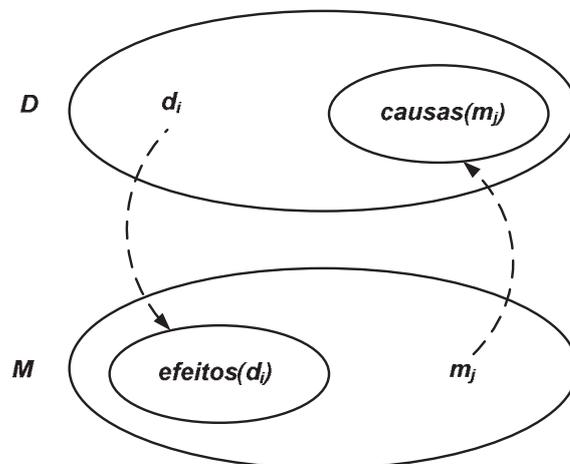
Sendo:

$efeitos(d_i)$ : conjunto de manifestações diretamente causadas por  $d_i$ ;

$causas(m_j)$ : conjunto de desordens que podem diretamente causar  $m_j$ .

Os conjuntos  $efeitos(d_i)$  e  $causas(m_j)$  são ilustrados na Figura 3.5.

Figura 3.5 – Conjuntos  $efeitos(d_i)$  e  $causas(m_j)$  definidos para a teoria de cobertura parcimoniosa.



Fonte: Adaptada de Peng e Reggia (1990).

Um conjunto de desordens  $D_I \subseteq D$  é uma cobertura de um conjunto de manifestações  $M_J \subseteq M$  se  $M_J \subseteq efeitos(D_I)$ , sendo por definição:

$$efeitos(D_I) = \bigcup_{d_i \in D_I} efeitos(d_i) \quad (3.8)$$

$$causas(M_J) = \bigcup_{m_j \in M_J} causas(m_j) \quad (3.9)$$

Baseado nas duas últimas equações pode-se afirmar que um conjunto de manifestações dado por (3.8) é equivalente à união das manifestações individuais diretamente causadas pelas desordens  $d_i$  pertencentes ao conjunto  $D_I$ . Analogamente, o conjunto dado pela equação (3.9) é equivalente à união das desordens individuais diretamente causadas pelas manifestações  $m_j$  pertencentes ao conjunto  $M_J$ .

Assim por exemplo, baseado na Figura 3.4, pode-se obter alguns conjuntos a partir das equações (3.6) a (3.9):

$$\begin{aligned}
\text{efeitos}(d_1) &= \{m_1, m_2, m_3\} \\
\text{efeitos}(d_2) &= \{m_1, m_4\} \\
\text{efeitos}(d_3) &= \{m_3, m_4\} \\
\text{efeitos}(d_4) &= \{m_2, m_4\} \\
\text{efeitos}(\{d_1, d_2\}) &= \{m_1, m_2, m_3, m_4\}, \text{ com } D_I = \{d_1, d_2\} \\
\text{efeitos}(\{d_3, d_4\}) &= \{m_2, m_3, m_4\}, \text{ com } D_I = \{d_3, d_4\} \\
\text{causas}(m_1) &= \{d_1, d_2\} \\
\text{causas}(m_2) &= \{d_1, d_4\} \\
\text{causas}(m_3) &= \{d_1, d_3\} \\
\text{causas}(m_4) &= \{d_2, d_3, d_4\} \\
\text{causas}(\{m_1, m_2\}) &= \{d_1, d_2, d_4\}, \text{ com } M_J = \{m_1, m_2\} \\
\text{causas}(\{m_2, m_3\}) &= \{d_1, d_3, d_4\}, \text{ com } M_J = \{m_2, m_3\}
\end{aligned} \tag{3.10}$$

Na teoria de cobertura parcimoniosa, uma hipótese para determinado diagnóstico deve ser uma cobertura de  $M^+$  de modo a explicar a presença de todas as manifestações em  $M^+$ . Baseado nesta afirmação pode-se definir o conjunto  $E$ . Um conjunto  $E \subseteq D$  é considerado uma *explicação* de  $M^+$  para um problema  $P$  definido pela equação (3.1) se e somente se  $E$  cobre  $M^+$  e  $E$  satisfaz determinado critério de parcimônia. A definição de “explicação” consiste de três condições: 1) o requerimento de cobertura (cada manifestação em  $M^+$  deve ser associado a algum membro de  $E$ ); 2) o requerimento de parcimônia (a cobertura deve ser parcimoniosa) e 3) o requerimento de que uma explicação deve consistir de somente desordens.

Uma questão central sobre a teoria de cobertura parcimoniosa está diretamente relacionada à condição 2): qual é a natureza de parcimônia ou simplicidade? Em outras palavras, o que faz com que uma cobertura de  $M^+$  seja mais plausível do que outra? Diferentes critérios de parcimônia já foram discutidos em Peng e Reggia (1986): (1) restrição de desordem única (*single-disorder restriction*): uma cobertura  $D_I$  de  $M^+$  é uma *explicação* se ele contém somente uma única desordem; (2) Minimalidade (*minimality*): uma cobertura  $D_I$  de  $M^+$  é uma *explicação* se ela possui cardinalidade mínima entre todas as coberturas de  $M^+$ , isto é, ele contém o menor número possível de desordens necessárias para cobrir  $M^+$ ; (3) irredundância (*irredundancy*): uma cobertura  $D_I$  de  $M^+$  é uma *explicação* se ele não contém subconjuntos que também cobrem  $M^+$ , isto é, removendo qualquer desordem de  $D_I$  resulta em uma não cobertura de  $M^+$ ; (4) relevância (*relevancy*): uma cobertura  $D_I$  de  $M^+$  é uma *explicação* se ele contém somente desordens pertencentes ao conjunto  $\text{causas}(M^+)$ , isto é,

cada  $d_i$  deve ser associado com algum  $m_j \in M^+$ . Assumindo que pelo menos uma manifestação está presente, uma cobertura de restrição de desordem única é mínima. Além disso, o conjunto de todas as coberturas mínimas está sempre contido no conjunto de todas as coberturas irredundantes, que por sua vez está sempre contido no conjunto de todas as coberturas relevantes (Figura 3.6).

Figura 3.6 – Relações de espaços de soluções entre os tipos de critérios definidos para parcimônia.  $\emptyset \subseteq S_{mc} \subseteq S_{ic} \subseteq S_{rc} \subseteq S_c \subseteq 2^D = S_c \cup S_n$ .



Fonte: Adaptada de Peng e Reggia (1990).

Baseado na Figura 3.4 e considerando que as manifestações observáveis são dadas por  $M^+ = \{m_1, m_3\}$ , então tem-se:  $D_1 = \{d_1\}$  é cobertura mínima de  $M^+$  e portanto  $S_{mc} = D_1$ . A cobertura  $D_2 = \{d_2, d_3\}$  é irredundante mas não mínima porque nem  $d_2$  ou  $d_3$  sozinhos podem cobrir  $M^+$  e  $S_{ic} = D_2$ . A cobertura  $D_3 = \{d_1, d_2, d_3\}$  é relevante mas redundante porque um de seus subconjuntos próprios, isto é,  $\{d_2, d_3\}$ , é uma cobertura de  $M^+$ . Além disso,  $D_4 = \{d_1, d_2\}$  e  $D_5 = \{d_1, d_3\}$  são coberturas relevantes e redundantes de  $M^+$ , e portanto  $S_{rc} = D_3, D_4, D_5$ . Os conjuntos  $D_6 = \{d_1, d_4\}$ ,  $D_7 = \{d_1, d_2, d_4\}$ ,  $D_8 = \{d_1, d_3, d_4\}$ ,  $D_9 = \{d_2, d_3, d_4\}$  e  $D_{10} = \{d_1, d_2, d_3, d_4\}$  são coberturas irrelevantes de  $M^+$  porque  $d_4 \notin causas(\{m_1, m_3\}) = \{d_1, d_2, d_3\}$ . Finalmente os conjuntos  $D_{11} = \{d_2\}$ ,  $D_{12} = \{d_3\}$ ,  $D_{13} = \{d_4\}$ ,  $D_{14} = \{d_2, d_4\}$ ,  $D_{15} = \{d_3, d_4\}$  e  $D_{16} = \emptyset$  não são coberturas de  $M^+$ . Desta forma  $S_c = D_1, \dots, D_{10}$ ,  $S_n = D_{11}, \dots, D_{16}$  e  $2^D = S_c \cup S_n = \{d_1\}, \{d_2\}, \{d_3\}, \{d_4\}, \{d_1, d_2\}, \{d_1, d_3\}, \{d_1, d_4\}, \{d_2, d_3\}, \{d_2, d_4\}, \{d_3, d_4\}, \{d_1, d_2, d_3\}, \{d_1, d_2, d_4\}, \{d_1, d_3, d_4\}, \{d_2, d_3, d_4\}, \{d_1, d_2, d_3, d_4\}, \emptyset$ .

### 3.3.2.2 Teoria de Cobertura Parcimoniosa Aplicada ao Diagnóstico de Falhas em Sistemas de Potência

Para o problema de diagnóstico de falhas em sistemas de potência devem-se considerar duas entidades: os alarmes do sistema de proteção e as seções que potencialmente podem estar sob falta. Desta forma pode-se particularizar o problema genérico descrito pela

equação (3.1) no problema de diagnóstico de faltas em sistemas de potência (DFSP) utilizando a seguinte notação:

$$P_{DFSP} = \langle S, A, P_S, A^+ \rangle \quad (3.11)$$

$$S = \{s_1, s_2, \dots, s_{ns}\} \quad (3.12)$$

$$A = \{a_1, a_2, \dots, a_{na}\} \quad (3.13)$$

$$P_S \subseteq S \times A \quad (3.14)$$

$$A^+ \subseteq A \quad (3.15)$$

Sendo:

$S$ : conjunto de todas as  $ns$  seções do sistema de potência;

$A$ : conjunto de todos os  $na$  alarmes do sistema de proteção;

$P_S$ : é uma relação com  $domínio(P_S)=S$  e  $imagem(P_S)=A$  denominado conjunto causa;

$A^+$ : subconjunto de  $A$  contendo os alarmes presentes e informados pelo sistema SCADA em determinada situação de falta.

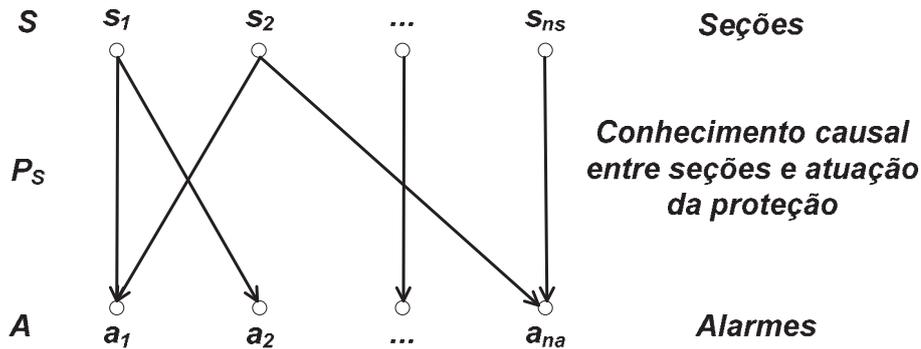
Sem perda de generalidade, todas as propriedades válidas para o problema da equação (3.1) também são válidas para o problema dado por (3.11).

Em particular, a expressão (3.14) define a relação entre as seções sob falta e os alarmes atuados para cada seção. Desta forma o par  $\langle s_i, a_j \rangle \in P_S$  se e somente se “uma falta na seção  $s_i$  pode causar a atuação do alarme  $a_j$ ”. Na Figura 3.7 é ilustrada uma rede causal particularizada para o problema de diagnóstico de faltas em sistemas de potência e as relações causais apresentadas nesta figura descrevem todos os possíveis alarmes que podem ocorrer para cada seção sob falta.

A relação  $P_S$  representa de forma intuitiva o conhecimento a respeito da:

- a) Lógica de atuação de todos os dispositivos de proteção do sistema elétrico;
- b) Filosofia de proteção empregada para proteger o sistema elétrico.

Figura 3.7 – Rede causal para o problema de diagnóstico de faltas em sistemas de potência.



Fonte: Dados do próprio autor.

O conhecimento envolvido em a) representa o conhecimento que descreve a maneira como cada dispositivo atua, tal como, quais funções de proteção estão envolvidas na falta e como elas atuam para determinada seção sob falta. Por outro lado, a filosofia de proteção define o alcance no sistema de cada função (quais seções serão protegidas para diferentes funções de proteção), coordenação, seletividade e quais funções atuarão como proteção principal e como proteção de retaguarda.

O diagnóstico efetuado por um operador em um centro de operações inicia-se partir de uma falta no sistema elétrico. Neste momento alarmes são produzidos (conjunto  $A^+$ ) devido à falta, e o operador através da IHM deve analisá-los em tempo real e obter um diagnóstico de qual(is) seção(ões) está(ao) sob falta, ou seja, identificar as seções, suas localizações no sistema e o tipo de falta (monofásica, bifásica, trifásica). Esta tarefa não é fácil quando se considera um sistema elétrico de grande porte. Isto porque a quantidade de alarmes informados pode ser grande e sobrecarregar o operador, dificultando a tomada de decisão, aumentando o tempo de restauração e o risco de danificar os equipamentos. No processo de diagnóstico o operador utiliza seu conhecimento sobre a atuação do sistema de proteção (simbolicamente representado pela relação  $P_s$ ) e a experiência adquirida em casos de falta passados (que leva em conta condições de contingência do sistema elétrico) para, baseado em inferência lógica abductiva, formular um conjunto de hipóteses concorrentes ou uma hipótese (subconjunto de  $S$ ) que possa explicar corretamente o conjunto de alarmes  $A^+$  observados.

Além do conhecimento “estático” do operador representado pelas relações causais descritas por  $P_s$ , é necessário que no processo de diagnóstico o operador leve em conta as incertezas do sistema de proteção, tal como, falhas de atuação de relés e disjuntores e alarmes corrompidos (alarmes falsos ou perda de alarmes devido a falha de comunicação entre o

sistema SCADA e os dispositivos de proteção ou RTU). Desta forma, alguns alarmes podem não ser observados em uma situação pós-falta mesmo que a relação causal entre a seção sob falta e os alarmes exista. Além disso, a topologia do sistema elétrico no momento da falta também implica na não observância de determinados alarmes, como por exemplo, devido a um conjunto de chaves abertas.

Do ponto de vista computacional o problema definido pela equação (3.11) pode ser dividido em duas partes principais. A primeira parte deve estar relacionada ao conhecimento adquirido pelos operadores e pode ser representado simbolicamente através da rede causal ilustrada na Figura 3.7. A segunda parte utiliza as relações causais definidas pela primeira parte (conhecimento) bem como as incertezas inerentes ao sistema de proteção para alcançar uma hipótese plausível e que possa “explicar”, do ponto de vista da teoria de cobertura parcimoniosa, a condição do sistema elétrico após a ocorrência de uma falta. Desta forma, o conhecimento representado pela relação  $P_S$  deve ser modelado computacionalmente através de um modelo matemático que descreva o comportamento do sistema de proteção quando da ocorrência de uma falta no sistema elétrico. O modelo matemático então deve ser relacionado a um modelo de inferência lógica abdutiva para que a partir dos alarmes informados pelo sistema de proteção possa gerar a(s) hipótese(s) mais plausível(is) ou solução(ões) utilizando um dos critérios de parcimônia apresentados na seção 3.3.2.1. Deve-se observar que o operador utiliza sua inteligência, raciocínio lógico aliados ao conhecimento adquirido para realizar o diagnóstico. Para executar algo próximo à tarefa do operador de modo a auxiliá-lo, uma metodologia inteligente deve utilizar conhecimento e inteligência que podem ser implementados computacionalmente e apresentar pouco tempo de processamento de modo a possibilitar a análise e interpretação de alarmes em tempo real.



## Capítulo 4

---

### 4 Modelo Matemático para o Problema de Diagnóstico de Faltas

Neste capítulo é apresentado o desenvolvimento do modelo matemático para o diagnóstico de faltas em subestações de distribuição e em redes de distribuição inteligentes.

O modelo matemático é estabelecido em duas etapas: na primeira propõe-se um modelo matemático genérico para aplicação em qualquer subestação de distribuição. Em uma segunda etapa, este modelo é estendido para a rede de distribuição, considerando que esta possui certo nível de automação. Desta forma, o objetivo principal é propor um modelo independente que possa ser aplicado em subestações modernas com sistemas de automação e proteção solidamente consolidados. O modelo matemático então é estendido de modo que ele possa ser aplicado em redes inteligentes. Para a aplicação do modelo nas redes de distribuição é proposto um novo paradigma de proteção baseado em chaves inteligentes alocadas na rede em substituição aos equipamentos de proteção tradicionais (religadores automáticos, seccionadores e elos fusíveis).

#### 4.1 Introdução

No capítulo 3, o problema de diagnóstico de faltas foi formalizado matematicamente com vistas à teoria de cobertura parcimoniosa e dividido em duas partes. A partir desta

formalização propõe-se o modelo matemático para o diagnóstico de faltas composto de duas partes distintas: (1) modelo matemático de operação do sistema de proteção que modela matematicamente o conhecimento do operador em relação à lógica de atuação da proteção e a filosofia de proteção empregada no sistema protegido e (2) modelo de programação binária irrestrita baseado em uma função objetivo que leva em conta o critério de parcimônia de minimalidade (apresentado na seção 3.3.2.1).

Considerando em nível de subestação, o modelo matemático de operação do sistema de proteção descreve o comportamento das funções de proteção de cada relé alocado na subestação através do equacionamento matemático dos estados esperados das funções de proteção. Essas equações são desenvolvidas de maneira genérica e estritamente matemática e levam em consideração os alarmes do sistema de proteção pós-falta como atuado (1) ou não atuado (0) de cada função de proteção e os estados das seções protegidas: linhas de subtransmissão (LST), Entrada de Linha (EDL), Saída de Linha (SDL), barramentos (BP – Barramento Principal ou BT – Barramento de Transferência), transformadores (TF), banco de capacitores (BC) e alimentadores (AL) como em falta (1) ou normal (0).

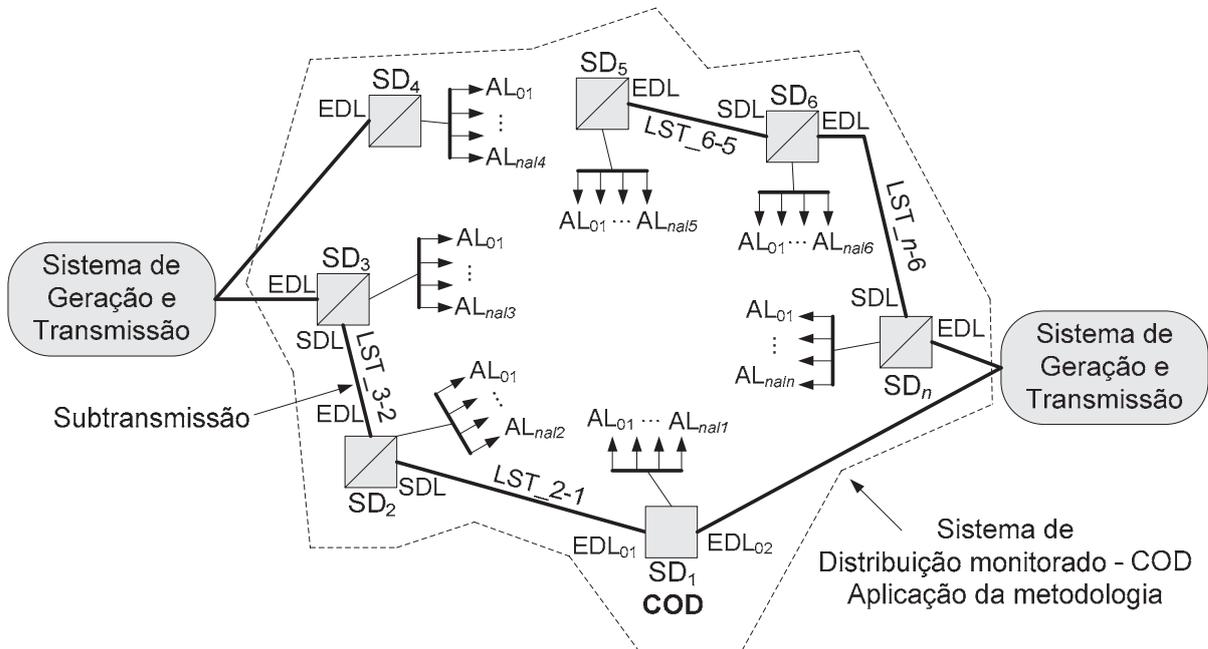
Em nível de rede é proposto um novo paradigma para a proteção de sistemas de distribuição com alta penetração de geradores distribuídos. O novo paradigma assume que chaves inteligentes, cuja lógica de atuação é baseada na função de sobrecorrente direcional, são alocadas na rede para formar um sistema de proteção integrado com a proteção de interconexão dos geradores distribuídos. O modelo matemático de operação do sistema de proteção das redes é uma extensão do modelo aplicado em subestações e considera o equacionamento matemático dos estados esperados das chaves inteligentes alocadas na rede. As chaves inteligentes são tratadas como atuadas (1) quando a chave é sensibilizada por uma corrente de falta em sua zona de alcance, ou não atuada (0), e também considerando seu estado como aberto (1) ou fechado (0). As seções, para esta parte do modelo, são modeladas como partes dos alimentadores, geradores distribuídos e transformadores de interconexão.

O modelo de programação binária irrestrita é formalizado através da proposta de uma função objetivo que leva em conta o critério de parcimônia de minimalidade e é empregada para formular as hipóteses de solução baseada nas explicações mais simples e, portanto, nas soluções com menor número de seções sob falta; em outras palavras, soluções que apresentam as seções com maior probabilidade de estar sob falta. A função objetivo possui a característica de associar os alarmes informados pelo sistema SCADA central do COD com os estados esperados das funções de proteção e chaves inteligentes alocadas na rede de distribuição.

## 4.2 Modelo Matemático para Diagnóstico de Falhas em Subestações de Distribuição

A Figura 4.1 ilustra um sistema de distribuição genérico, bem como a região de aplicação da metodologia proposta nesta tese. O sistema é composto de  $n$  subestações de distribuição (SD) e cada uma dessas subestações possui um número de alimentadores dados por  $nal_i$ ,  $i=1,\dots,n$ . As linhas de subtransmissão interconectam as subestações e em condições normais possuem um fluxo de potência no sentido de  $i$  para  $j$  para linhas de subtransmissão dadas por  $LST_{i-j}$ .

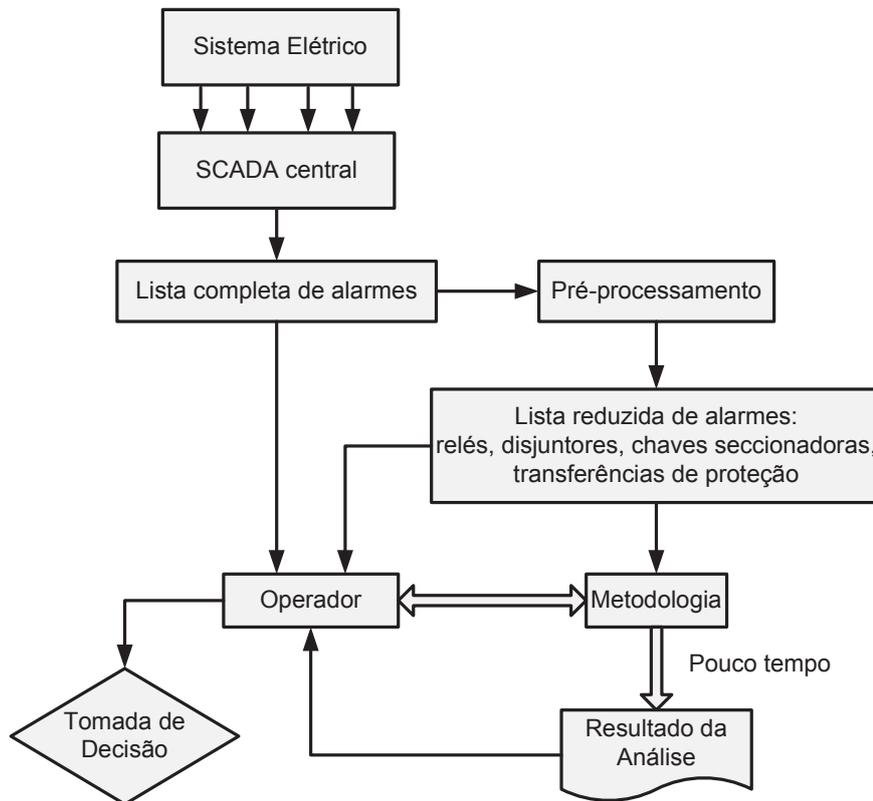
Figura 4.1 – Sistema de distribuição genérico –  $n$  subestações monitoradas pelo COD.



Fonte: Dados do próprio autor.

Para realizar o diagnóstico de falhas, totalmente centralizado, considerando somente os alarmes em nível de subestação a metodologia proposta utiliza como variáveis de entrada os alarmes das funções de proteção de relés digitais incluindo alarmes de autodiagnóstico e proteções de corrente contínua e alternada dos relés; estado de operação dos disjuntores, chaves seccionadoras e funções de transferência de proteção de todas as subestações monitoradas pelo COD. Devido a metodologia utilizar somente esses alarmes para a produção do diagnóstico é necessário que um pré-processamento dos alarmes recebidos pelo sistema SCADA central seja feito antes da aplicação na metodologia. A Figura 4.2 ilustra o diagrama de blocos esquemático com o fluxo de informações a partir do sistema SCADA central até a metodologia e o operador.

Figura 4.2 – Diagrama de blocos para implementação da metodologia proposta.



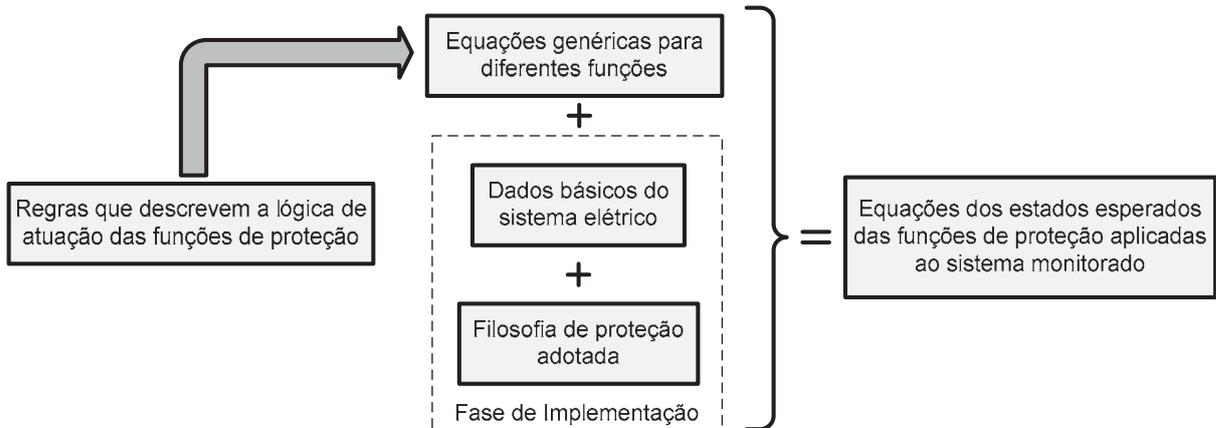
Fonte: Dados do próprio autor.

#### 4.2.1 Modelo Matemático de Operação do Sistema de Proteção

O modelo matemático de operação do sistema de proteção é definido por um conjunto de equações de estados esperados das funções de proteção dos relés. Cada equação deste conjunto modela, matematicamente, a lógica de operação das funções de proteção utilizadas para a proteção da subestação. Este conjunto de equações é desenvolvido considerando: (1) regras gerais que descrevem, de forma intuitiva, a lógica de operação das funções de proteção; (2) filosofia de proteção utilizada por especialistas na especificação, seletividade e coordenação da proteção, Anderson (1999) e (3) dados básicos do sistema elétrico.

O modelo matemático de operação do sistema de proteção proposto pode ser aplicado em qualquer subestação. Todavia, a dependência do equacionamento em relação ao sistema elétrico ocorre somente na fase de implementação onde se deve estabelecer a filosofia de proteção adotada, bem como informar à metodologia os dados referentes à topologia do sistema (chaves, disjuntores, funções de transferência). O processo descrito na Figura 4.3 deve ser executado *off-line*.

Figura 4.3 – Diagrama de blocos esquemático para obtenção das equações dos estados esperados das funções de proteção.



Fonte: Dados do próprio autor.

#### 4.2.1.1 Filosofia Geral de Sistemas de Proteção

Deve-se notar que cada concessionária de distribuição de energia elétrica possui sua própria filosofia de proteção, de modo que a proteção seja adequada e segura para seus sistemas particulares. Todavia, as concessionárias buscam sempre atender aos preceitos básicos da proteção dados por:

- Isolar a menor parte possível do sistema no caso de alguma falta, ou isolar o curto-circuito tão próximo quanto possível de sua origem;
- Efetuar o isolamento do curto-circuito em um tempo mínimo a fim de reduzir os danos aos condutores e equipamentos.

Para alcançar os objetivos para os quais a proteção é projetada ela deve apresentar (ANDERSON, 1999):

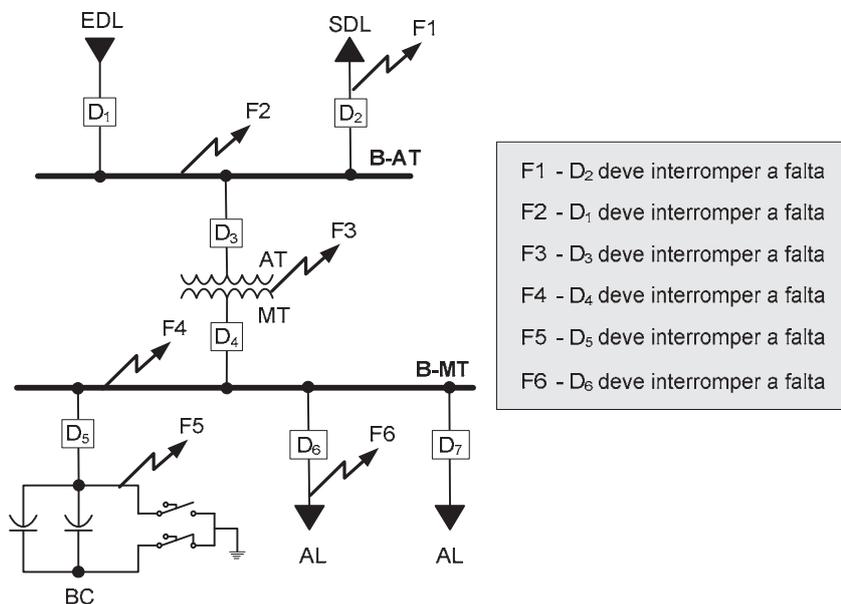
- a) **Seletividade:** a proteção deve somente isolar a parte do sistema atingida pelo defeito/falta, mantendo a continuidade do serviço das demais partes do sistema. A seletividade determina a coordenação da proteção. Esta pode ser definida como o ato ou efeito de dispor dois ou mais equipamentos de proteção em série segundo certa ordem, de forma a atuarem em uma sequência de operação preestabelecida. O objetivo da coordenação, então, é evitar que faltas transitórias causem a operação de dispositivos de proteção que não tenham religamentos automáticos e que, no caso de defeitos permanentes, a menor quantidade possível do sistema fique desligada. O estudo da coordenação e da seletividade é feito pela superposição das curvas

características tempo versus corrente dos diversos equipamentos em um gráfico bi-log, com o objetivo de definir as temporizações mais adequadas para cada equipamento.

Premissas da seletividade:

- Solicitação de todas as proteções situadas entre a fonte e o ponto de defeito;
- Somente a proteção mais próxima ao ponto de defeito deve atuar, isolando completamente o componente defeituoso e desligando a menor porção do sistema elétrico. Na Figura 4.4 ilustra-se como deve operar um esquema de proteção seletivo.

Figura 4.4 – Esquema de seletividade da proteção de uma subestação.



Fonte: Dados do próprio autor.

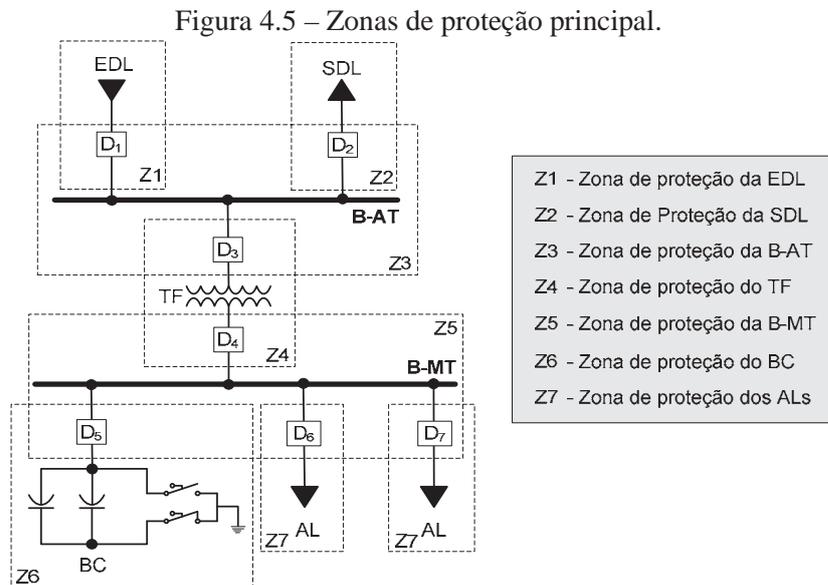
- b) **Rapidez e velocidade:** capacidade de resposta dentro do menor tempo possível de modo a:
- Assegurar a continuidade do suprimento e a manutenção de condições normais de operação nas partes não afetadas do sistema;
  - Auxiliar na manutenção da estabilidade do sistema pela remoção do distúrbio antes que este se espalhe e conduza a uma perda de sincronismo e, conseqüentemente, ao colapso do sistema de potência;
  - Evitar ou reduzir a extensão dos danos ao sistema dado que a energia liberada durante uma falta é proporcional ao quadrado da corrente e à duração da falta ( $R I^2 \Delta t$ ).
- c) **Sensibilidade:** capacidade do sistema de proteção de identificar uma condição anormal que excede um valor limite ou de *pickup* para a qual inicia uma ação de

proteção quando as quantidades sentidas excedem o valor limite. A sensibilidade refere-se ao nível mínimo de operação - corrente, tensão, potência, etc. - de relés ou de esquemas de proteção. É a capacidade de resposta dentro de uma faixa esperada de ajuste, ou seja, é a capacidade da proteção responder às anormalidades nas condições de operação, e aos curtos-circuitos para os quais foi projetada.

d) **Confiabilidade:** probabilidade de um componente, equipamento ou sistema funcionar corretamente quando sua atuação for requerida. A confiabilidade tem dois aspectos:

- **Confiança:** é a certeza de uma operação correta mediante a ocorrência de uma falta - o relé deve operar na presença das faltas que estão dentro da zona de proteção; é o grau de certeza de não omissão de disparo;
- **Segurança:** é o grau de certeza de não haver operação indesejada - o relé não deve operar desnecessariamente para faltas fora da zona de proteção ou na ausência de faltas no sistema. Segurança é a probabilidade de uma função ser executada quando desejada. O sistema de proteção deve ser seguro, ou seja, em caso de defeito ou condição anormal, a proteção nunca deve falhar ou realizar uma operação indevida. A operação incorreta ou intempestiva de um dispositivo pode ser atribuída a: projeto incorreto do sistema de proteção, ajuste incorreto do relé, testes incorretos com os relés, instalação incorreta ou degradação em serviço.

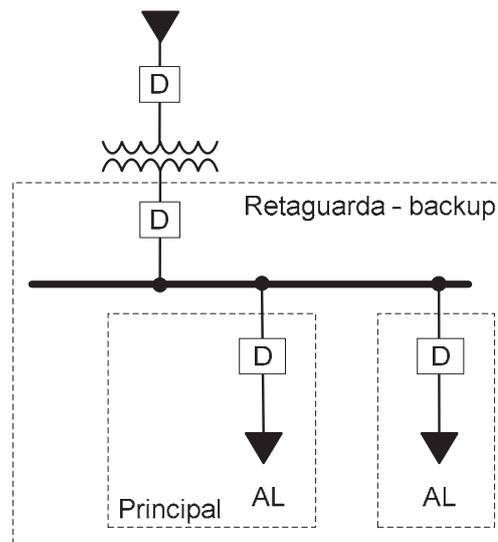
Um sistema de proteção seguro implica em um sistema que apresente uma segunda proteção, ou proteção de retaguarda (*backup*) no caso de falha da proteção principal. Na Figura 4.5 ilustram-se as zonas de proteção principal de uma subestação.



Fonte: Dados do próprio autor.

A zona de proteção principal é responsável pela proteção principal da seção delimitada por ela. Deste modo, caso ocorra uma falta em uma determinada seção, o relé responsável pela zona principal será o primeiro a sentir a corrente de curto-circuito e tentar eliminar a falta. Caso a proteção principal falhe, ou seja, o relé falhe e/ou o disjuntor falhe em abrir, a proteção secundária ou de retaguarda deve atuar. Na Figura 4.6 é ilustrada a zona de proteção de retaguarda dos alimentadores.

Figura 4.6 – Zona de proteção de retaguarda - alimentadores.



Fonte: Dados do próprio autor.

e) **Economia:** o sistema de proteção deve ter sua implantação viável economicamente, evitando-se um número excessivo de dispositivos de proteção.

#### 4.2.1.2 Princípio de Atuação de Funções de Proteção

A partir da filosofia geral de proteção apresentada pode-se estabelecer um sistema de proteção adequado para cumprir os preceitos básicos da proteção. Para tanto, é necessário que funções de proteção adequadas sejam aplicadas a partir do conhecimento de sua lógica de atuação, para cada um dos vãos da subestação e que a filosofia específica e particular da concessionária seja definida. Esta filosofia específica leva em conta a coordenação dessas funções, qual seção na subestação determinada função protege e, portanto, seu alcance no sistema. Ainda assim um sistema de automação com diversos automatismos, como intertravamentos entre funções, atuação de determinadas funções somente em condições específicas do sistema, etc., deve ser definido e implementado para que o sistema de proteção possa atuar corretamente.

As funções de proteção são classificadas e denominadas utilizando o código ANSI (*American National Standards Institute*) e cada código identifica o tipo de função e sua lógica de atuação. A seguir são descritos os princípios de funcionamento de funções de proteção utilizadas em subestações de distribuição.

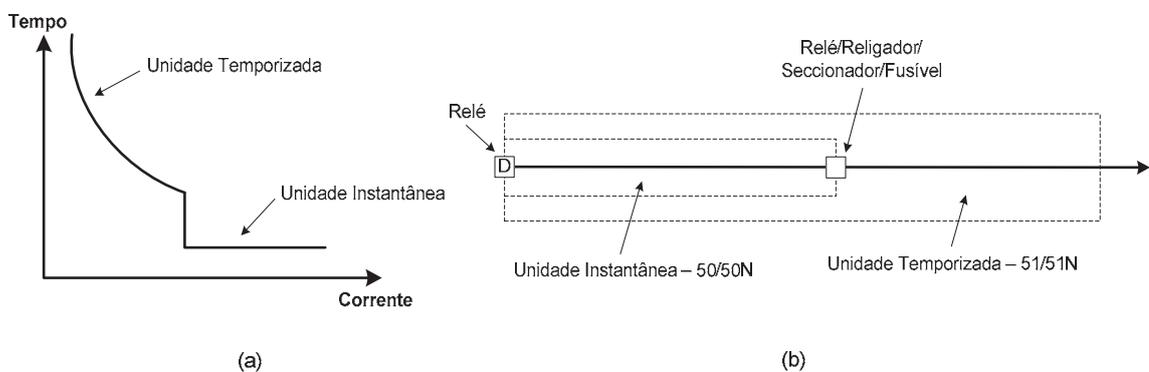
#### 4.2.1.2.1 Funções de Sobrecorrente 50/51 e (50/51)N

Todas as funções de sobrecorrente supervisionam a corrente do circuito onde o relé está alocado, comandando abertura (sinal de *trip*) de disjuntor, quando esta corrente ultrapassa um valor pré-fixado. Definições mais exatas baseadas no tempo de atuação das funções de sobrecorrente são:

- *Função 50/50N*: a operação se completa em um intervalo de tempo muito curto, após a ocorrência de sobrecorrentes e, praticamente, independe de suas variações. Não há retardo de tempo propositalmente incluído na sequência detecção-operação;
- *Função 51/51N - tempo definido*: o tempo de atuação, neste caso, independe do valor da corrente;
- *Função 51/51N - tempo inverso*: o tempo de operação é inversamente proporcional ao valor da corrente;
- *Função 51/51N - tempo muito inverso*: são relés que apresentam variações mais acentuadas das características do tempo de atuação com a corrente de atuação.

Na Figura 4.7 ilustram-se as zonas de proteção da unidade instantânea e temporizada.

Figura 4.7 – Função de sobrecorrente: (a) característica muito inversa; (b) zonas de proteção.

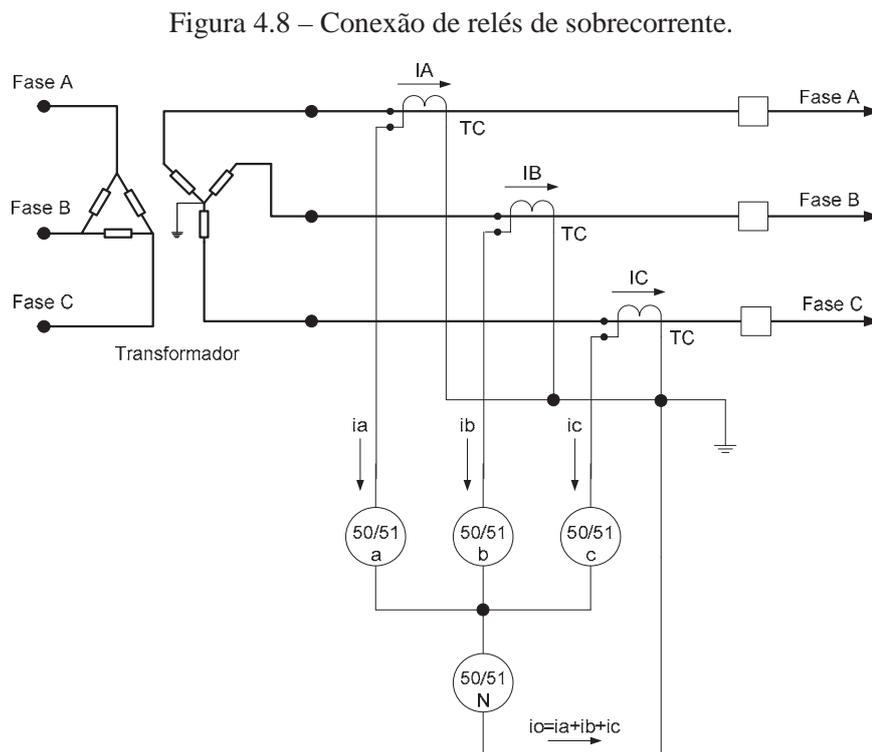


Fonte: Dados do próprio autor.

A zona de proteção coberta pela unidade instantânea do relé de sobrecorrente é denominada zona de proteção primária ou principal. Qualquer falta que ocorra nesta zona a unidade instantânea do relé de sobrecorrente deve ser sensibilizada e acionar a abertura do

disjuntor para eliminar a falta. A zona coberta pela unidade temporizada refere-se à zona de proteção de retaguarda. Nesta zona, o relé de sobrecorrente é proteção de retaguarda de qualquer um dos dispositivos ou equipamentos instalados, seja ao longo de um alimentador ou na própria subestação. Neste caso, a unidade temporizada do relé será a segunda proteção a sentir uma falta nessa zona e enviar sinal para o disjuntor abrir caso alguns dos dispositivos ou equipamentos falhe na sua atuação.

A Figura 4.8 ilustra um esquema de ligação típica de relés de sobrecorrente.

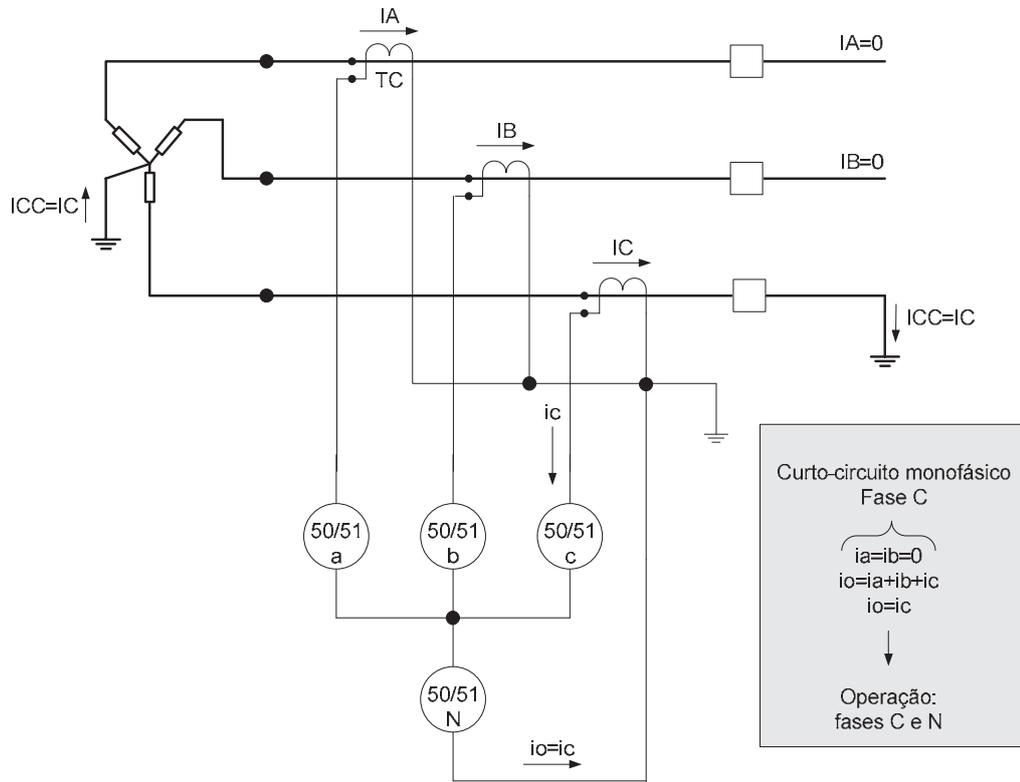


Fonte: Dados do próprio autor.

Com base na ligação das funções de sobrecorrente, podem-se identificar quais fases serão sensibilizadas para cada tipo de curto-circuito (ANDERSON, 1995). Na Figura 4.9, Figura 4.10, Figura 4.11 e Figura 4.12, ilustram-se os tipos de curtos-circuitos e quais fases das funções de sobrecorrente devem atuar.

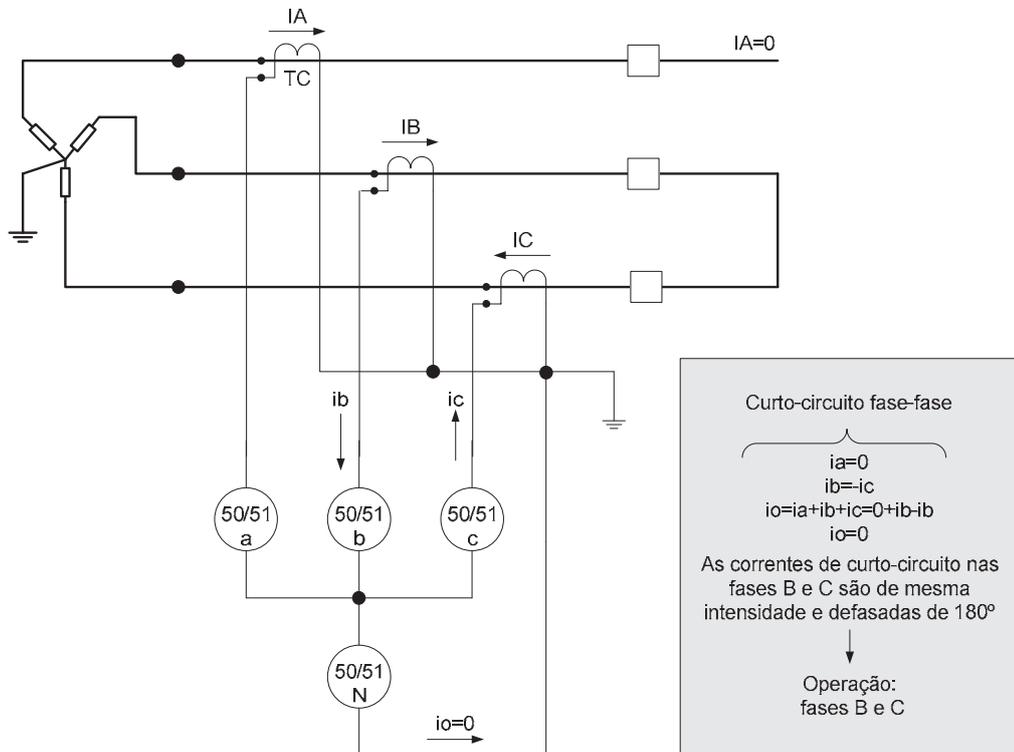
Na Tabela 4.1 resumem-se os tipos de curtos-circuitos e quais fases das funções de sobrecorrente devem atuar. A identificação de qual fase atua devido a uma falta possibilita a classificação do tipo de curto-circuito. Se os alarmes dos relés são disponíveis para cada fase então esses alarmes podem ser utilizados para a classificação do tipo de curto-circuito.

Figura 4.9 – Curto-circuito monofásico.



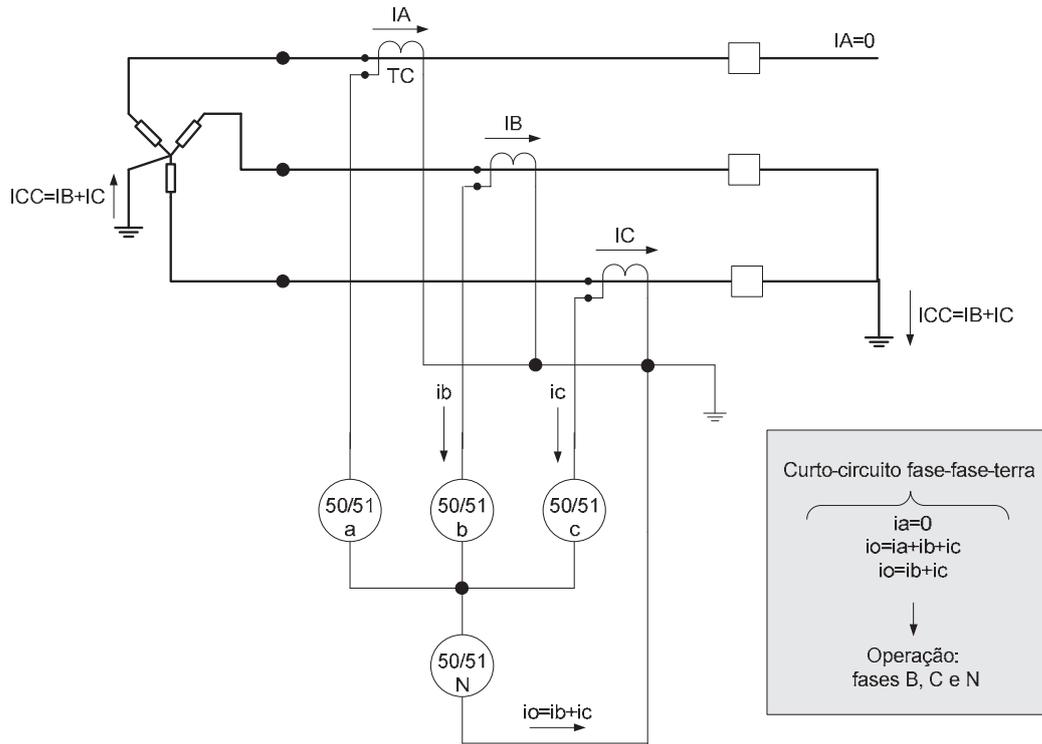
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 4.10 – Curto-circuito bifásico.



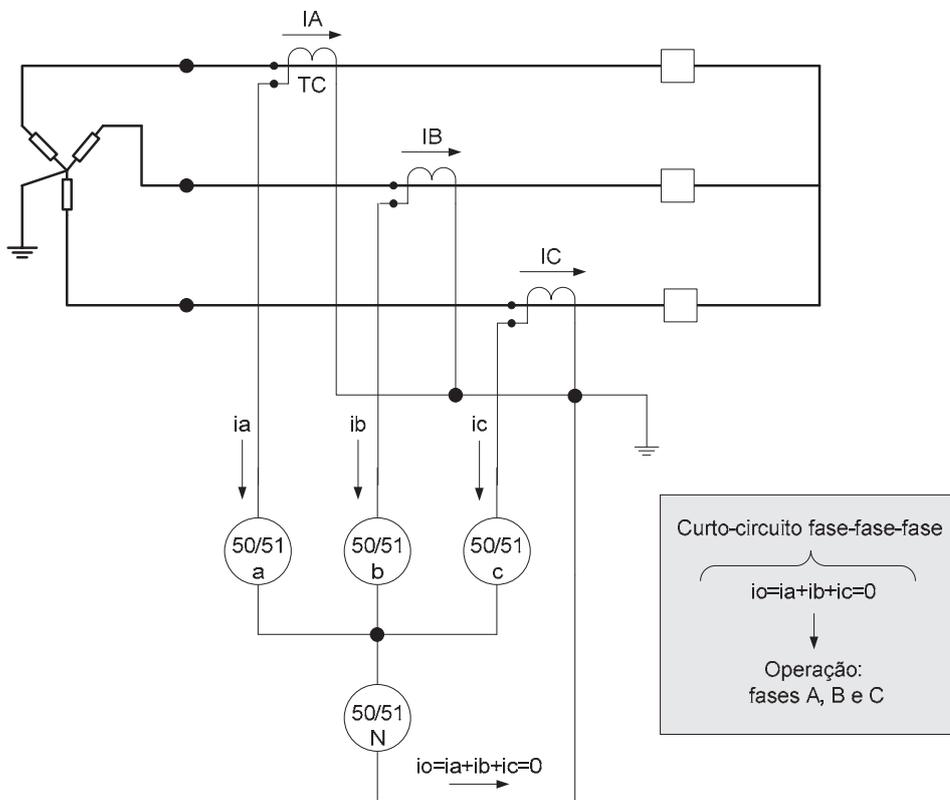
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 4.11 – Curto-circuito bifásico envolvendo a terra.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 4.12 – Curto-circuito trifásico.



Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela 4.1 – Atuação das funções por fase e tipo de curto-circuito.

<b>Curto-circuito</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>N</b>
<b>A-T</b>	<b>X</b>	-	-	<b>X</b>
<b>B-T</b>	-	<b>X</b>	-	<b>X</b>
<b>C-T</b>	-	-	<b>X</b>	<b>X</b>
<b>A-B</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	-	-
<b>B-C</b>	-	<b>X</b>	<b>X</b>	-
<b>A-C</b>	<b>X</b>	-	<b>X</b>	-
<b>A-B-T</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	-	<b>X</b>
<b>B-C-T</b>	-	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
<b>A-C-T</b>	<b>X</b>	-	<b>X</b>	<b>X</b>
<b>A-B-C</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	-
<b>A-B-C-T</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>

Nota: (X) significa que a função correspondente a fase opera e (-) caso contrário.

Fonte: Dados do próprio autor.

Vale ressaltar que dependendo da magnitude da corrente de curto-circuito, e esta magnitude depende do tipo de falta (fase-terra, fase-fase-terra, fase-fase, fase-fase-fase ou fase-fase-fase-terra), deve ocorrer a atuação das funções instantâneas para correntes de grande magnitude que ocorrem para curtos-circuitos próximos à alocação do relé ou funções temporizadas para correntes de pequena magnitude e que ocorrem em pontos distantes do relé. Todavia, faltas que envolvem a terra podem apresentar correntes de curtos-circuitos de variadas magnitudes dependendo do valor da resistência de falta à terra, mesmo quando o curto-circuito está dentro da zona principal de proteção do relé e, portanto, próximo de sua alocação. Deste modo, considerando-se a zona de proteção principal, espera-se que para faltas que envolvam a terra, tanto as funções instantâneas quanto as temporizadas de fase e neutro podem atuar, enquanto para faltas que não envolvam a terra somente as funções instantâneas de fase atuam.

#### 4.2.1.2.2 Função de Sobrecorrente direcional 67/67N

A função 67/67N também é uma função de sobrecorrente, com a adição de uma função direcional. O relé com essa função, além de atuar a partir de um valor prefixado de corrente, leva em conta a direção do fluxo da corrente. Para isso é necessário que o relé seja polarizado através de medição da tensão no local onde é instalado. Os relés de sobrecorrente

direcionais são parametrizados para atuar, por exemplo, para correntes saindo de uma determinada barra para o alimentador. Caso haja corrente no sentido oposto, mesmo que de grande intensidade (condição de falta), o relé não atua. Devido a essa característica a função 67/67N é bastante utilizada nos vãos de EDL e SDL onde curtos-circuitos externos à subestação não podem afetar seu funcionamento.

#### **4.2.1.2.3 Função de Sobrecorrente de Neutro Sensível (50/51)NS**

As funções (50/51)NS também são funções de sobrecorrente com a diferença de serem funções que apresentam maior sensibilidade que as funções de neutro convencionais. As funções (50/51)NS são sensibilizadas com correntes de neutro de pequena magnitude que ocorrem para curtos-circuitos fase-terra com alta impedância de terra. Devido a essa característica elas são utilizadas para a proteção de alimentadores e banco de capacitores.

#### **4.2.1.2.4 Funções de Sobretensão (59) e Subtensão (27)**

As funções de sobretensão (59) e subtensão (27) quando empregadas nos sistemas de distribuição, são utilizadas para proteção de EDL, barramentos e banco de capacitores. Essas funções têm o objetivo de evitar sobretensões e subtensões nos pontos onde elas são alocadas. Tensões acima do limite podem prejudicar a isolação dos elementos do sistema. Subtensões devem ser controladas já que o sistema de distribuição deve manter um perfil de tensão adequado para o fornecimento de energia aos consumidores.

Além disso, a função 27 previne danos de sobretensões transitórias e outros problemas relacionados à energização dos bancos de capacitores através de um transformador sem carga paralela significativa. Isto é realizado através de automatismos onde o disjuntor do banco de capacitores é aberto depois de aproximadamente cinco segundos após a perda de tensão do barramento, uma condição que indica a eliminação de uma falta na barra ou um desligamento geral do sistema.

#### **4.2.1.2.5 Função de Sobrecorrente de Sequência Negativa (46)**

As principais fontes de correntes de sequência negativa são as faltas desbalanceadas (fase-fase, fase-terra e fase-fase-terra). A vantagem da proteção de sequência negativa (46) é sua maior sensibilidade quando comparada com as funções de sobrecorrente convencionais para as faltas mencionadas. Correntes de sequência negativa são prejudiciais aos motores

síncronos e de indução, podendo causar sobreaquecimento e reduzir suas vidas úteis, daí a importância desse tipo de proteção.

#### **4.2.1.2.6 Função de Desequilíbrio de Corrente (61)**

Em sistemas de distribuição, a função 61 é empregada para a proteção de banco de capacitores na subestação. Essa proteção é importante, pois desequilíbrios de correntes em banco de capacitores pode ser sinal de que o banco está com problemas de isolamento e que podem causar arcos entre gavetas em dois grupos série. Este tipo de problema pode danificar os capacitores ocasionando perda total no banco.

#### **4.2.1.2.7 Função Falha de Disjuntor (50BF)**

A função 50BF de determinado relé, tem a finalidade de enviar *trip* diretamente para um disjuntor mais próximo capaz de impedir a corrente de curto-circuito, caso o disjuntor comandado pelo relé que possui a função 50BF falhe após o comando de *trip*. A função 50BF constitui uma proteção mais rápida que a proteção de retaguarda que por sua vez possui temporização para atuar.

#### **4.2.1.2.8 Função de Religamento Automático (79)**

A função de religamento automático é utilizada para comandar o religamento dos disjuntores correspondentes, depois de terem sido abertos por acionamento das funções de sobrecorrente, por exemplo. Quando uma função de sobrecorrente é sensibilizada por uma corrente de defeito, esta aciona a abertura do disjuntor após o tempo especificado pela sua curva característica (Figura 4.7a)). Após a passagem de um período de tempo igual ao primeiro intervalo de religamento (tempo morto), a função de religamento fechará o disjuntor. Se a corrente de defeito não mais existir, o disjuntor permanecerá fechado. Caso a corrente de defeito ainda exista, a função de sobrecorrente enviará comando para a abertura do disjuntor, então, a função de religamento espera pelo segundo intervalo de religamento (tempo morto) e fecha novamente o disjuntor. Essa sequência de religamentos continua até que a falta seja eliminada, se temporária, ou até um número determinado de religamentos, se a falta é permanente.

As faltas temporárias são aquelas, em que havendo o religamento do sistema, a causa do defeito desaparece. As causas mais comuns de faltas temporárias são: descargas

atmosféricas, contatos momentâneos entre condutores, abertura de arco elétrico e materiais sem isolamento adequada. Aproximadamente cerca de 80% das faltas que ocorrem nos sistemas de distribuição são faltas temporárias (COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL, 2003).

As faltas permanentes são aquelas em que, mesmo que haja religamento do sistema, a causa do defeito persiste e é necessária a intervenção do homem para que se corrija o defeito causador da interrupção antes de se religar novamente o sistema. Dentre as várias causas de faltas permanentes podem-se citar: a quebra de um cabo, colisão de um veículo com um poste etc. Eventualmente, uma falta do tipo temporária pode se transformar em uma falta do tipo permanente caso não haja uma operação adequada dos equipamentos de proteção.

Usualmente, as concessionárias parametrizam a função de religamento para um máximo de dois religamentos (CPFL, 2003) e há possibilidade de diversas combinações de religamentos instantâneos e temporizados.

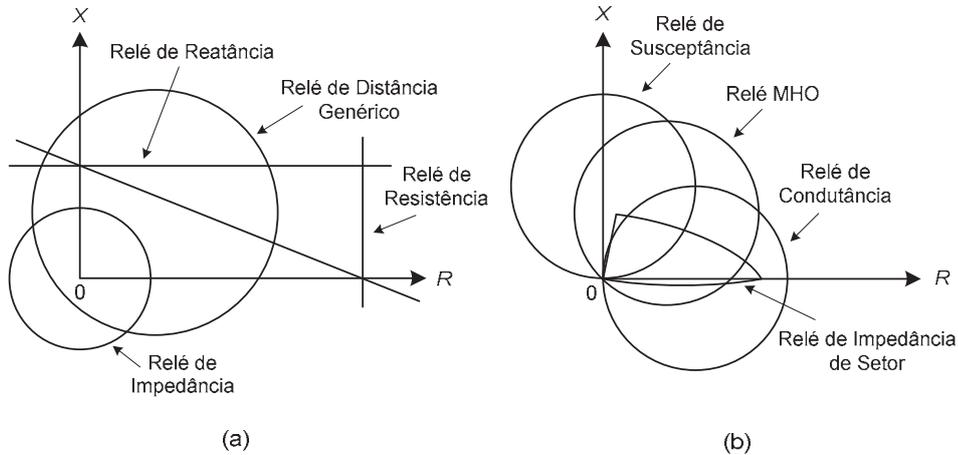
O religamento automático deve ser bloqueado sempre que houver defeito no disjuntor, como por exemplo, baixa pressão do gás SF<sub>6</sub>, problemas na mola, etc., como também na atuação de proteções que sejam impeditivas à reenergização da linha ou do alimentador, como por exemplo, atuação da função falha de disjuntor (50BF).

#### **4.2.1.2.9 Função de Distância (21)**

A função de distância possui a característica de utilizar informações de tensão, corrente e ângulo entre tensão e corrente para calcular a impedância/admitância vista pelo relé, que é proporcional à distância do local de instalação do relé até a falta. O local de instalação do relé é definido pelo local de acoplamento de seus Transformadores de Corrente (TCs) e Transformadores de Tensão (TPs) na linha. A função 21 é principalmente empregada para proteção de linhas de subtransmissão e transmissão, por isso muito empregada em SDLs de subestações de distribuição. Ela tem a finalidade de proteger a linha para faltas em pontos nos quais a proteção de sobrecorrente não alcança ou não é suficientemente segura (pontos distantes da subestação).

As funções de distância são, usualmente, caracterizadas pelos planos complexos  $R-X$  de atuação, ilustrados na Figura 4.13.

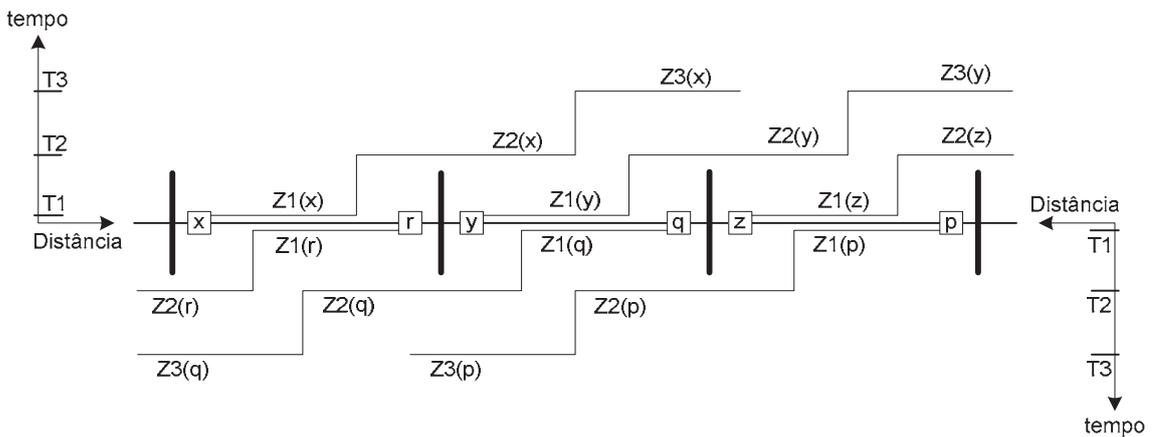
Figura 4.13 – Plano de atuação – relés de distância: (a) características gerais de operação; (b) características gerais de operação direcional.



Fonte: Adaptada de Anderson (1999).

Estudar todos os tipos de funções de distância não é o objetivo desta tese. Entretanto, para entender o funcionamento desta função, pode-se estudar a função de distância tipo impedância que é a função mais utilizada na proteção de sistemas elétricos. Na Figura 4.14 ilustra-se uma aplicação típica de um relé direcional de distância tipo impedância em um sistema.

Figura 4.14 – Zonas de impedância para um relé de distância.

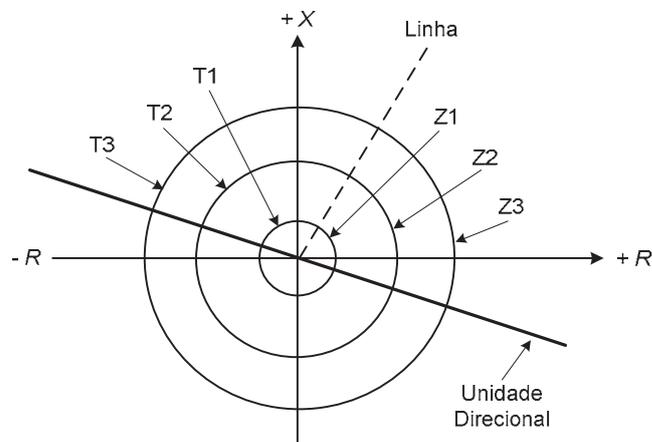


Fonte: Adaptada de Anderson (1999).

No sistema ilustrado, as funções de distância têm três zonas. A zona 1 (Z1) é parametrizada para proteger cerca de 90% do comprimento da linha e opera com uma temporização T1 instantânea. A zona 2 (Z2) é parametrizada para 100% da linha protegida mais cerca de 50% da linha adjacente e opera com temporização T2. A zona 3 é parametrizada para alcançar 100% da impedância das duas primeiras linhas e cerca de 25% da

terceira linha e opera com temporização T3. Na Figura 4.15 ilustra-se a característica de operação das zonas de proteção do relé direcional de distância.

Figura 4.15 – Característica de operação – relé de distância.



Fonte: Adaptada de Anderson (1999).

A zona 1 é conhecida como zona primária ou principal de proteção enquanto as zonas 2 e 3 são zonas de proteção secundária e terciária de retaguarda.

Quando ocorre uma falta em um ponto da linha dentro da zona primária, todas as zonas são sensibilizadas, entretanto somente a zona primária atua para abrir o disjuntor visto que ela opera em menor tempo. Caso a zona primária falhe, devido algum defeito no relé ou disjuntor, a zona secundária atua. Falhando a zona secundária existe ainda a possibilidade de que a zona terciária atue, isolando a linha com falta do restante do sistema.

#### 4.2.1.2.10 Proteção de Transformadores

Devido ao alto custo dos transformadores e ao tempo relativamente longo de interrupção no fornecimento de energia quando da retirada de uma unidade de transformação do sistema, seja devido a uma falta ou para manutenção, deve-se projetar um sistema de proteção suficientemente seguro, confiável e capaz de detectar faltas antes que elas alcancem maiores proporções, prevenindo maiores danos aos transformadores. Deste modo, existem diversas funções de proteção que são empregadas para proteção de transformadores. As largamente utilizadas em subestações de distribuição para a proteção principal de transformadores são: 87, 51G, 26, 49, 63, 63A, 80, 71, e as auxiliares 86 e 94.

Os tipos de faltas que podem ocorrer nos transformadores podem ser divididos em duas classes: *faltas externas* e *faltas internas* (ANDERSON, 1999).

As *faltas externas* são aquelas que ocorrem externamente ao transformador. Este tipo de falta causa sobrecarga no transformador o que pode reduzir sua vida útil. Esta classe de faltas inclui as seguintes:

- a) *Sobrecargas*: Sobrecargas fazem o transformador sobreaquecer acima de seus limites térmicos, podendo causar danos permanentes ou redução da vida útil do transformador. A constante de tempo para que ocorra sobreaquecimento é grande, contudo, pode ser perigoso quando o transformador é exposto a esta condição por muitas horas. Uma das causas da sobrecarga pode ser devido à divisão de carga desigual em transformadores ligados em paralelo ou de cargas trifásicas desequilibradas.
- b) *Sobretensão*: A sobretensão pode ser devido às condições transientes de pequena duração ou condições de “*power-frequency*” de longa duração. A primeira, causa sobrecarga nos terminais das espiras e pode ocasionar seu rompimento. A segunda ocorre devido a uma condição de operação de emergência, tal como abertura dos terminais do transformador ou diminuição repentina de tensão no sistema. Esta condição causa sobrefluxo no transformador e um aumento na sobrecarga da isolação dos enrolamentos. O sobrefluxo aumenta as perdas no ferro e podem resultar em grandes aumentos na corrente de excitação. Tais condições resultam em rápido aquecimento dos enrolamentos do transformador, com possíveis danos à isolação da laminação do núcleo e perda de isolação dos enrolamentos.
- c) *Curtos-circuitos externos*: Curtos-circuitos externos à zona principal de proteção do transformador podem causar altas correntes nos transformadores que por sua vez podem causar danos aos enrolamentos. A proteção para curtos-circuitos externos é realizada através de funções 50/51 e (50/51)N do lado de alta e média tensão do transformador.

A função 49 protege o transformador contra faltas do tipo a) e b), enquanto a função 51G protege o transformador contra faltas do tipo c). A função 51G é responsável por uma proteção mais sensível (alta impedância) para curtos-circuitos envolvendo a terra e que ocorram do lado da média tensão.

As *faltas internas* são faltas que ocorrem dentro da zona de proteção principal do transformador. As faltas internas são divididas em duas classes: *faltas incipientes* e *faltas ativas*. Faltas incipientes são faltas que se desenvolvem vagarosamente, mas que podem se transformar em faltas maiores caso elas não sejam detectadas e extinguidas. Faltas ativas são

causadas pelo enfraquecimento de isolação ou de outros componentes do transformador que criam uma situação de sobrecarga repentina que requer ação imediata para limitar os danos e prevenir ações destrutivas futuras.

- a) *Faltas incipientes*: faltas incipientes são de três tipos: sobreaquecimento, sobrefluxo ou sobrepressão.
- *Sobreaquecimento*: pode ser devido a:
    - Conexões internas fracas, tanto elétricas quanto magnéticas;
    - Perda de refrigeração;
    - Bloqueio do fluxo de refrigeração;
    - Perda de bomba ou ventilador projetados para ventilação.
  - *Sobrefluxo*: sobrefluxo já foi mencionado anteriormente a respeito de faltas externas. É outra vez mencionado aqui desde que períodos contínuos de sobrefluxo podem gradualmente levar ao enfraquecimento e à perda de isolação dos materiais isolantes do circuito magnético ou da isolação do circuito elétrico.
  - *Sobrepressão*: ocorre em tanques de transformadores refrigerados a óleo. A sobrepressão ocorre devido à liberação de gases ou produtos. Essa liberação ocorre devido a um sobreaquecimento. Por exemplo, um curto-circuito entre expiras pode liberar gases no processo. Estes gases acumulam-se no tanque do transformador aumentando a pressão. O aumento da pressão pode ser rápido ou levar um grande período de tempo.
- b) *Faltas ativas*: são faltas que ocorrem repentinamente e que usualmente requerem rápida ação da proteção através dos relés para desconectar o transformador do sistema e limitar os danos à unidade. A maioria das faltas ativas são curtos-circuitos internos, entretanto existem outros problemas que requerem a rápida atuação da proteção. As seguintes classificações para faltas ativas são consideradas:
- 1) *Curto-circuitos em enrolamentos conectados em estrela (aterrado através de resistência, solidamente aterrado ou não aterrado)*;
  - 2) *Curto-circuitos em enrolamentos conectados em delta*;
  - 3) *Curto-circuitos bifásicos*;
  - 4) *Curto-circuitos entre expiras*;

5) *Faltas no núcleo*: As laminações do núcleo do transformador são cuidadosamente isoladas para prevenir correntes de fuga entre o *gap* de laminações adjacentes. Qualquer sobreaquecimento ou sobrefluxo no transformador pode causar um curto-circuito magnético devido á deterioração da isolação entre as laminações. Esta condição não afeta significativamente as correntes terminais, fazendo com que este tipo de falta seja difícil de detectar através da função diferencial. Uma vez que a falta torna-se suficientemente grande para liberaçao de gases devido à perda de isolação, a pressão no tanque do transformador aumenta e então a falta pode ser detectada através de relés de gás.

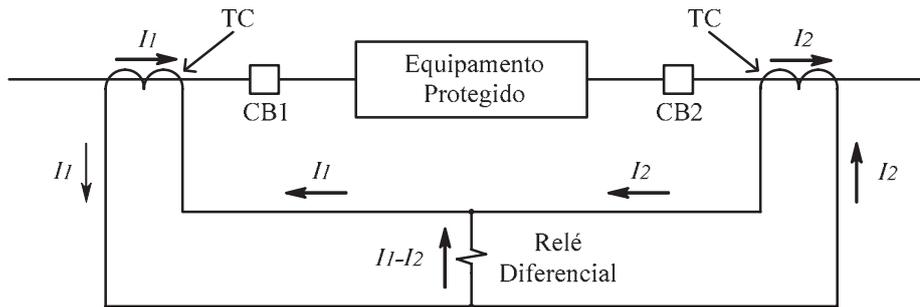
6) *Faltas no tanque*: para um transformador imerso em óleo, a refrigeração primária é o fluxo de óleo ao redor do núcleo e expiras. Um vazamento no tanque pode ocasionar falta de óleo no transformador e por consequência um sobreaquecimento e redução da isolação. Um efeito similar poderia ser causado devido a um bloqueio do óleo nos dutos refrigerantes. Alguns transformadores são também refrigerados por ventiladores externos que criam um fluxo de ar através dos radiadores projetados para refrigerar o óleo circulante. Falhas nesses ventiladores podem também causar sobreaquecimento na unidade.

A proteção de transformadores contra faltas ativas é usualmente feita através de um relé diferencial, em especial as do tipo 1), 2), 3) e 4).

A função 87 ou diferencial é aquela que opera quando o vetor da diferença de duas ou mais grandezas elétricas semelhantes associadas com o equipamento protegido excede uma quantidade pré-determinada. Este relé somente atuará quando o somatório das correntes que entram no componente protegido for *diferente* do somatório das correntes que saem (1ª Lei de Kirchhoff), ou seja, sua atuação se dará somente quando houver uma falta dentro de sua zona de proteção delimitada pelos TCS. Na Figura 4.16 ilustra-se o esquema de um relé que possui a função diferencial.

Quando a corrente  $I_1$  for diferente de  $I_2$  (falta no equipamento protegido) a corrente que passa pelo circuito de atuação do relé ( $I_1 - I_2$ ) é não nula, e ele então deverá atuar enviando um *trip* para os disjuntores CB1 e CB2 abrirem, isolando o equipamento com defeito do restante do sistema elétrico. Essa característica do relé diferencial torna-o seletivo, sendo por isso empregado para proteção de transformadores.

Figura 4.16 – Esquema típico de um relé diferencial.



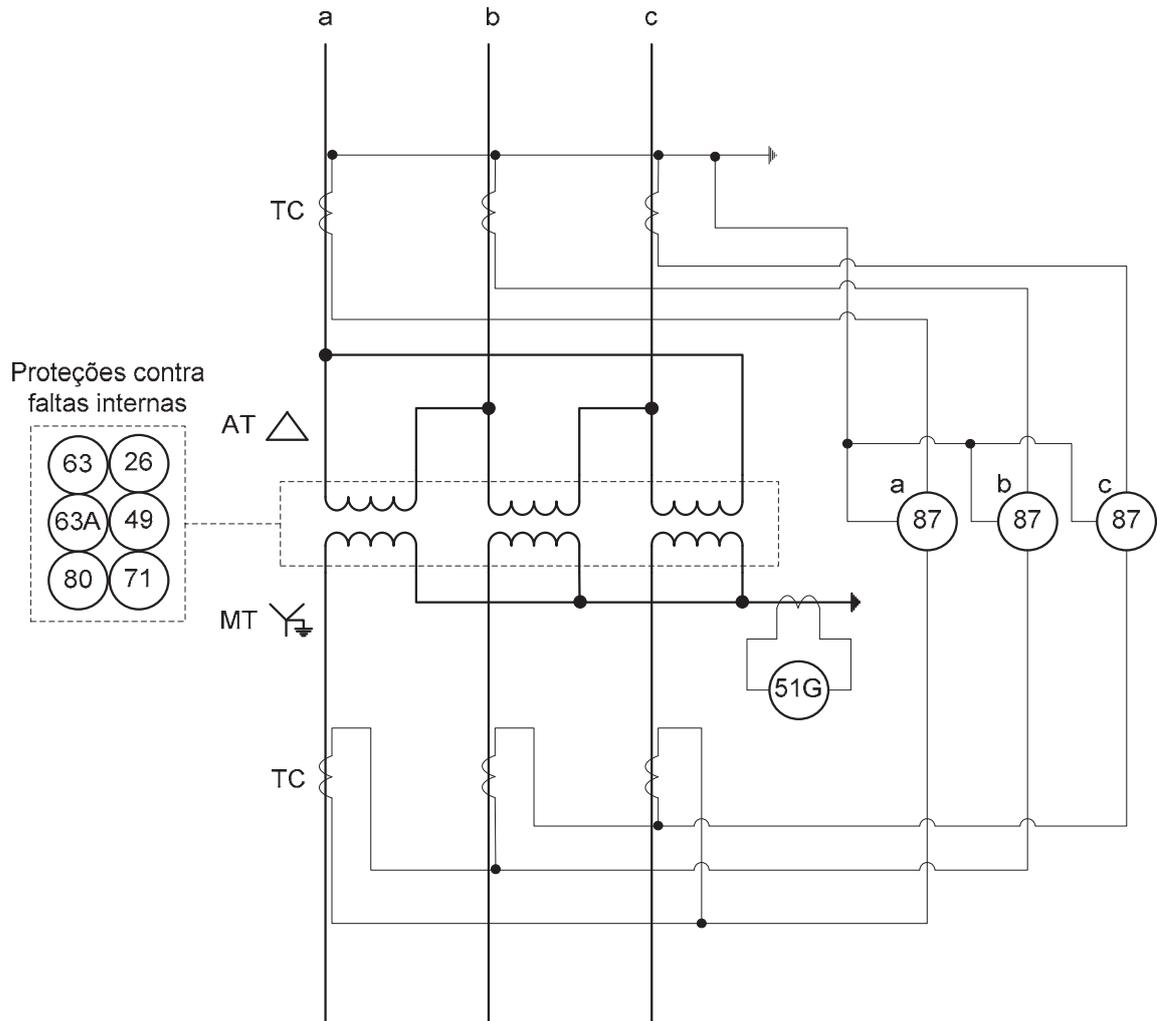
Fonte: Adaptada de Anderson (1999).

As proteções intrínsecas dadas pelas funções 26, 49, 63, 63A, 80 e 71 são as responsáveis pela proteção do transformador contra as faltas internas, com exceção das faltas ativas 1), 2), 3) e 4) que são “sentidas” pelas funções 87. A função 51G é a responsável por detectar as faltas ativas 1) quando houver aterramento. A proteção intrínseca do transformador geralmente faz parte do projeto do transformador sendo fornecido juntamente com este. As funções 26 e 49 monitoram a temperatura do óleo isolante e dos enrolamentos, respectivamente. A função 63 refere-se à proteção por relé de gás Buchholz utilizado em transformadores com tanque de óleo e a função 63A a válvula de alívio de pressão do tanque de óleo, respectivamente. A função 80 monitora a pressão do tanque de óleo do comutador de derivação sob carga (CDC) para transformadores que possuem o CDC. A função 71 aciona um sinal sonoro quando o nível de óleo do tanque do transformador está acima ou abaixo do nível correto.

O relé de bloqueio 86, quando recebe sinal de *trip*, exerce a função de comandar a abertura dos disjuntores associados e ao mesmo tempo bloquear o fechamento destes disjuntores. O relé auxiliar de alta velocidade 94, ligado em paralelo com o relé de bloqueio, tem a função apenas de comandar a abertura dos disjuntores associados de forma mais rápida.

Na Figura 4.17 ilustra-se um diagrama trifásico da proteção de transformadores indicando cada uma das funções de proteção. É observado na Figura 4.17 que os TCs são ligados em delta para o lado do transformador em estrela e ligados em estrela para o lado do transformador em delta. Esta forma de ligação dos TCs é devido a necessidade de compensação da defasagem angular das correntes entre os lados de AT e MT.

Figura 4.17 – Diagrama trifásico para proteção de transformadores.



Fonte: Adaptada de Anderson (1999).

#### 4.2.1.3 Subestação de Distribuição e Modelo de Relé Digital Utilizados no Desenvolvimento do Modelo Matemático

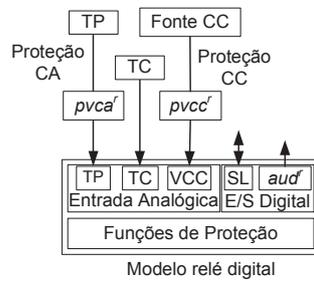
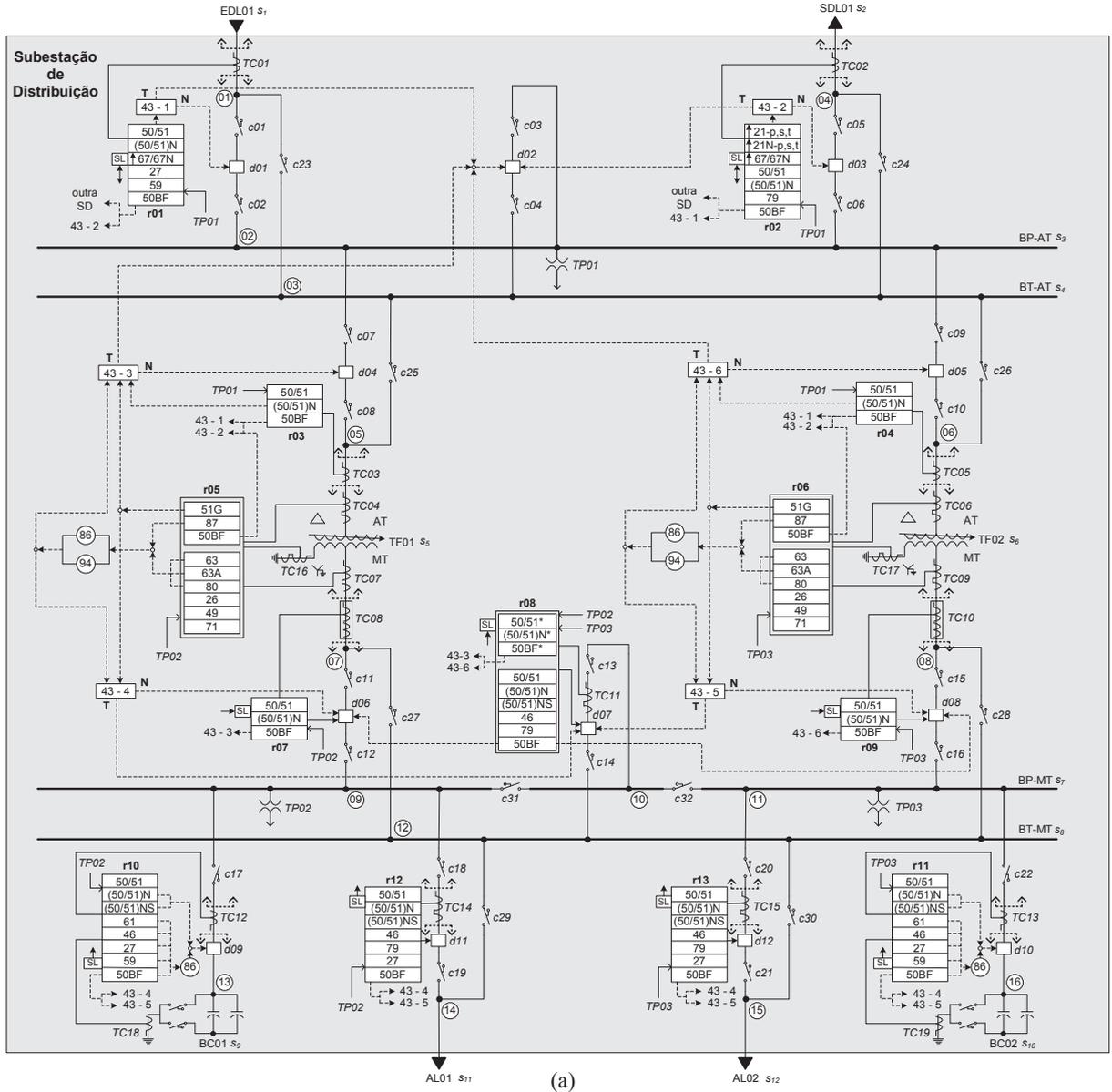
Na Figura 4.18(a) é ilustrada a subestação de distribuição utilizada para o desenvolvimento do modelo matemático. O sistema de proteção é composto de relés digitais multifunção e os códigos das funções de proteção são baseados no código ANSI e no padrão Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE C37.2 (2008). O modelo de relé digital proposto é ilustrado na Figura 4.18(b). Deve-se observar que o modelo matemático de operação do sistema de proteção pode ser obtido utilizando qualquer tipo de relé, por exemplo, relés eletromecânicos, contanto que os alarmes estejam disponíveis no sistema SCADA.

Relés digitais possuem inúmeras vantagens em relação aos relés pertencentes às gerações anteriores. Uma característica importante de um relé digital é sua natureza programável. Como exemplo pode-se considerar um relé de sobrecorrente digital que possibilita uma parametrização (programação) em uma variedade de curvas com características tempo versus corrente. Sua configuração é facilmente mudada sem a necessidade de alterações físicas no dispositivo. Uma das grandes vantagens dos relés digitais é a possibilidade de integração de diversas funções de proteção em um único dispositivo. Deste modo pode-se, por exemplo, integrar em um único relé digital, diversas funções de proteção, funções de medição e oscilografia. Essa característica atribui aos relés digitais grande versatilidade, fácil manutenção e economia de espaço físico. As funções de proteção são executadas por algoritmos numéricos alocados na memória dos relés digitais.

Os sinais de *trip* (comando) dos relés digitais, na subestação da Figura 4.18(a), são representados através de setas em que os sentidos das setas representam o sentido de envio de *trip*. As funções de transferência da proteção podem assumir o estado não transferida (N) ou transferida (T). Se o comando de abertura do disjuntor 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 T, o sinal enviado comanda a abertura somente do disjuntor de transferência. Os disjuntores de transferência (*d2* e *d7*) possuem a finalidade de substituir qualquer um dos disjuntores dos vãos quando estes, por exemplo, estão em manutenção.

No modelo de relé digital adotado considera-se que em seus circuitos de corrente alternada (CA) e em seus circuitos de corrente contínua (CC) existe a proteção individual através de disjuntores termomagnéticos bipolares com contatos auxiliares supervisionados pelo sistema SCADA central. A atuação das proteções CA e CC são modeladas utilizando as variáveis binárias  $pvca'$  e  $pvcc'$  que serão descritas na próxima seção. Deve-se observar que qualquer curto-circuito ou mau funcionamento que ocorra na alimentação CC ou CA dos relés digitais fará com que a proteção desses circuitos atue, e o relé fique sem sinais analógicos de tensão ou sem alimentação CC. Em qualquer dos casos o relé não funcionará corretamente e caso ocorra um curto-circuito na sua zona de atuação o mesmo não envia *trip* para seu respectivo disjuntor abrir e isolar a falta.

Figura 4.18 – (a) Subestação de distribuição utilizada no desenvolvimento do modelo matemático; (b) Modelo de relé digital proposto.



(b)

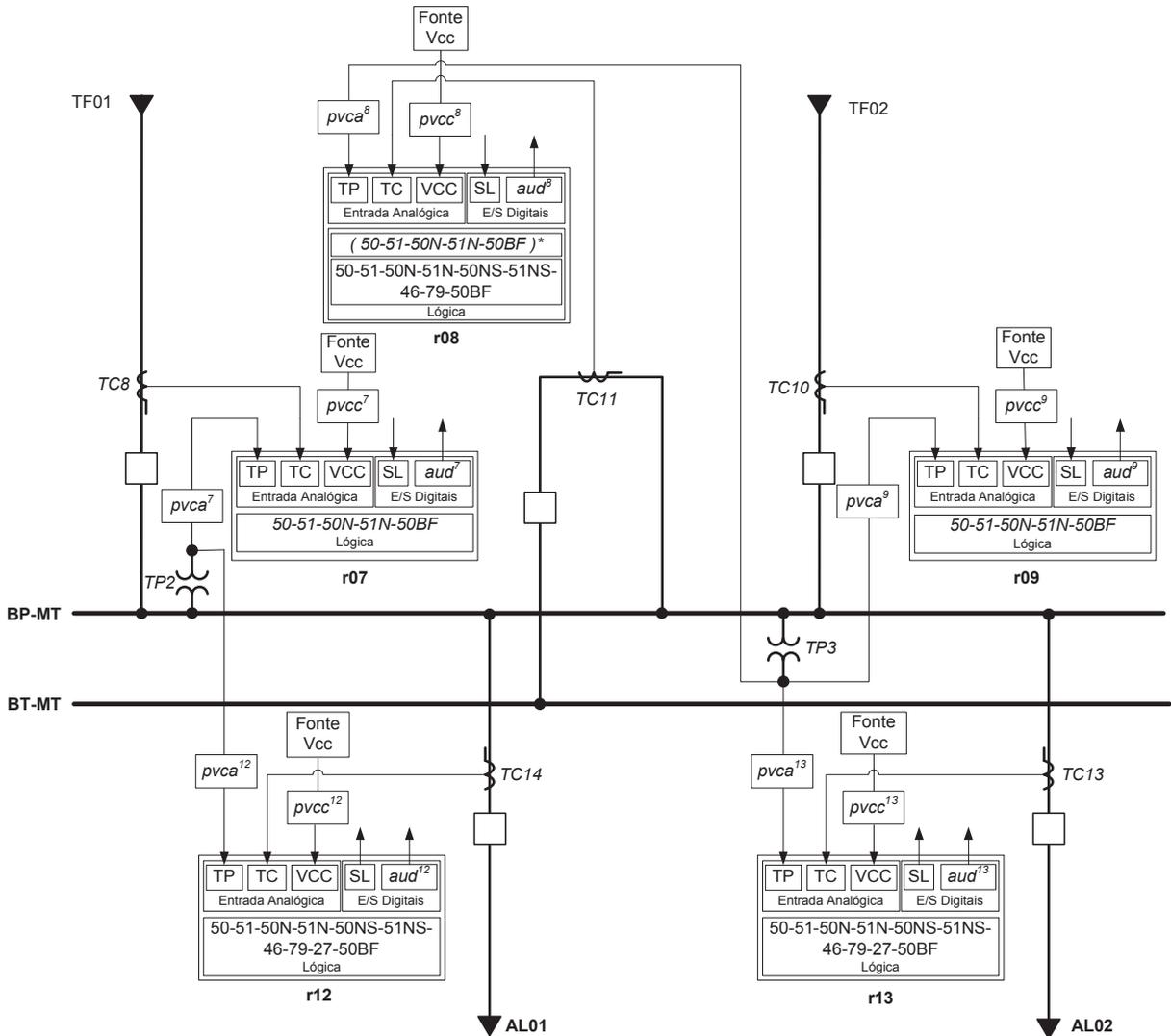
## Legenda

EDL	Entrada de linha	21-p,s,t	Função de distância de fase – p: zona 1; s: zona 2; t: zona 3
SDL	Saída de linha	21N-p,s,t	Função de distância de neutro – p: zona 1; s: zona 2; t: zona 3
N	Não Transferida	26	Relé detector de temperatura do óleo
T	Transferida	27	Função de subtensão
AT	Alta tensão	43-x	Função de transferência de proteção – chave x
MT	Média tensão	46	Função de sobrecorrente de sequência negativa
BP	Barra principal	49	Relé de temperatura do enrolamento
BT	Barra de transferência	50/51	Função de sobrecorrente de fase, instantânea / temporizada
SL	Seletividade lógica	(50/51)N	Função de sobrecorrente instantânea / temporizada de neutro
BC	Banco de capacitores	(50/51)NS	Função de sobrecorrente instantânea / temporizada de neutro sensível
AL	Alimentador	50BF	Função de falha de disjuntor
RG	Regulador de tensão	51G	Função de sobrecorrente de terra
TF	Transformador de potência	59	Função de sobretensão
	Chave seccionadora - função 89	61	Função de desequilíbrio/balanço de corrente
	Transformador de potência sem comutação em carga	63	Relé de pressão de gás - Buchholz
	Transformador de potência com comutação em carga	63A	Função de sobrepressão ou válvula de alívio de pressão
	Regulador de tensão	67/67N	Função de sobrecorrente direcional de fase e neutro
	Transformador de potencial (TP)	71	Relé indicação do nível do óleo
	Disjuntor	79	Função de religamento
	Transformador de corrente (TC)	80	Relé de sobrepressão do comutador de derivação sob carga (CDC)
	Transformador de corrente com dois núcleos	87	Função diferencial
	Transformador de corrente tipo bucha	86	Relé de bloqueio
		94	Relé auxiliar de alta velocidade

Fonte: Dados do próprio autor.

Relés digitais modernos possuem em seus circuitos uma saída digital dedicada ao autodiagnóstico. O autodiagnóstico é realizado pelo processador do relé digital e possui a função de alertar o operador do centro de operação caso o relé esteja com algum problema de funcionamento, seja em sua lógica de operação ou *hardware*. Caso ocorra qualquer problema de funcionamento, o sinal de autodiagnóstico é emitido para o centro de operação para que o relé seja verificado. Na Figura 4.19 são ilustrados os modelos de relés digitais considerando a proteção das barras BP/BT-MT e alimentadores. A saída de comando de *trip* para os disjuntores é omitida para simplificação do desenho.

Figura 4.19 – Diagrama unifilar com a representação dos modelos de relés digitais na subestação.



Fonte: Dados do próprio autor.

#### 4.2.1.4 Regras Gerais de Lógica de Atuação da Proteção

Regras gerais descrevendo a lógica de atuação de cada função de proteção podem ser estabelecidas a partir do conhecimento intuitivo humano de como cada função de proteção atua quando uma falta ocorre em diferentes seções do sistema. Este conhecimento é baseado no princípio de funcionamento das funções de proteção e na filosofia geral de sistemas de proteção apresentados nas seções anteriores. A seguir são propostas sete regras fundamentais e gerais que são utilizadas para a obtenção das equações genéricas para todas as funções de proteção de qualquer subestação de distribuição.

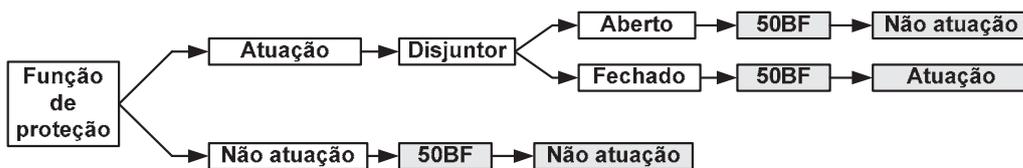
**Regra 1:** Baseado no modelo de relé digital proposto é considerado que qualquer função de proteção de qualquer relé  $r$  não atua se existir qualquer problema no sistema de alimentação CC/CA, ou seja, um alarme da proteção CC ocorrer ( $pvcc^r^A=1$ ), ou um alarme da proteção CA ocorrer ( $pvca^r^A=1$ ) ou se houver qualquer sinal de autodiagnóstico informado pelo relé ( $aud^r^A=1$ ). Esta regra define o comportamento do relé digital no sistema de proteção. Se o relé digital apresentar qualquer problema, é esperado que as funções de proteção do relé não atuarão.

Deve-se notar que a Regra 1 é dependente do modelo de relé digital adotado. Caso o modelo de relé digital seja modificado esta modificação deve ser refletida nesta regra. Como será visto, modificações nesta regra alteram de forma simples o equacionamento e podem ser implementadas sem maiores problemas.

**Regra 2:** A função 50BF somente atuará se os seguintes eventos ocorrerem simultaneamente, como ilustrado na Figura 4.20:

- Existir uma falta em determinada seção protegida pelas funções do relé que incluem a função 50BF e;
- Qualquer uma dessas funções atuarem devido a esta falta e;
- O disjuntor comandado pelas funções falhou.

Figura 4.20 – Diagrama de lógica de atuação – função 50BF.

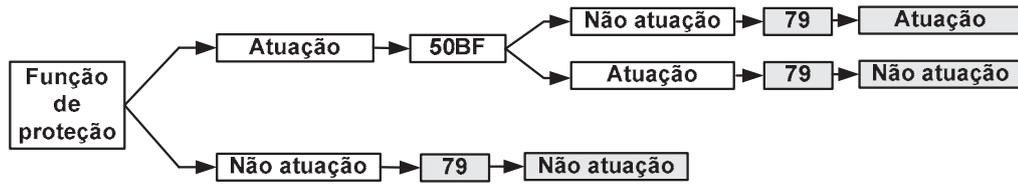


Fonte: Dados do próprio autor.

**Regra 3:** A função 79 somente atuará se ocorrerem simultaneamente os seguintes eventos (Figura 4.21):

- Existir uma falta em determinada seção protegida pelas funções do relé que possui a função 79 e;
- Qualquer uma dessas funções atuarem devido a esta falta e;
- A função 50BF do próprio relé ou a função 50BF de qualquer outro relé que comanda o disjuntor comandado pela função 79 não atuou.

Figura 4.21 – Diagrama de lógica de atuação – função 79.



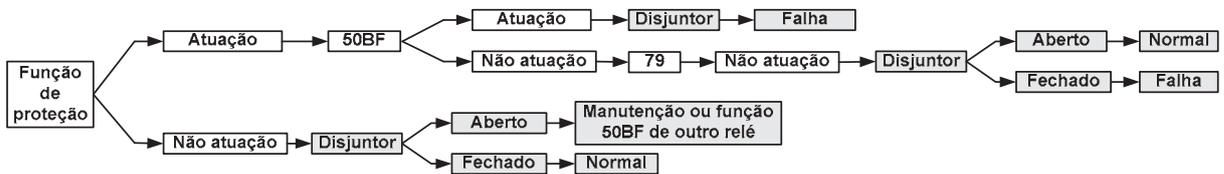
Fonte: Dados do próprio autor.

Disjuntores são definidos como dispositivos para fechamento ou interrupção de um circuito por separação de contatos separáveis mesmo sob condições de carga ou falta. Os disjuntores são dimensionados para suportarem a corrente nominal e para interromperem a corrente de curto-circuito máxima no seu ponto de instalação. Disjuntores atuam através de sua abertura ou fechamento a partir de um comando ou *trip* dos relés. A regra a seguir define a lógica de atuação dos disjuntores.

**Regra 4:** Esta regra pressupõe que um disjuntor não é capaz de abrir sem sinal de *trip*. Além disso, o equipamento é considerado com falha se os seguintes eventos ocorrerem:

- a) A função que comanda o disjuntor atua juntamente com a função 50BF; ou
- b) A função que comanda o disjuntor atua e as funções 50BF e 79 não atuam simultaneamente, e o disjuntor permanece fechado. Neste caso não existe atuação da proteção 50BF, entretanto se a função 79 não atuar e o disjuntor permanecer fechado, isto quer dizer que houve uma falha na atuação da função 50BF e também uma falha no disjuntor comandado;

Figura 4.22 – Diagrama para o diagnóstico dos disjuntores.



Fonte: Dados do próprio autor.

**Regra 5:** As funções de sobrecorrente, 50/51, (50/51)N, 67/67N, 46, (50/51)NS, e 61 e as funções de distância 21/21N, são modeladas considerando as seguintes regras:

**Regra 5.1:** A função de proteção somente irá atuar se existir falta em uma determinada seção protegida por ela contanto que ela não tenha entrada de Seletividade Lógica (SL). Mesmo que haja falta em determinada seção protegida a

função não atuará se ela é bloqueada por SL. Esta entrada/saída lógica é considerada no modelo do relé digital para coordenar relés muito próximos, ou em outras palavras, onde o nível de curto-circuito é muito próximo. Por exemplo, na Figura 4.18(a), as funções 50/50N de r07 e r09 são bloqueadas sempre que as funções 50/50N dos relés r10, r11, r12 e r13 atuam. Este bloqueio assegura que os relés r07 e r09 não atuarão e desenergizarão as barras BP-MT e BT-MT, incorretamente, mesmo se uma falta ocorrer nos alimentadores ou banco de capacitores.

**Regra 5.2:** A função de proteção atuará devido à corrente de falta se pelo menos um caminho de circuito entre um nó de referência e a seção protegida estiver com todas as chaves seccionadoras e disjuntores fechados (exceto para o disjuntor comandado pela função de proteção considerada). A função de proteção nunca atuará se não houver caminho de circuito que possibilite a corrente de falta passar através do TC do relé considerado. Isto quer dizer que no modelo matemático da equação genérica das funções dadas pela Regra 5, devem-se considerar os estados de disjuntores (alarmes) e chaves seccionadoras entre o nó de referência e a seção protegida. Nós de referência são considerados como: (1) um ponto de instalação do transformador de corrente (TC) que supre corrente ao relé cuja função está sendo equacionada ou (2) uma barra de referência. Nós de referência levam em conta a radialidade da subestação de distribuição em cada vão, bem como a função de proteção e a seção protegida.

Por exemplo, considerando as funções de sobrecorrente 50/51 (50/51)N de r01 da subestação da Figura 4.18(a) protegendo a barra BP-AT, tem-se dois caminhos de circuito entre os nós 01 (nó de referência) e 02 (seção protegida): um caminho para o qual a função 43-1 está no estado N e que passa pelas chaves *c01* e *c02* e pelo disjuntor *d01* (não considerado no equacionamento porque neste caso a função equacionada atua sobre ele) e o outro caminho, para o qual a mesma função de transferência está no estado T e passa pela chave *c23*, pela barra BT-AT (nó 03), pelas chaves *c03* e *c04* e o disjuntor *d02* (não considerado no equacionamento porque neste caso a função equacionada atua sobre ele). Ainda considerando a Figura 4.18(a), o nó 02 é o nó de referência para as funções 50/51, (50/51)N e 67/67N de r01 considerando a seção EDL01 protegida. Neste caso é considerado, devido a radialidade da subestação, que todas as correntes de faltas serão somadas na barra BP-AT e, portanto o nó 02 é nó de referência. Ainda assim existem dois caminhos de circuito entre os nós 02 (nó de referência) e 01 (seção protegida) equivalentes aos caminhos

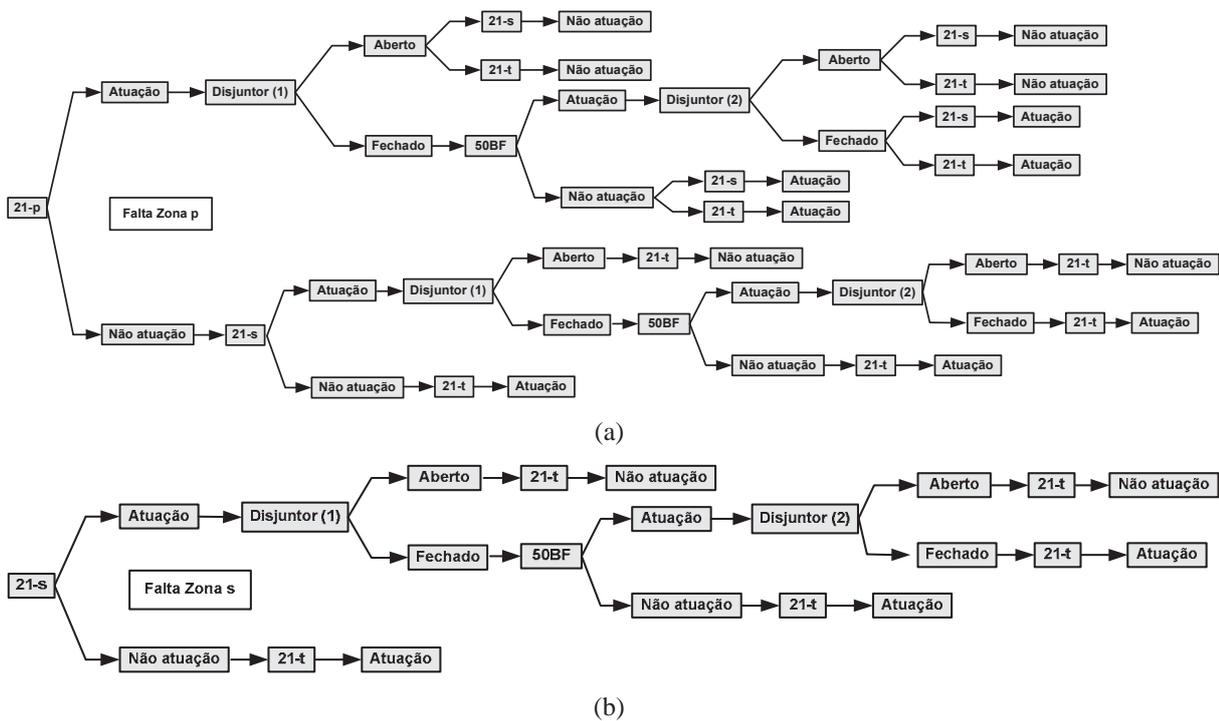
mencionados, entretanto em sentido oposto. Considerando agora as funções 51/51N protegendo o transformador TF01 têm-se três caminhos de circuito partindo do nó 01 (referência) até o nó 05 (seção protegida) e as seguintes variáveis devem ser consideradas: (1) 43-1 em estado N e 43-3 em estado N, ou seja, *c01*, *c02*, *c07*, *d04* e *c08*; (2) 43-1 em estado T e 43-3 em estado N, ou seja, *c23*, *c04*, *c03*, *c07*, *c08* e (3) 43-1 em estado N e 43-3 em estado T, ou seja, *c01*, *c02*, *c03*, *d02* (é considerado porque é comandado por *r03*), *c04* e *c25*. A partir desses exemplos, fica claro que para cada função equacionada são consideradas as premissas de seletividade e coordenação, em que a proteção mais próxima da seção (proteção principal) deve sempre atuar primeiro (em um tempo menor) que a proteção de retaguarda, para uma falta. Isso implica que o estado dos disjuntores comandados pela proteção que atua primeiro deve ser considerado nos caminhos quando a função de retaguarda que protege a mesma seção está sendo equacionada, ou seja, o relé “vê” o estado do disjuntor entre ele e a seção protegida e não “vê” o disjuntor que ele comanda porque o relé sempre sente a corrente de falta primeiro e depois envia *trip* para o disjuntor. Em outras palavras, pode-se estabelecer que se existe qualquer chave aberta ou disjuntor aberto (que não seja o da proteção equacionada) entre o nó de referência da função equacionada e a seção protegida, então mesmo que haja uma falta na seção, esta função de proteção não atuará (mesmo sensibilizada, sua atuação não ocorre devido a abertura de um disjuntor entre a função e a seção sob falta).

Quando ambas as chaves *c31* e *c32* estão fechadas o sistema forma um anel (transformadores em paralelo) e os caminhos de circuito possível aumentam. Deste modo, por exemplo, se *r07* é parametrizado para proteger o transformador TF01, todos os caminhos entre o nó de referência 02 e as seções protegidas devem ser considerados. Neste caso serão 5 caminhos diferentes combinando os estados das chaves 43-6, 43-5 e 43-4 até a seção TF01, ou seja, quatro caminhos referentes aos dois estados de 43-6 e 43-5 e um caminho referente à chave 43-4 em estado N (*r07* atua diretamente em *d06* e se 43-4 estiver em estado T este relé está desconectado do sistema). É importante observar que quanto mais seções um mesmo relé protege, maior é o número de caminhos possíveis para se percorrer e maior a complexidade no equacionamento dos estados esperados das funções de proteção;

**Regra 5.3:** É considerado que as funções 21/21N são do tipo MHO unidirecional (a flecha na lateral da função indica o sentido de proteção)(Figura 4.13(b)) com 3 zonas de atuação: zona p ou principal, zona s ou secundária e zona t ou terciária. Cada uma das zonas pode alcançar determinada distância a partir do TC do relé sendo que a zona p alcança menor distância e a zona t a maior. Portanto, dependendo da filosofia

de proteção as funções 21/21N podem ser parametrizadas para alcançar desde pontos na própria SDL ou LST até pontos extremos que englobem transformadores e SDLs de outras subestações do sistema. Na Figura 4.23 é ilustrada a lógica de atuação das funções de distância para faltas nas zonas p e s, respectivamente. Faltas na zona t são sentidas somente pela zona t e portanto esta zona não depende dos alarmes das outras zonas para atuar.

Figura 4.23 – Diagrama de lógica de atuação – funções de proteção de distância. (a) falta na zona p e (b) falta na zona s.



Fonte: Dados do próprio autor.

Na Figura 4.23, disjuntor (1) refere-se ao disjuntor que as funções de distância comandam ( $d03$  função 43-2 em N ou  $d02$  função 43-2 em T na Figura 4.18(a)). Disjuntor (2) é(são) o(s) disjuntor(res) que a função 50BF comanda e que pertence ao mesmo relé da função de distância ( $d01$  ou  $d02$  na Figura 4.18(a)).

**Regra 6:** As funções 27 e 59 atuam somente se existe subtensão ou sobretensão, respectivamente, nas seções protegidas por elas. No equacionamento dessas funções deve ser considerado: (1) se o transformador de potencial (TP) está recebendo sinal de tensão da seção que o relé protege e (2) se o relé está conectado ao sistema. A função de proteção atuará devido à sub/sobretensão se pelo menos um caminho de circuito entre um nó de referência e a seção protegida possui todas as chaves fechadas. Os disjuntores

no caminho de circuito são desconsiderados devido a sub/sobretensões ocorrerem independente do estado dos disjuntores. Para estas funções, um nó de referência é considerado como o TC que supre o relé.

Por exemplo, o nó 13 na Figura 4.18(a) é nó de referência para as funções 27/59 de r10 considerando as seções BP/BT-MT como seções protegidas. Considerando a seção BP-MT, o caminho de circuito é somente a chave  $c17$ . Quando a seção BT-MT é considerada, as variáveis no caminho de circuito são  $c17$ ,  $c31$ ,  $c13$  e  $c14$ .

**Regra 7:** As funções de proteção dos transformadores 87, 51G, 26, 49, 63, 63A, 80 e 71 atuam somente se existir qualquer falta nos transformadores protegidos. Devido essas funções serem altamente seletivas e suas zonas de proteção restringir-se aos TCs dos transformadores, não se consideram caminhos para o equacionamento dessas funções. Deste modo no equacionamento das funções de proteção de transformadores considera-se somente o estado destes.

As funções 86 e 94 não são equacionadas, pois são funções auxiliares e não possuem qualquer função de proteção. Suas representações no sistema são somente ilustrativas. A inclusão das equações dessas funções no modelo não é problemática desde que elas podem ser incorporadas utilizando-se a regra 7.

#### 4.2.1.5 Equações Genéricas dos Estados Esperados de Funções de Proteção

Uma vez que as regras gerais para o equacionamento das funções são estabelecidas, as equações genéricas das funções de proteção podem agora serem formuladas.

Baseado na Regra 2, a equação genérica da função de proteção 50BF é formulada como segue:

$$f_{50BF}^{rE} = \underset{fp \in \Omega R^r}{MAX} \left\{ \left[ fp^{rA} \times ORC \left( \sum_{j \in J_{fp}^r} fp_j^{rE} \right) \right] \right\} \times \\ \times \left[ 1 - \left( \prod_{i \in \Omega f_{fp}^r} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - ORC \left( \sum_{k \in \Omega d_N^{i,j}} d_k^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - ORC \left( \sum_{k \in \Omega d_T^{i,j}} d_k^A \right) \right) \right) \right) \right] \times (4.1) \\ \times \left[ 1 - ORC \left( pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA} \right) \right]$$

Sendo:

$f_{50BF}^{rE}$  : Estado esperado da função de proteção 50BF do relé  $r$ ; (1-estado esperado atuado, 0-não atuado);

$MAX\{ \}$  : Significa extrair o máximo dos valores entre chaves;

$ORC(x)$  : Igual a 1, se  $x \geq 1$ , caso contrário igual a 0;

$\Omega R^r$  : Conjunto das funções de proteção do relé  $r$ ;

$fp^{rA}$  : Alarme da função de proteção  $fp$ , do relé  $r$ ; (1-atuado, 0-não atuado);

$J_{fp}^r$  : Conjunto de índices das seções protegidas pela função  $fp$ , do relé  $r$ ;

$fp_j^{rE}$  : Termo referente à seção  $j$  do estado esperado da função  $fp$  pertencente ao relé  $r$ ;

$\Omega_{fp}^r$  : Conjunto de índices das funções de transferência que transferem *trip* a partir da função  $fp$ , do relé  $r$ ; se  $\Omega_{fp}^r = \emptyset$  então o produtório  $\Pi$  é igual ao disjuntor comandado por  $fp$ ;

$ft_i^A$  : Alarme da função de transferência  $i$ ; (1-função de transferência  $i$  ou 43- $i$  transferida (T) e 0-não transferida (N));

$d_k^A$  : Estado do disjuntor  $k$ ; (1-aberto, 0-fechado);

$\Omega_N^{i,j}$  : Conjunto de índice(s) de disjuntor(es) conectado(s) ao caminho de circuito entre um nó de referência e a seção  $j$ , considerando a função de transferência  $i$  não transferida (N);

$\Omega_T^{i,j}$  : Conjunto de índice(s) de disjuntor(es) conectado(s) ao caminho de circuito entre um nó de referência e a seção  $j$ , considerando a função de transferência  $i$  transferida (T);

As combinações de diferentes caminhos que podem ocorrer para as seções protegidas são modeladas através do produtório na equação (4.1). Para aquelas funções que protegem mais de uma seção é considerado que cada seção é representada como um termo entre colchetes das equações de estados esperados sendo que a variável  $fp_j^{rE}$  representa o termo referente à seção  $j$ . A quantidade de termos entre chaves é definida pela quantidade de elementos do conjunto  $J_{fp}^r$ .

Baseado na Regra 3, a equação genérica para a função 79 é escrita como:

$$f_{79}^{rE} = \underset{fp \in \Omega R^r}{MAX} \left\{ \left[ fp^{rA} \times ORC \left( \sum_{j \in J_{fp}^r} fp_j^E \right) \right] \right\} \times \left[ \left( 1 - f_{50BF}^{rA} \right) \right] \times \left[ 1 - ORC \left( pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA} \right) \right] \quad (4.2)$$

Como descrito na Regra 5.2, as equações genéricas das funções de sobrecorrente 50/51, (50/51)N, 67/67N, 46, (50/51)NS e 61 dependem dos caminhos de circuito entre o nó de referência e a seção protegida. Devido às características topológicas da subestação propõe-se classificar as equações genéricas de sobrecorrente considerando os vãos da subestação como mostrado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Classificação das equações genéricas para funções de sobrecorrente considerando o vão de instalação de relés e seções protegidas.

Tipo	Vão de instalação do TC do relé	Seção protegida
1	EDL, SDL, AT-TF*	EDL, SDL, TF, Barramentos, BC, AL
2	MT-TF*	TF, Barramentos, BC, AL
3	Transferência*	TF, Barramentos, BC, AL
4	BC, AL	BC, AL

Nota(\*): AT-TF refere-se a TCs de relés instalados no lado de alta tensão dos transformadores de potência. Ex. TC03-r03 e TC05-r04 na Figura 4.18(a). MT-TF refere-se a TCs de relés instalados no lado de média tensão dos transformadores. Ex. TC08-r07 e TC10-r09. Transferência refere-se ao relé instalado no vão de transferência. Ex. r08.

Fonte: Dados do próprio autor.

Equações genéricas classificadas como tipo 1 são utilizadas para estabelecer as equações genéricas para relés cujos TCs estão instalados nos vãos EDL, SDL, AT-TF. Neste caso, qualquer que seja a seção protegida na subestação a equação genérica é única e classificada como tipo 1. Por exemplo, baseado na Figura 4.18(a) as equações de estado esperado das funções de sobrecorrente do relé 1 são formuladas utilizando a equação genérica tipo 1, visto que o TC01 suprindo o relé 01 está instalado no vão EDL.

Baseado na classificação da Tabela 4.2, as equações genéricas classificadas como tipo 1 são dadas por:

$$f_{fp}^{rE(1)} = \text{MAX}_{j \in J_{fp}^r} \left\{ s_j \times \left[ \sum_{i \in \Omega_{fp}^{i,j,r}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_{c_N}^{i,j}} c_k^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_{c_T}^{i,j}} c_k^A \right) \right) \right) \right] \times \right. \\ \left. \times \left[ \prod_{i \in \Omega_{ca_{fp}^{j,r}}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{c_N}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{d_N}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{c_T}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{d_T}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) \right] \times \left[ (1 - f_{67}^{rA} \text{ SL}) \right] \right\} \times (4.3) \\ \times \left[ 1 - \text{ORC} (pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA}) \right]$$

$$f_{fpN}^{rE(1)} = \text{MAX}_{j \in J_{fpN}^r} \left\{ s_j \times \left[ \sum_{i \in \Omega_{fpN}^{i,j}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_{c_N}^{i,j}} c_k^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_{c_T}^{i,j}} c_k^A \right) \right) \right) \right] \times \right. \\ \left. \times \left[ \prod_{i \in \Omega_{ca_{fpN}^{j,r}}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{c_N}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{d_N}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{c_T}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{d_T}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) \right] \times \left[ (1 - f_{67N}^{rA} \text{ SL}) \right] \right\} \times (4.4) \\ \times \left[ 1 - \text{ORC} (pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA}) \right]$$

Sendo:

- $f_{fp}^{rE}$  : Estado esperado da função de sobrecorrente de fase, do relé  $r$ ;
- $f_{fpN}^{rE}$  : Estado esperado da função de sobrecorrente de neutro, do relé  $r$ ;
- $s_j$  : Estado da seção  $j$ ; (1-falta, 0-normal);
- $c_k^A$  : Estado da chave seccionadora  $k$ ; (1-aberta, 0-fechada);
- $\Omega_{c_N}^{i,j}$  : Conjunto de índice(s) de chave(s) seccionadora(s) conectada(s) ao caminho de circuito entre um nó de referência e a seção  $j$ , considerando a função de transferência  $i$  não transferida (N);
- $\Omega_{c_T}^{i,j}$  : Conjunto de índice(s) de chave(s) seccionadora(s) conectada(s) ao caminho de circuito entre um nó de referência e a seção  $j$ , considerando a função de transferência  $i$  transferida (T);
- $\Omega_{ca_{fp}^{j,r}}$  : Conjunto de índice(s) da(s) função(ões) de transferência que transfere(m) *trip* para os disjuntores conectados a todos os caminhos de circuito entre um nó de referência (considerando a função de sobrecorrente  $fp$  do relé  $r$ ) e a seção  $j$ , exceto os índices pertencentes ao conjunto  $\Omega_{fp}^{r}$ ;

$f_{fp}^{rA}$  : Alarme da função de proteção  $fp$  do relé  $r$  que tem esquema de seletividade lógica (SL) com a função equacionada. ( $f_{fp}^{rA} = 0$  se o relé não tem SL com qualquer outro relé).

As equações genéricas do tipo 2 para as funções de sobrecorrente considerando a proteção de fase e neutro são dadas por:

$$f_{fp}^{rE(2)} = \underset{j \in J_{fp}^r}{\text{MAX}} \left\{ s_j \times \left[ \prod_{i \in \Omega \alpha_{fp}^{j,r} - \Omega d_{fp}^{k',r}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_N^{i,j}} c_k^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_T^{i,j}} c_k^A \right) \right) \right) \right] \times \right. \\ \left. \times \left[ \text{ORC} \left( \sum_{i \in \Omega d_{fp}^{k',r}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_N^{i,j} \\ k2 \in \Omega_T^{i,j} - \{k'\}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) \right) \right] \times \left[ (1 - f_{50}^{rA} \text{ SL}) \right] \right\} \times (4.5) \\ \times \left[ 1 - \text{ORC} (pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA}) \right]$$

$$f_{fpN}^{rE(2)} = \underset{j \in J_{fpN}^r}{\text{MAX}} \left\{ s_j \times \left[ \prod_{i \in \Omega \alpha_{fpN}^{j,r} - \Omega d_{fpN}^{k',r}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_N^{i,j}} c_k^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_T^{i,j}} c_k^A \right) \right) \right) \right] \times \right. \\ \left. \times \left[ \text{ORC} \left( \sum_{i \in \Omega d_{fpN}^{k',r}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_N^{i,j} \\ k2 \in \Omega_T^{i,j} - \{k'\}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) \right) \right] \times \left[ (1 - f_{50N}^{rA} \text{ SL}) \right] \right\} \times (4.6) \\ \times \left[ 1 - \text{ORC} (pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA}) \right]$$

Sendo:

$\Omega d_{fp}^{k',r}$  : Conjunto de índice(s) da(s) função(ões) de transferência que transfere(m) *trip* para o disjuntor  $k'$  comandado pela função de proteção  $fp$ , do relé  $r$ ;

Para modelar as equações genéricas do tipo 3, devem-se considerar dois grupos de ajustes para o relé: grupo (1) consiste de funções de proteção para substituição de relés instalados no lado MT-TF indicado por (\*) (veja Figura 4.18(a)), e grupo (2) de funções de proteção para substituição de relés instalados nos alimentadores. Assim as equações genéricas do tipo 3 considerando o grupo (1) são dadas por:

$$f_{j\dot{p}^*}^{rE(3)} = \mathbf{MAX}_{j \in J_{j\dot{p}^*}^r} \left\{ s_j \times \left[ \prod_{i \in \Omega \alpha_{j\dot{p}^*}^{j,r} - \Omega \dot{d}_{j\dot{p}^*}^{k',r}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_N^{i,j}} c_k^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_T^{i,j}} c_k^A \right) \right) \right) \right] \times \right. \\ \left. \times \left[ \text{ORC} \left( \sum_{i \in \Omega \dot{d}_{j\dot{p}^*}^{k',r}} \left( ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_N^{i,j} \\ k2 \in \Omega_T^{i,j} - \{k'\}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) \right) \right] \times \left[ (1 - f_{50 \text{ SL}}^{rA}) \right] \right\} \times \\ \times \left[ 1 - \text{ORC} (pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA}) \right] \quad (4.7)$$

$$f_{j\dot{p}N^*}^{rE(3)} = \mathbf{MAX}_{j \in J_{j\dot{p}N^*}^r} \left\{ s_j \times \left[ \prod_{i \in \Omega \alpha_{j\dot{p}N^*}^{j,r} - \Omega \dot{d}_{j\dot{p}N^*}^{k',r}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_N^{i,j}} c_k^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_T^{i,j}} c_k^A \right) \right) \right) \right] \times \right. \\ \left. \times \left[ \text{ORC} \left( \sum_{i \in \Omega \dot{d}_{j\dot{p}N^*}^{k',r}} \left( ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_N^{i,j} \\ k2 \in \Omega_T^{i,j} - \{k'\}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) \right) \right] \times \left[ (1 - f_{50N \text{ SL}}^{rA}) \right] \right\} \times \\ \times \left[ 1 - \text{ORC} (pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA}) \right] \quad (4.8)$$

As equações para o grupo (2) são dadas por:

$$f_{j\dot{p}}^{rE(3)} = \mathbf{MAX}_{j \in J_{j\dot{p}}^r} \left\{ s_j \times \left[ \prod_{i \in \Omega \dot{d}_{j\dot{p}}^{k',r}} (1 - ft_i^A) \right] \times \left[ \text{ORC} \left( \sum_{i \in \Omega \dot{d}_{j\dot{p}}^{k',r}} \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_N^{i,j} \\ k2 \in \Omega_T^{i,j} - \{k'\}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) \right] \right\} \times \\ \times \left[ 1 - \text{ORC} (pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA}) \right] \quad (4.9)$$

$$f_{j\dot{p}N}^{rE(3)} = f_{j\dot{p}}^{rE(3)} \quad (4.10)$$

As equações genéricas do tipo 4 considerando proteção de fase e neutro são escritas como:

$$f_{j\dot{p}}^{rE(4)} = \mathbf{MAX}_{j \in J_{j\dot{p}}^r} \left\{ s_j \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega \dot{c}_{j\dot{p}}^{j,r}} c_k^A \right) \right] \right\} \times \left[ 1 - \text{ORC} (pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA}) \right] \quad (4.11)$$

$$f_{j\dot{p}N}^{rE(4)} = f_{j\dot{p}}^{rE(4)} \quad (4.12)$$

Sendo:

$\Omega_{fp}^{j,r}$  : Conjunto de índice(s) de chave(s) seccionadora(s) conectada(s) ao caminho de circuito que contém o disjuntor comandado pela função de proteção  $fp$ , do relé  $r$ , entre um nó de referência e a seção  $j$ .

As funções de distância, 21/21N, são modeladas baseadas na Regra 5. Em particular, baseado na Regra 5.3 as funções de distância são consideradas terem três zonas de proteção. As equações genéricas para a zona p são escritas como:

$$f_{21p}^{rE} = \underset{j \in J_{21p}^r}{\text{MAX}} \left\{ s_j \times \left[ \sum_{i \in \Omega_{21p}^r} \left( (1 - f_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_{c_N}^{i,j}} c_k^A \right) \right) + f_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_{c_T}^{i,j}} c_k^A \right) \right) \right) \right] \right\} \times \left[ 1 - \text{ORC} (pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA}) \right] \quad (4.13)$$

$$f_{21Np}^{rE} = f_{21p}^{rE} \quad (4.14)$$

Baseado na lógica de atuação de funções de distância e no alcance de cada zona de proteção é observado que para faltas na zona p, a zona s somente atuará se a zona p falhar. Para faltas na zona s somente as zonas s e t serão sensibilizadas e a primeira atuará independente das outras zonas. Já a zona t somente atuará se a zona s falhar para faltas na zona s. Para faltas na zona t fica claro que somente a zona t deve atuar. Desta forma, para a zona s as equações genéricas considerando a proteção de distância de fase e neutro são escritas como:

$$f_{21s}^{rE} = \underset{j \in J_{21p}^r}{\text{MAX}} \left\{ f_{21s}^{rE(1)}, f_{21s}^{rE(2)}, f_{21s}^{rE(3)} \right\} \times \left[ 1 - \text{ORC} (pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA}) \right] \quad (4.15)$$

$$f_{21Ns}^{rE} = \underset{j \in J_{21p}^r}{\text{MAX}} \left\{ f_{21Ns}^{rE(1)}, f_{21Ns}^{rE(2)}, f_{21Ns}^{rE(3)} \right\} \times \left[ 1 - \text{ORC} (pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA}) \right] \quad (4.16)$$

Os três termos entre chaves das equações (4.15) e (4.16) são estabelecidos como segue:

$$f_{21s}^{rE(1)} = \underset{j \in J_{21p}^r}{\text{MAX}} \left\{ s_j \times \left[ 1 - f_{21p}^{rA} \right] \right\} \quad (4.17)$$

$$f_{21Ns}^{rE(1)} = \underset{j \in J_{21p}^r}{\text{MAX}} \left\{ s_j \times \left[ 1 - f_{21Np}^{rA} \right] \right\} \quad (4.18)$$

$$f_{21s}^{rE(2)} = \mathbf{MAX}_{j \in J_{21p}^r} \left\{ s_j \times \left[ \sum_{i \in \Omega_{21s}^r} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{N}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{N}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{T}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{T}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right] \right\} \times \quad (4.19)$$

$$\times \left[ \text{ORC} \left( \sum_{i \in \Omega_{50BF}^r} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{N}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{N}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{T}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{T}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) + (1 - f_{50BF}^{rA}) \right] \right\} \\ f_{21Ns}^{rE(2)} = f_{21s}^{rE(2)} \quad (4.20)$$

$$f_{21s}^{rE(3)} = \mathbf{MAX}_{j \in J_{21s}^r - J_{21p}^r} \left\{ s_j \times \left[ \sum_{i \in \Omega_{21s}^r} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_{N}^{i,j}} c_k^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_{T}^{i,j}} c_k^A \right) \right) \right] \right\} \times \quad (4.21)$$

$$\times \left[ \prod_{i \in \Omega_{ca21s}^{j,r}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{N}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{N}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{T}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{T}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) \right] \right\}$$

$$f_{21Ns}^{rE(3)} = f_{21s}^{rE(3)} \quad (4.22)$$

As equações (4.17) a (4.20) modelam matematicamente a lógica de atuação da zona s da função de distância quando uma falta na zona p ocorre (ver Figura 4.23(a)). As equações (4.21) e (4.22) modelam a lógica de atuação da zona s quando uma falta na zona s ocorre (ver Figura 4.23(b)).

As equações genéricas das funções de distância para a zona t são escritas, matematicamente, como:

$$f_{21t}^{rE} = \mathbf{MAX} \{ f_{21t}^{rE(1)}, f_{21t}^{rE(2)}, f_{21t}^{rE(3)}, f_{21t}^{rE(4)}, f_{21t}^{rE(5)} \} \times [1 - \text{ORC}(pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA})] \quad (4.23)$$

$$f_{21Nt}^{rE} = \mathbf{MAX} \{ f_{21Nt}^{rE(1)}, f_{21Nt}^{rE(2)}, f_{21Nt}^{rE(3)}, f_{21Nt}^{rE(4)}, f_{21Nt}^{rE(5)} \} \times [1 - \text{ORC}(pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA})] \quad (4.24)$$

Os termos nas equações (4.23) e (4.24) são dados pelas seguintes equações:

$$f_{21t}^{rE(1)} = \mathbf{MAX}_{j \in J_{21p}^r} \{ s_j \times [1 - f_{21p}^{rA}] \times [1 - f_{21s}^{rA}] \} \quad (4.25)$$

$$f_{21Nt}^{rE(1)} = \mathbf{MAX}_{j \in J_{21p}^r} \{ s_j \times [1 - f_{21Np}^{rA}] \times [1 - f_{21Ns}^{rA}] \} \quad (4.26)$$

$$\begin{aligned}
f_{21t}^{rE(2)} = \text{MAX}_{j \in J_{21p}^r} \left\{ s_j \times \left[ \sum_{i \in \Omega_{21t}^r} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{N_1}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{N_2}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{T_1}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{T_2}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right] \right\} \times \\
\times \left[ \text{ORC} \left( \sum_{i \in \Omega_{50BF}^r} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{N_1}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{N_2}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{T_1}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{T_2}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) \right) + (1 - f_{50BF}^{rA}) \right] \quad (4.27)
\end{aligned}$$

$$f_{21Nt}^{rE(2)} = f_{21t}^{rE(2)} \quad (4.28)$$

$$f_{21t}^{rE(3)} = \text{MAX}_{j \in J_{21s}^r - J_{21p}^r} \left\{ s_j \times [1 - f_{21s}^{rA}] \right\} \quad (4.29)$$

$$f_{21Nt}^{rE(3)} = \text{MAX}_{j \in J_{21s}^r - J_{21p}^r} \left\{ s_j \times [1 - f_{21Ns}^{rA}] \right\} \quad (4.30)$$

$$\begin{aligned}
f_{21t}^{rE(4)} = \text{MAX}_{j \in J_{21s}^r - J_{21p}^r} \left\{ s_j \times \left[ \sum_{i \in \Omega_{21t}^r} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{N_1}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{N_2}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{T_1}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{T_2}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right] \right\} \times \\
\times \left[ \text{ORC} \left( \sum_{i \in \Omega_{50BF}^r} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{N_1}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{N_2}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{T_1}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{T_2}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) \right) + (1 - f_{50BF}^{rA}) \right] \times \quad (4.31)
\end{aligned}$$

$$\times \left[ \prod_{i \in \Omega_{21t}^{j,r}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{N_1}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{N_2}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{T_1}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{T_2}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) \right] \quad (4.32)$$

$$f_{21Nt}^{rE(4)} = f_{21t}^{rE(4)} \quad (4.32)$$

$$f_{21t}^{rE(5)} = \text{MAX}_{j \in J_{21t}^r - J_{21s}^r} \left\{ s_j \times \left[ \sum_{i \in \Omega_{21t}^r} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_{N_1}^{i,j}} c_k^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_{T_1}^{i,j}} c_k^A \right) \right) \right] \right\} \times \quad (4.33)$$

$$\times \left[ \prod_{i \in \Omega_{ca_{21t}}^{j,r}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - ORC \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{N_i}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{N_i}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - ORC \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{T_i}^{i,j} \\ k2 \in \Omega_{T_i}^{i,j}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) \right] \Bigg\} \\ f_{21Nt}^{rE(5)} = f_{21t}^{rE(5)} \quad (4.34)$$

As equações (4.25) a (4.28) modelam, matematicamente, a lógica de atuação da zona t quando uma falta na zona p ocorre (ver Figura 4.23(a)). As equações (4.29) a (4.32) modelam a lógica de atuação da zona t quando uma falta na zona s ocorre (ver Figura 4.23(b)). Por fim, as equações (4.33) e (4.34) modelam a lógica de atuação da zona t quando uma falta nesta mesma zona ocorre.

Baseado na Regra 6 as equações genéricas das funções 27 e 59 são classificadas em dois tipos: (1) considerando o TC do relé instalado nos vãos de EDL e SDL, e (2) considerando o TC do relé instalado nos vãos de BC e AL. Assim, as equações genéricas para estas funções considerando o tipo 1 (EDL e SDL) são dadas por:

$$f_{27}^{rE(1)} = \mathbf{MAX}_{j \in J_{27}^r} \left\{ s_j \times \left[ \sum_{i \in \Omega_{f_{27}^r}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - ORC \left( \sum_{k \in \Omega_{N_i}^{i,j}} c_k^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - ORC \left( \sum_{k \in \Omega_{T_i}^{i,j}} c_k^A \right) \right) \right) \right] \right\} \times \\ \left[ 1 - ORC(pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA}) \right] \quad (4.35)$$

$$f_{59}^{rE(1)} = f_{27}^{rE(1)} \quad (4.36)$$

Considerando o tipo 2 (BC e AL) as equações são dadas por:

$$f_{27}^{rE(2)} = \mathbf{MAX}_{j \in J_{27}^r} \left\{ s_j \times \left[ 1 - ORC \left( \sum_{k \in \Omega_{f_{27}^r}^{i,r}} c_k^A \right) \right] \right\} \times \left[ 1 - ORC(pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA}) \right] \quad (4.37)$$

$$f_{59}^{rE(2)} = f_{27}^{rE(2)} \quad (4.38)$$

De acordo com a Regra 7 as equações genéricas para as funções 87, 51G, 26, 49, 63, 63A, 80 e 71 são escritas como:

$$f_{fp}^{rE} = \mathbf{MAX}_{j \in J_{fp}^r} \left\{ s_j \right\} \times \left[ 1 - ORC(pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA}) \right] \quad (4.39)$$

As equações (4.1) a (4.39) são equações genéricas e podem ser aplicadas para modelar o sistema de proteção de qualquer subestação de distribuição. Isto porque as equações são baseadas em regras gerais estabelecidas, e que dependem da lógica de atuação das funções de proteção e da filosofia geral de sistemas de proteção.

Deve-se observar que o modelo pode ser utilizado em subestações com sistemas de automação mais simples, como por exemplo, que não possuem funções de transferência. Para isso as equações podem ser simplificadas retirando-se os termos referentes às funções de transferência transferidas ou  $ft_i^A \times (...)$  e adotando-se os caminhos de circuito considerando os termos referentes à função de transferência não transferida ou  $(1 - ft_i^A)$  com  $ft_i^A = 0$ .

Para aplicar o modelo matemático a um determinado sistema, a filosofia de proteção adotada no sistema monitorado deve ser estabelecida (Figura 4.3). A dependência do equacionamento dos estados esperados das funções de proteção em relação à filosofia de proteção adotada está no fato de que a filosofia de proteção define:

- a) Quais seções cada função de proteção deve proteger e, portanto, os caminhos de circuito entre um nó de referência e a seção protegida (ponto final dos caminhos);
- b) A coordenação e seletividade das funções de proteção (tempo de atuação, ou seja, sequência de atuação de proteções primárias, secundárias (*backup*), etc.)

Matematicamente, os caminhos de circuito são estabelecidos através da formação dos conjuntos  $\Omega_{fp}^r, \Omega_{c_N}^{i,j}, \Omega_{c_T}^{i,j}, \Omega_{d_N}^{i,j}, \Omega_{d_T}^{i,j}, \Omega_{ca_{fp}}^{j,r}, \Omega_{fd_{fp}}^{k,r}, \Omega_{fc_{fp}}^{j,r}$  utilizando dados básicos do sistema elétrico monitorado. As seções protegidas por cada função de proteção são consideradas através da formação dos conjuntos  $J_{fp}^r$ . Este conjunto define a quantidade de seções protegidas pelas funções, ou em outras palavras, a quantidade de termos entre chaves nas equações (4.1) a (4.39).

#### 4.2.1.6 Exemplo de Equacionamento e Formação de Conjuntos - Subestação Modelo

Neste exemplo, a seguinte filosofia de proteção é adotada na proteção da subestação ilustrada na Figura 4.18(a). As zonas de proteção principal são indicadas pelas duas setas paralelas tracejadas. Desta forma, as funções de proteção 50/50N/27/59 do relé r01 e 50/50N de r02 são proteção primária das barras BP-AT e BT-AT, enquanto as funções 51/51N de ambos os relés são proteções de retaguarda de todas as seções da subestação. Considerando

que existe falta de coordenação entre as funções 50/50N de r01 e r02 (curtos-circuitos em pontos próximos da EDL e SDL), as funções 67/67N com SL são utilizadas. As funções 67/67N de r01 e r02 são proteções principais da EDL e SDL, respectivamente. Portanto, o esquema de seletividade utilizado é que as funções de proteção 50/50N de r01 são bloqueadas por SL através de 67/67N de r02 enquanto as funções 50/50N de r02 são bloqueadas através de 67/67N de r01. As setas ao lado das funções indicam o sentido da corrente em que a função deve atuar. Desta forma faltas na SDL não causarão a atuação das funções 50/50N da EDL e vice-versa.

As funções de proteção 50/50N de r03 e r04 são proteção primária dos transformadores TF01 e TF02, bem como todas as funções de r05 e r06. Além disso, as funções 51/51N de r03 e r05 são proteção de retaguarda de TF01, TF02, barras BP-MT e BT-MT, BC01, BC02, AL01 e AL02.

As funções 50/50N de r07 e r09 são proteção primária das barras BP-MT, BT-MT e TF01, TF02 devido à possibilidade da operação em paralelo dos transformadores (*c31* e *c32* fechadas). Essas funções possuem entrada de SL ativada para coordenar com as funções instantâneas dos relés que protegem os vãos de BC e AL. As funções 51/51N dos mesmos relés são proteção de retaguarda das mesmas seções mencionadas mais BC01, BC02, AL01 e AL02.

O relé r08 possui dois grupos de funções. O grupo (\*) é ativado quando r08 substitui os relés r07 ou r09, enquanto o segundo grupo é ativado quando r08 substitui os relés r12 ou r13.

Baseado na filosofia de proteção adotada e dados básicos da subestação, todos os conjuntos apresentados na seção 4.2.1.5 podem ser obtidos. Neste exemplo, as equações dos estados esperados das funções de proteção do relé r07 são consideradas, e desde que as funções de r07 são classificadas como tipo 2, as equações genéricas utilizadas são (4.1) para a função 50BF e (4.5) e (4.6) para as funções de sobrecorrente e assim os seguintes conjuntos devem ser obtidos:  $\Omega R^7 = \{50, 50N, 51, 51N\}$ ,  $J_{50}^7 = J_{50N}^7 = J_{51}^7 = J_{51N}^7 = \{5,6,7,8,9,10,11,12\}$ ;  $\Omega f_{50}^7 = \Omega f_{50N}^7 = \Omega f_{51}^7 = \Omega f_{51N}^7 = \emptyset$ ;  $\Omega ca_{50}^{5,7} = \{4,5,6\}$  considerando a seção  $s_5$  e o nó de referência como o ponto 2 (caminho referente ao vão de TF02) na Figura 4.18(a);  $\Omega ca_{50}^{6,7} = \{3,4,5\}$  considerando a seção  $s_6$  e o mesmo nó de referência (caminho referente ao vão de TF01);  $\Omega ca_{50}^{7,7} = \Omega ca_{50}^{8,7} = \Omega ca_{50}^{9,7} = \Omega ca_{50}^{10,7} = \Omega ca_{50}^{11,7} = \Omega ca_{50}^{12,7} = \{3,4\}$  considerando as seções  $s_9$ ,  $s_{10}$ ,  $s_{11}$  e  $s_{12}$  (caminho referente ao vão de

TF01) sendo  $\Omega ca_{50}^{j,7} = \Omega ca_{51}^{j,7} = \Omega ca_{50N}^{j,7} = \Omega ca_{51N}^{j,7} \quad \forall j \in J_{50}^7$ ; e  $\Omega fd_{50}^{6,7} = \Omega fd_{51}^{6,7} = \Omega fd_{50N}^{6,7} = \Omega fd_{51N}^{6,7} = \{4\}$ . A partir destes conjuntos podem ser obtidos os conjuntos que definem quais funções de transferência devem ser consideradas no equacionamento:  $\Omega ca_{50}^{5,7} - \Omega fd_{50}^{6,7} = \{5,6\}$ ,  $\Omega ca_{50}^{6,7} - \Omega fd_{50}^{6,7} = \{3,5\}$ ,  $\Omega ca_{50}^{7,7} - \Omega fd_{50}^{6,7} = \Omega ca_{50}^{8,7} - \Omega fd_{50}^{6,7} = \Omega ca_{50}^{9,7} - \Omega fd_{50}^{6,7} = \Omega ca_{50}^{10,7} - \Omega fd_{50}^{6,7} = \Omega ca_{50}^{11,7} - \Omega fd_{50}^{6,7} = \Omega ca_{50}^{12,7} - \Omega fd_{50}^{6,7} = \{3\}$ . A partir das funções de transferência definidas tem-se:  $\Omega c_N^{3,6} = \Omega c_N^{3,7} = \Omega c_N^{3,8} = \Omega c_N^{3,9} = \Omega c_N^{3,10} = \Omega c_N^{3,11} = \Omega c_N^{3,12} = \{7,8\}$ ,  $\Omega c_T^{3,6} = \Omega c_T^{3,7} = \Omega c_T^{3,8} = \Omega c_T^{3,9} = \Omega c_T^{3,10} = \Omega c_T^{3,11} = \Omega c_T^{3,12} = \{3,4,25\}$ ,  $\Omega c_N^{5,5} = \Omega c_N^{5,6} = \{15,16,32\}$ ,  $\Omega c_T^{5,5} = \Omega c_T^{5,6} = \{13,14,28\}$ ,  $\Omega c_N^{6,5} = \{9,10\}$ ,  $\Omega c_T^{6,5} = \{3,4,26\}$  e  $\Omega c_N^{4,5} = \Omega c_N^{4,6} = \{11,12,31\}$ ,  $\Omega c_N^{4,7} = \{11,12\}$ ,  $\Omega c_N^{4,8} = \{11,12,13,14,31\}$ ,  $\Omega c_N^{4,9} = \{11,12,17\}$ ,  $\Omega c_N^{4,10} = \{11,12,22,31,32\}$ . Para  $\Omega c_N^{4,11}$  e  $\Omega c_N^{4,12}$  dois caminhos de circuito são possíveis. Assim  $\Omega c_N^{4,11}(1) = \{11,12,18,19\}$ ,  $\Omega c_N^{4,11}(2) = \{11,12,13,14,29,31\}$  e  $\Omega c_N^{4,12}(1) = \{11,12,20,21,31,32\}$ ,  $\Omega c_N^{4,12}(2) = \{11,12,13,14,30,31\}$ . Cada um desses dois conjuntos é considerado separadamente nas equações genéricas. Os conjuntos em relação a função de transferência 43-4 em estado transferida não são considerados porque neste caso o relé 7 não estaria em funcionamento. O mesmo raciocínio é usado para obter os conjuntos  $\Omega d_N^{4,j}$ , assim tem-se:  $\Omega d_N^{4,5} = \Omega d_N^{4,6} = \Omega d_N^{4,7} = \{6\}$ ,  $\Omega d_N^{4,8} = \{6,7\}$ ,  $\Omega d_N^{4,9} = \{6,9\}$ ,  $\Omega d_N^{4,10} = \{6,10\}$ ,  $\Omega d_N^{4,11}(1) = \{6,11\}$ ,  $\Omega d_N^{4,11}(2) = \Omega d_N^{4,8}$ ,  $\Omega d_N^{4,12}(1) = \{6,12\}$ ,  $\Omega d_N^{4,12}(2) = \Omega d_N^{4,8}$ . A partir dos conjuntos definidos todas as funções de proteção pertencentes ao relé r07 podem ser obtidas. Como exemplo são equacionadas as funções 50BF e 50. Utilizando a equação genérica (4.1) e considerando o relé r07 como equacionado tem-se para a função 50BF:

$$f_{50BF}^{7E} = \underset{fp \in \Omega R^7}{MAX} \left\{ fp^{7A} \times ORC \left( \sum_{j \in J_{fp}^7} fp_j^{7E} \right) \right\} \times$$

$$\times \left[ 1 - \left( \prod_{i \in \Omega f_{fp}^7} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - ORC \left( \sum_{k \in \Omega d_N^{i,j}} d_k^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - ORC \left( \sum_{k \in \Omega d_T^{i,j}} d_k^A \right) \right) \right) \right) \right] \times \quad (4.40)$$

$$\times \left[ 1 - ORC \left( pvcc^{7A} + pvca^{7A} + aud^{7A} \right) \right]$$

A partir da equação (4.40) e considerando que  $\Omega f_{fp}^7 = \emptyset$ , tem-se a seguinte equação de estado esperado:

$$\begin{aligned}
f_{50BF}^{7E} = \mathbf{MAX}_{fp \in \Omega R^7} & \left[ \left[ 50^{7A} \times \text{ORC} \left( 50_5^{7E} + 50_6^{7E} + 50_7^{7E} + 50_8^{7E} + 50_9^{7E} + 50_{10}^{7E} + 50_{11}^{7E} + 50_{12}^{7E} \right) \right], \right. \\
& \left[ 51^{7A} \times \text{ORC} \left( 51_5^{7E} + 51_6^{7E} + 51_7^{7E} + 51_8^{7E} + 51_9^{7E} + 51_{10}^{7E} + 51_{11}^{7E} + 51_{12}^{7E} \right) \right], \\
& \left[ 50N^{7A} \times \text{ORC} \left( 50N_5^{7E} + 50N_6^{7E} + 50N_7^{7E} + 50N_8^{7E} + 50N_9^{7E} + 50N_{10}^{7E} + 50N_{11}^{7E} + 50N_{12}^{7E} \right) \right], \\
& \left. \left[ 51N^{7A} \times \text{ORC} \left( 51N_5^{7E} + 51N_6^{7E} + 51N_7^{7E} + 51N_8^{7E} + 51N_9^{7E} + 51N_{10}^{7E} + 51N_{11}^{7E} + 51N_{12}^{7E} \right) \right] \right] \times \\
& \times \left[ 1 - (d_6^A) \right] \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( pvcc^{7A} + pvca^{7A} + aud^{7A} \right) \right]
\end{aligned} \tag{4.41}$$

Utilizando a equação genérica (4.5) tem-se para a função 50 do relé r07:

$$\begin{aligned}
f_{50}^{7E} = \mathbf{MAX}_{j \in J_{50}^7} & \left\{ s_j \times \left[ \prod_{i \in \Omega \alpha_{50}^{i,j} - \Omega \beta_{50}^{6,7}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega c_N^{i,j}} c_k^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega c_T^{i,j}} c_k^A \right) \right) \right) \right] \right\} \times \\
& \times \left[ \text{ORC} \left( \sum_{i \in \Omega \beta_{50}^{6,7}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega c_N^{i,j} \\ k2 \in \Omega d_N^{i,j} - \{6\}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) \right) \right] \times \left[ (1 - f_{50}^{rA} \text{ LS}) \right] \right\} \times \\
& \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( pvcc^{7A} + pvca^{7A} + aud^{7A} \right) \right]
\end{aligned} \tag{4.42}$$

$$\begin{aligned}
f_{50}^{7E} = \mathbf{MAX}_{j \in J_{50}^7} & \left\{ s_5 \times \left[ \prod_{i \in \Omega \alpha_{50}^{5,7} - \Omega \beta_{50}^{6,7}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega c_N^{i,j}} c_k^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega c_T^{i,j}} c_k^A \right) \right) \right) \right] \right\} \times \\
& \times \left[ \text{ORC} \left( \sum_{i \in \Omega \beta_{50}^{6,7}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega c_N^{i,j} \\ k2 \in \Omega d_N^{i,j} - \{6\}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) \right) \right] \times [(1-0)], \\
s_6 \times & \left[ \prod_{i \in \Omega \alpha_{50}^{6,7} - \Omega \beta_{50}^{6,7}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega c_N^{i,j}} c_k^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega c_T^{i,j}} c_k^A \right) \right) \right) \right] \times \\
& \times \left[ \text{ORC} \left( \sum_{i \in \Omega \beta_{50}^{6,7}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega c_N^{i,j} \\ k2 \in \Omega d_N^{i,j} - \{6\}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right) \right) \right) \right] \times [(1-0)], \dots \\
\dots, s_{12} \times & \left[ \prod_{i \in \Omega \alpha_{50}^{12,7} - \Omega \beta_{50}^{6,7}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega c_N^{i,j}} c_k^A \right) \right) + ft_i^A \times \left( 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega c_T^{i,j}} c_k^A \right) \right) \right) \right] \times
\end{aligned} \tag{4.43}$$

$$\begin{aligned}
& \times \left[ \text{ORC} \left( \sum_{i \in \Omega_{fd_{50}^{6,7}}} \left( (1 - ft_i^A) \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{c_N^{i,j}} \\ k2 \in \Omega_{d_N^{i,j} - \{6\}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right] \right) \right) \right] \times \left[ (1 - f_{50}^{13A}) \right] \times \\
& \quad \times \left[ 1 - \text{ORC} (pvcc^{7A} + pvca^{7A} + aud^{7A}) \right] \\
f_{50}^{7E} = & \text{MAX}_{j \in J_{50}^7} \left\{ s_5 \times \left[ \left( (1 - ft_5^A) \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_N^{3,5}} c_k^A \right) \right] + ft_5^A \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_T^{5,5}} c_k^A \right) \right] \right) \right] \times \right. \\
& \times \left[ \left( (1 - ft_6^A) \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_N^{6,5}} c_k^A \right) \right] + ft_6^A \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_T^{6,5}} c_k^A \right) \right] \right) \right] \times \left[ \text{ORC} \left( (1 - ft_4^A) \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_N^{4,5} \\ k2 \in \Omega_N^{4,5} - \{6\}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right] \right) \right] \right. \\
& \quad \left. s_6 \times \left[ \left( (1 - ft_5^A) \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_N^{5,6}} c_k^A \right) \right] + ft_5^A \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_T^{5,6}} c_k^A \right) \right] \right) \right] \times \right. \\
& \times \left[ \left( (1 - ft_3^A) \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_N^{3,6}} c_k^A \right) \right] + ft_3^A \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_T^{3,6}} c_k^A \right) \right] \right) \right] \times \left[ \text{ORC} \left( (1 - ft_4^A) \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_N^{4,6} \\ k2 \in \Omega_N^{4,6} - \{6\}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right] \right) \right] \right. \dots (4.44) \\
& \quad \dots s_{12} \times \left[ \left( (1 - ft_3^A) \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_N^{3,12}} c_k^A \right) \right] + ft_3^A \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega_T^{3,12}} c_k^A \right) \right] \right) \right] \times \\
& \quad \times \left[ \text{ORC} \left( (1 - ft_4^A) \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_N^{4,12} (1) \\ k2 \in \Omega_N^{4,12} (1) - \{6\}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right] + (1 - ft_4^A) \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_N^{4,12} (2) \\ k2 \in \Omega_N^{4,12} (2) - \{6\}}} c_{k1}^A + d_{k2}^A \right) \right] \right) \right] \times \\
& \quad \times \left[ (1 - f_{50}^{13A}) \right] \times \left[ 1 - \text{ORC} (pvcc^{7A} + pvca^{7A} + aud^{7A}) \right]
\end{aligned}$$

A equação (4.43) apresenta o equacionamento dos termos relacionados as seções  $s_5$ ,  $s_6$  e  $s_{12}$ , ou seja,  $50_5^{7E}$ ,  $50_6^{7E}$  e  $50_{12}^{7E}$ , respectivamente. Deve-se observar que todas as seções pertencentes ao conjunto  $J_{50}^7$  devem ser consideradas. A partir da equação (4.44) e substituindo os elementos dos conjuntos definidos, a equação de estado esperado para a função 50 do relé r07 é estabelecida.

#### 4.2.2 Modelo de Programação Binária Irrestrita (PBI)

Como apresentado em capítulos anteriores o processo de diagnóstico executado por um operador no COD é baseado em inferência lógica abduativa. Neste processo, manifestações (alarmes informados pelo sistema SCADA) são observadas e através de raciocínio abduativo o operador deve formular um conjunto de hipóteses plausíveis ou soluções (seções sob falta) capazes de explicar corretamente cada uma das manifestações observadas.

Baseado nos critérios de parcimônia apresentados na seção 3.3.2.1 e particularizando para o problema de diagnóstico de faltas tem-se que o critério de restrição de desordem única não é adequado para o diagnóstico de faltas, porque faltas múltiplas podem ocorrer simultaneamente no sistema. Por outro lado, o critério de relevância não é um bom critério porque ele é muito amplo e pode resultar em muitas soluções. O critério de irredundância é bastante atrativo mas existem duas dificuldades para a geração das soluções. Primeiro, o conjunto de soluções pode ser muito grande para determinados conjuntos de alarmes e pode conter muitas explicações (soluções) de pouca probabilidade de ocorrência. Segundo, o critério de irredundância pode apresentar dificuldades em identificar soluções factíveis para determinados conjuntos de alarmes. Por fim, o critério de minimalidade é intuitivamente considerado um critério razoável para o diagnóstico de faltas, pois a probabilidade de ocorrência de faltas complexas é geralmente menor do que faltas simples.

Conforme os autores Wen e Chang (1998), a teoria de cobertura parcimoniosa aplicada ao diagnóstico de faltas em sistemas de potência utilizando o critério de parcimônia de minimalidade estabelece que uma hipótese plausível ou explicação para um conjunto de alarmes informados é obtida quando:

- 1) A solução (subconjunto de  $S$ ) é uma cobertura dos alarmes informados, ou seja, os alarmes informados podem ser explicados pelas seções sob falta contidas na solução;
- 2) Os alarmes informados são tão consistentes quanto possível com os estados esperados dos relés que foram estimados através da solução;
- 3) A solução com um número mínimo de seções sob falta e, portanto, com maior probabilidade de ocorrência, é preferida para explicar a ocorrência da falta (critério de minimalidade).

Baseado nas três condições estabelecidas pela teoria de cobertura parcimoniosa é proposto o modelo de programação binária irrestrita dado por:

$$\text{Min } E = k1 \times \left( \sum_{i=1}^{nf} Co_i \right) + k2 \times \left( \sum_{i=1}^{nf} In_i \right) + k3 \times \left( \sum_{i=1}^{ns} s_i \right) \quad (4.45)$$

Sendo:

$nf$  : Número total de funções de proteção do sistema;

$ns$  : Número de seções do sistema elétrico.

O primeiro termo do lado direito da equação (4.45) é referente à condição 1). Matematicamente ele define se uma solução cobre ou não os alarmes informados para uma dada situação de falta. Este termo é zero se a solução cobre totalmente os alarmes informados. Do contrário, ele fornece a proximidade que a solução tem de cobrir o alarme informado.

O segundo termo da equação (4.45) refere-se à condição 2) e define a inconsistência entre os alarmes informados e os estados esperados das funções de proteção. Desta forma  $In_i$  é calculado como:

$$In_i = \left| fp_i^A - f_{fp_i}^E \right| \quad i = 1, \dots, nf \quad (4.46)$$

Um alarme da função de proteção  $fp_i$  é totalmente consistente com o estado esperado calculado para a mesma função quando  $In_i=0$ . Quando todos os alarmes de uma determinada situação de falta são consistentes com os estados esperados, então o segundo termo de (4.45) é nulo. Quanto menor este termo, mais consistentes são os alarmes com os estados esperados. Para cada um dos  $nf$  alarmes,  $Co_i$  e  $In_i$  são obtidos usando as regras apresentadas na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Regras para obtenção de  $Co_i$  e  $In_i$

$fp_i^A$	$f_{fp_i}^E$	$Co_i$	$In_i$
0	0	0	0
0	1	0	1
1	0	1	1
1	1	0	0

Fonte: Dados do próprio autor.

O terceiro termo da equação (4.45) é incluído na função objetivo para cumprir com o critério 3) estabelecido pelo critério de minimalidade da teoria de cobertura parcimoniosa.

As constantes  $k1$ ,  $k2$  e  $k3$  são números inteiros, e são atribuídos a elas valores de modo a se satisfazer  $k1 > k2 > k3$ . Como se trata de um problema de minimização escolhe-se  $k1$ ,  $k2$  e  $k3$  de modo a descartar-se em primeiro lugar qualquer solução que não cubra os alarmes informados, e em segundo lugar qualquer solução que seja inconsistente com os alarmes informados.

### **4.3 Modelo Matemático para o Diagnóstico de Falhas em Redes de Distribuição**

Até agora foi proposto um modelo matemático para aplicação ao diagnóstico de falhas em nível de subestações que pode ser aplicado a qualquer subestação automatizada independente do nível de automação dos alimentadores. Naquele contexto os alimentadores são tratados como uma única seção, o que significa que falhas em qualquer parte do alimentador remetem somente ao diagnóstico de qual alimentador está com defeito e não a localidade da falta ao longo do alimentador. Nesta seção o modelo matemático proposto para o nível de subestação é estendido à rede de distribuição. Para tanto é proposto um novo paradigma de proteção embasado no conceito de redes inteligentes (*Smart Grids*) baseado na alocação de chaves inteligentes dispersas na rede em substituição aos dispositivos de proteção tradicionais (religadores automáticos, seccionadores automáticos e elos fusíveis). Desta forma, é considerado que o sistema de automação da subestação é estendido às redes de distribuição e que o nível de automação da rede deve ser suficiente para que as informações das chaves inteligentes dispersas possam ser enviadas em tempo real ao centro de controle, possibilitando seu uso para o diagnóstico de falhas mais preciso em diferentes partes dos alimentadores. A ideia é que o novo paradigma de proteção proposto nesta tese possibilite uma grande penetração de geradores distribuídos na rede sem causar impactos expressivos no funcionamento do sistema de proteção e possibilite que metodologias possam ser empregadas para o monitoramento e diagnóstico da rede.

#### **4.3.1 Impacto dos Geradores Distribuídos na Proteção de Sistemas de Distribuição**

Devido à penetração de fontes renováveis dispersas de energia nos sistemas de distribuição, a qual é impulsionada pelo conceito de energia limpa e alavanca o investimento e desenvolvimento de diferentes aspectos da geração distribuída, as redes de distribuição que antes eram operadas radialmente (fluxos de potência radial), poderão futuramente apresentar fluxos de potência bidirecionais, ou seja, do gerador disperso (consumidor) para a rede. Esta alteração conceitual reflete de forma significativa em todas as instâncias de operação do sistema de distribuição, ou seja, monitoramento, proteção, automação e controle.

Considerando a penetração de geradores distribuídos nas redes de distribuição, impactos no perfil de tensão, estabilidade, proteção e qualidade de energia, tanto do ponto de vista dos consumidores quanto da concessionária são esperados. Estes impactos podem se

manifestar tanto positiva quanto negativamente, dependendo do sistema de distribuição, geradores instalados e características das cargas. Impactos positivos incluem (BARKER; MELLO, 2000): redução de perdas, melhoria da confiabilidade da rede, suporte de tensão e melhoria na qualidade de energia e aumento da capacidade dos sistemas de transmissão e distribuição. Para alcançar esses benefícios na prática os geradores devem ser confiáveis, despacháveis e estarem alocados adequadamente na rede além de satisfazerem diversos outros critérios. Considerando que a maioria dos geradores distribuídos não será pertencente à concessionária e que apresentarão fontes de energia de diversos tipos (eólica, solar, hidráulica, etc.), não existe garantias de que as condições necessárias para alcançar os benefícios sejam satisfeitas. Para que os geradores apresentem um benefício positivo, eles devem ser adequadamente “coordenados” com a filosofia de operação do sistema de distribuição e o projeto do alimentador (BARKER; MELLO, 2000).

Impactos negativos referem-se principalmente aos problemas relacionados com as questões de qualidade de energia, ou seja, regulação de tensão, *flicker* de tensão, distorção harmônica, ilhamentos, compatibilidade de aterramento dos geradores e da rede, e questões de proteção, como, proteção de sobrecorrente, religamento automático e confiabilidade. Fica claro que em algumas situações problemas relacionados à qualidade de energia e proteção podem ser inter-relacionadas, como por exemplo, religamento automático e ilhamentos. Nesta tese dar-se-á importância às questões relacionadas aos impactos dos geradores na proteção tradicional dos sistemas de distribuição discutidos a seguir.

#### **4.3.1.1 Religamento Automático**

Uma prática bastante comum em esquemas de proteção tradicionais de redes de distribuição (sem geradores dispersos) é o uso de religamento automático. O religamento tanto pode ser feito a partir da função 79 dos relés da subestação (ver seção 4.2.1.2.8) quanto de religadores automáticos alocados ao longo dos alimentadores. Seu principal objetivo é que faltas temporárias não causem a queima de elos fusíveis (*fuse-saving*), não interrompendo o fornecimento a trechos de circuito devido a esses tipos de falta e evitando que equipes de manutenção sejam deslocadas para a troca do fusível. Atualmente essa prática é bastante discutida devido à possível melhoria de alguns índices de confiabilidade como o SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) em detrimento da deterioração de outros como MAIFI (*Momentary Average Interruption Frequency Index*) (BARBOSA et al., 2010).

Os religadores automáticos de linha possuem unidades para proteção de fase (curtos-circuitos bifásicos e trifásicos) e terra (curtos-circuitos fase-terra) independentes e sua atuação é baseada em duas curvas: uma rápida e uma temporizada. A característica de operação dos religadores permite que ambas as curvas sejam usadas em uma sequência de aberturas e religamentos de maneira que os religadores operem na curva rápida durante as primeiras operações com intuito de eliminar faltas temporárias e opere na curva lenta nas últimas operações antes do bloqueio, para esperar pela queima do fusível ou abertura do seccionizador automático de modo a garantir seletividade quando da ocorrência de faltas permanentes.

Considerando a presença de geradores distribuídos na rede, o religamento automático apresenta os dois principais problemas, (DUGAN; MCDERMOTT, 2002):

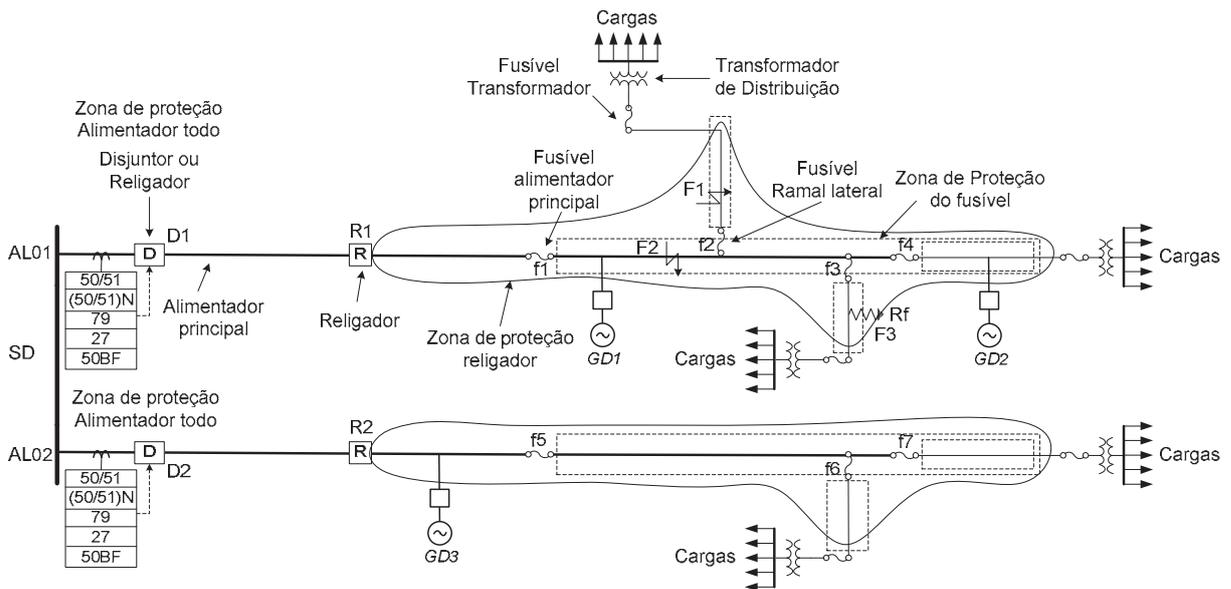
- 1) O gerador distribuído deve ser desconectado em um tempo suficiente durante o intervalo de religamento (tempo morto) para permitir que o arco elétrico seja dissipado antes da reenergização do alimentador;
- 2) Religamentos de geradores, particularmente aqueles sistemas que utilizam tecnologias de máquinas rotativas (síncrono e indução), podem causar danos ao gerador ou motor primário.

Portanto, considerando a presença de geradores na rede, o religamento na curva instantânea utilizada na prática de *fuse-saving* deve ser cuidadosamente analisado pela concessionária de modo que os geradores possam ser desconectados em tempo adequado antes da reenergização. A norma IEEE (2003) estabelece os tempos de desconexão dos geradores distribuídos baseado em suas capacidades. Além disso, a norma estabelece que os geradores devam ser desconectados sempre que o desligamento do sistema por parte da concessionária ocorrer. Essa prática evita que o sistema seja energizado novamente na presença dos geradores (problema de sincronização).

Outro aspecto do uso de religadores automáticos em sistemas com geradores distribuídos é a possível perda de coordenação entre relé/religador-fusível ou fusível-fusível. Considere que uma falta ocorreu em F1 no alimentador 01 (AL01) do sistema da Figura 4.24. Se não houvesse a presença de geradores na rede e considerando que o sistema está coordenado, a falta seria eliminada caso fosse temporária pelo religamento instantâneo de R1 e desta forma preservando o elo fusível f2. Se a falta é permanente o religador realizaria o número de operações instantâneas parametrizadas e esperaria conforme sua curva

temporizada até que o elo fusível queime e desenergize somente o trecho de circuito correspondente. Considerando agora a presença dos geradores GD1 e GD2 a corrente que R1 “sente” (subestação) é menor que a corrente que passa pelo fusível f2 (subestação, GD1 e GD2) para a mesma falta F1. Neste caso, para uma falta temporária e, dependendo da capacidade dos geradores, uma perda da coordenação entre o religador R1 e o fusível f2 poderia ocorrer, causando a queima deste fusível mesmo antes do religador operar. Além disso, a coordenação entre os fusíveis f1, f2, e f4 não seria garantida já que esses elementos sentem correntes de magnitudes diferentes para a mesma falta em F1. Outro problema possível é o fato de que para faltas em F1, F2 ou F3 estas não serão eliminadas através da atuação de D1 ou R1, visto que os geradores GD1 e GD2 continuariam alimentando estas faltas mesmo após a atuação das proteções da rede. Nestes casos é necessário que os geradores tenham um sistema de proteção capaz de eliminar a falta independente dos dispositivos da rede.

Figura 4.24 – Rede de distribuição com geradores distribuídos.



Fonte: Dados do próprio autor.

#### 4.3.1.2 Desempenho das Funções de Sobrecorrente

Dois dos mais comuns casos onde geradores distribuídos podem interferir com a proteção de sobrecorrente são:

- 1) Redução do alcance;
- 2) Atuação desnecessária da proteção.

As funções de sobrecorrente são parametrizadas para proteger certa parte dos alimentadores que é referido como alcance. O alcance do relé é determinado pela corrente de falta mínima, e ele é parametrizado para atuar para correntes maiores que estas ou corrente de *pick-up*. A presença de geradores na rede pode reduzir o alcance dos relés, o que pode fazer com que faltas no final do alimentador com determinadas impedâncias de falta não sensibilizem o relé. A redução do alcance é devido ao fato que a corrente injetada pelo gerador contribui para a corrente de falta, aumentando a impedância equivalente do alimentador e assim diminuindo a corrente de falta vista pelo relé para uma mesma resistência de falta, (BARANEL-MARKABI, 2004). Desta forma, para uma falta em F3 com resistência de falta  $R_f$  e considerando a presença dos geradores no sistema o alcance do religador R1 e das funções de sobrecorrente na subestação poderiam ser reduzidas. Logo, uma falta que sem a presença de geradores seria detectada pela proteção da rede, devido a injeção de correntes dos geradores, não será detectada. Alguns trabalhos na literatura apresentam algumas potenciais soluções para diminuir a influência dos geradores no alcance da proteção de sobrecorrentes (BARAN; EL-MARKABI, 2004; DUGAN; MCDERMOTT, 2002).

A atuação desnecessária da proteção ocorre quando uma falta em um determinado alimentador causa a atuação da proteção de outro alimentador que está em condições normais. A condição mais comum pode ser ilustrada através da Figura 4.24. Para faltas em F1, F2 ou F3, é possível que, dependendo da capacidade do gerador GD3, este alimente a falta através do barramento da subestação. Nestes casos os relés de sobrecorrente de AL02 podem atuar desnecessariamente e desenergizar AL02. Uma alternativa interessante para resolver esse problema é a substituição das funções de sobrecorrente tradicionalmente utilizadas (ver Figura 4.24) pelas funções direcionais 67/67N.

#### **4.3.1.3 Ilhamento Não Intencional**

O ilhamento não intencional ocorre quando o gerador distribuído (ou grupo de geradores) continua a energizar uma parte da rede da concessionária que foi separada de parte do sistema conectado à fonte ou subestação. Esta separação pode ser devido à abertura do disjuntor da subestação, queima de um fusível ou abertura de uma chave seccionadora através de operação manual. O ilhamento pode ocorrer somente se o gerador possui capacidade de auto excitar-se e dispuser de potência suficiente para alimentar as cargas na seção ilhada. A operação ilhada na maioria dos casos não é aceitável porque se o gerador distribuído está ainda conectado à rede quando, por exemplo, o disjuntor da subestação é religado através de

um religamento automático, problemas nos componentes do gerador devido ao religamento fora de fase (fora de sincronismo) poderiam ocorrer. É o caso, por exemplo, se uma falta em F1, F2 ou F3 ocorresse na rede da Figura 4.24. Neste caso no primeiro desligamento do religador R1 ambos os geradores GD1 e GD2 deveriam sair do sistema evitando um ilhamento não intencional de ambos os geradores, de modo a evitar o religamento fora de fase de R1. Remetendo-se ainda a Figura 4.24, um ilhamento não intencional do gerador GD2 poderia ocorrer ainda caso o fusível f4 queimasse antes da abertura do disjuntor D1, religador R1 ou queima de f3 para uma falta em F3. Caso o gerador consiga manter as cargas na seção ilhada, a operação ilhada poderia deteriorar a qualidade de energia dos consumidores alimentados, bem como colocar em risco o pessoal da manutenção quando da substituição do elo fusível f4.

Para evitar que o gerador distribuído permaneça ilhado funções de proteção de tensão e frequência são utilizadas. Na maioria dos casos, se o gerador torna-se ilhado, ele não será capaz de satisfazer mudanças na sua carga sem mudanças significativas na tensão e/ou frequência e desta forma as funções de tensão e frequência devem desconectar o gerador do restante do sistema. Infelizmente, se a carga e a geração na ilha formada são muito próximas, mudanças na tensão e frequência podem ser muito pequenas e dentro de seus limites preestabelecidos, levando assim a uma situação de não detecção do ilhamento. Alguns trabalhos na literatura discutem sobre o desempenho das funções de tensão e frequência para detecção de ilhamentos (VIEIRA et al., 2006, 2008; WAGNER et al., 1989).

#### **4.3.1.4 Ilhamento Intencional ou *Microgrid***

O termo *microgrid* ou microrrede é utilizado para definir sistemas elétricos que possuem pelo menos uma fonte de energia distribuída associada às cargas e pode formar um ilhamento intencional no sistema de distribuição (KROPOSKI et al., 2008). Para que as microrredes operem corretamente e causem impactos positivos ao sistema de distribuição, é necessário que uma chave entre a rede e a microrrede deva abrir (tipicamente durante uma condição de falta), e o gerador distribuído seja capaz de manter as cargas dentro da seção ilhada de forma confiável e com qualidade. Para que isto ocorra é necessário manter o nível adequado de tensão e frequência para todas as cargas da ilha. Dependendo da tecnologia da chave, interrupções momentâneas podem ocorrer durante a transferência da operação em paralelo com a rede para o modo ilhado. Neste caso, o gerador deve ser capaz de reiniciar e alimentar as cargas da ilha após a chave ser aberta, ou seja, ele deve ser capaz de suprir a

potência ativa e reativa durante a operação ilhada e ter um sistema de proteção para “sentir” se existe uma falta dentro da microrrede. Quando a energia é restaurada no lado da concessionária, a chave não deve fechar a menos que a ilha e a rede da concessionária estejam sincronizadas. Isto requer a utilização de uma chave com a função de proteção 25 para checar o sincronismo entre a ilha e o restante do sistema. Quando operadas, adequadamente, as microrredes poderão causar impactos positivos nas redes no sentido de melhoria da confiabilidade da rede e na qualidade de energia para os consumidores.

#### **4.3.2 Novo Paradigma para Proteção de Sistemas de Distribuição com Alta Penetração de Geradores Distribuídos**

Baseado no que foi discutido na seção 4.3.1 fica claro que o sistema de proteção tradicional da distribuição não está preparado para comportar uma grande penetração de geradores dispersos na rede. Baseado nessa evidência, diversos pesquisadores propuseram metodologias para minimizar o impacto negativo dos geradores na rede, (BRAHAM; GIRGIS, 2002, 2004; CHAITUSANEY; YOKOYAMA, 2008).

A ideia proposta aqui, é desenvolver um novo paradigma de proteção de forma a reduzir os impactos da penetração dos geradores distribuídos no sistema de proteção da distribuição, permitindo uma operação flexível do sistema considerando os diversos modos de operação dos geradores: isolado ou em paralelo com a rede permitindo ou não a operação em microrredes. Na Figura 4.25 é ilustrada a rede modelo apresentando o aparato de proteção proposto para protegê-la. Trata-se basicamente de um sistema composto de chaves seccionadoras inteligentes que substituem todos os equipamentos utilizados nas redes tradicionais, como religadores automáticos, elos fusíveis e seccionadores automáticos. A rede é dividida em seções definidas como trechos de circuito entre chaves (a seção  $s_1$  aparece em destaque na Figura 4.25). As chaves devem possuir um aparato digital e analógico suficiente para apresentar as seguintes características:

- 1) São dotadas da lógica da função de proteção 67 (as setas nas chaves indicam o sentido de proteção, ou seja, sempre da fonte da concessionária para as cargas no caso de chaves em meio de rede e do GD para a rede no caso de chaves em ramais de alocação de GDs);
- 2) Possuem a capacidade de enviar sinal em tempo real para o centro de controle quando da ocorrência de um curto-circuito em sua zona de proteção;

- 3) O estado da chave (aberto ou fechado) é monitorado também em tempo real pelo centro de controle da distribuição;
- 4) O comando de abertura e fechamento pode ser realizado remotamente a partir do centro de controle ou manualmente diretamente na chave;
- 5) Para aquelas chaves que delimitam as áreas estimadas para o ilhamento intencional dos geradores além da função 67 a chave deve ser dotada da função 25 para checar o sincronismo no caso de um religamento da ilha com o restante do sistema.

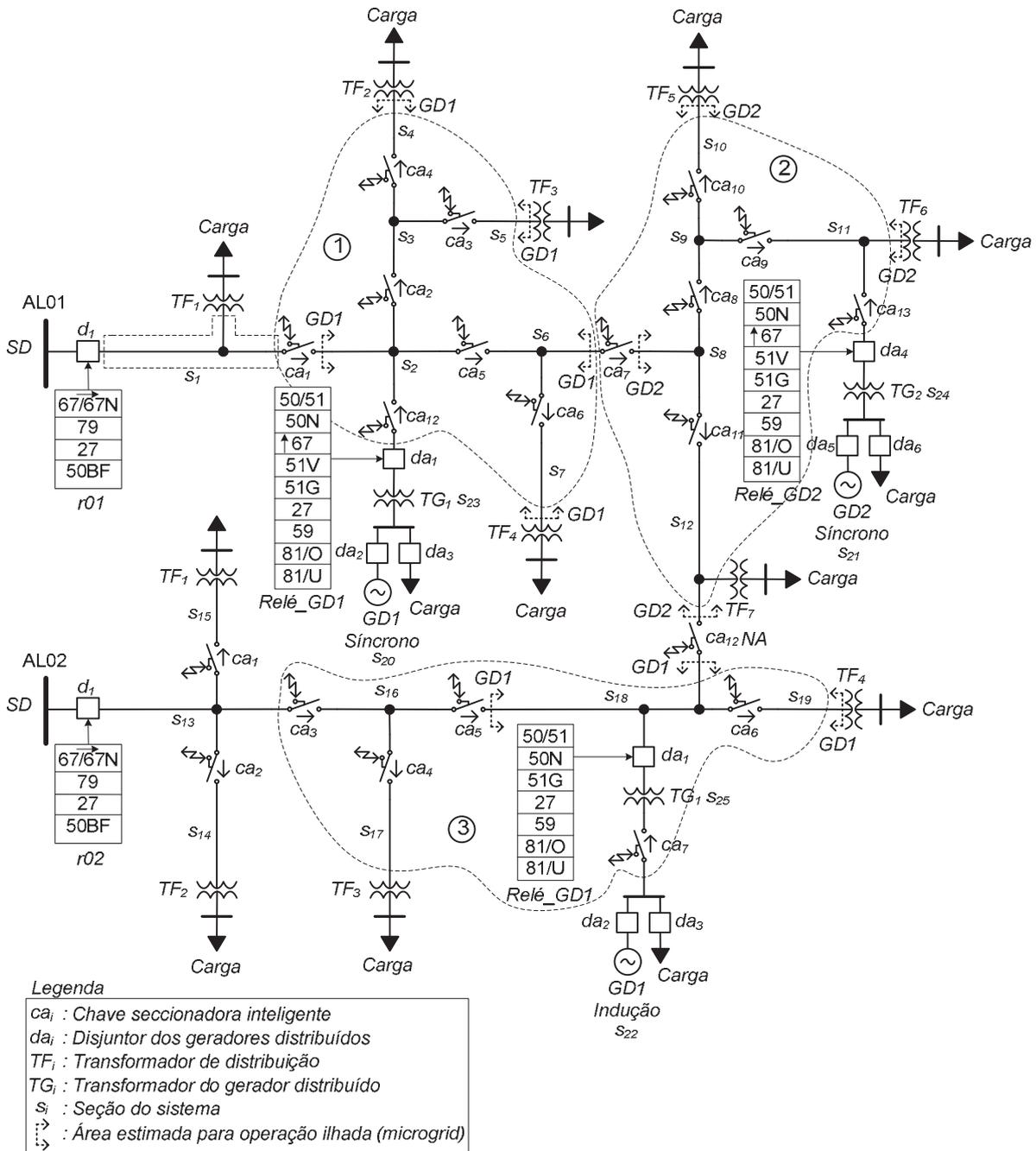
Baseado nas características das chaves inteligentes pode-se afirmar que elas são equivalentes aos relés dotados de algumas funções de proteção alocados ao longo do alimentador. A diferença é que as chaves não possuem a capacidade de isolar a falta (enviar um comando de *trip* para um disjuntor) e sim de somente enviar um sinal de que existe falta em sua zona de proteção. Para “sentir” se existe corrente de curto-circuito na zona de alcance da chave é necessário que a função 67 seja parametrizada com uma corrente de *pick-up* que pode ser definida pela corrente de curto-circuito mínima (fase-terra) estabelecida pelo alcance da função no sistema. O processo de parametrização das chaves é realizado na etapa de projeto do sistema de proteção, e é desejável que os parâmetros possam ser definidos de forma remota a partir do centro de controle. Esta característica é interessante porque atribui flexibilidade ao sistema, possibilitando que a proteção seja ajustada às mudanças permanentes na rede como a expansão do sistema ou alocação de mais geradores. Baseado nessas características pode-se afirmar que o uso das chaves inteligentes propicia como vantagem em relação à proteção tradicional:

- 1) Não é necessário coordenar as chaves no sistema, desta forma eliminam-se os problemas inerentes à perda de coordenação dos dispositivos tradicionais devido a penetração dos geradores distribuídos;
- 2) Como uma imediata consequência de 1) não existe problema de perda de seletividade do sistema de proteção.

As proteções da interconexão dos geradores distribuídos com a rede (*PCC-Point of Common Coupling*) são adotadas baseadas na norma IEEE (2008). Os diagramas unifilares da proteção para a interconexão de geradores síncronos e de indução (assíncronos) são apresentados na Figura 4.26 com os códigos ANSI da proteção. Para ambos os tipos de geradores é considerado que pode haver exportação ou não de energia do gerador para a rede

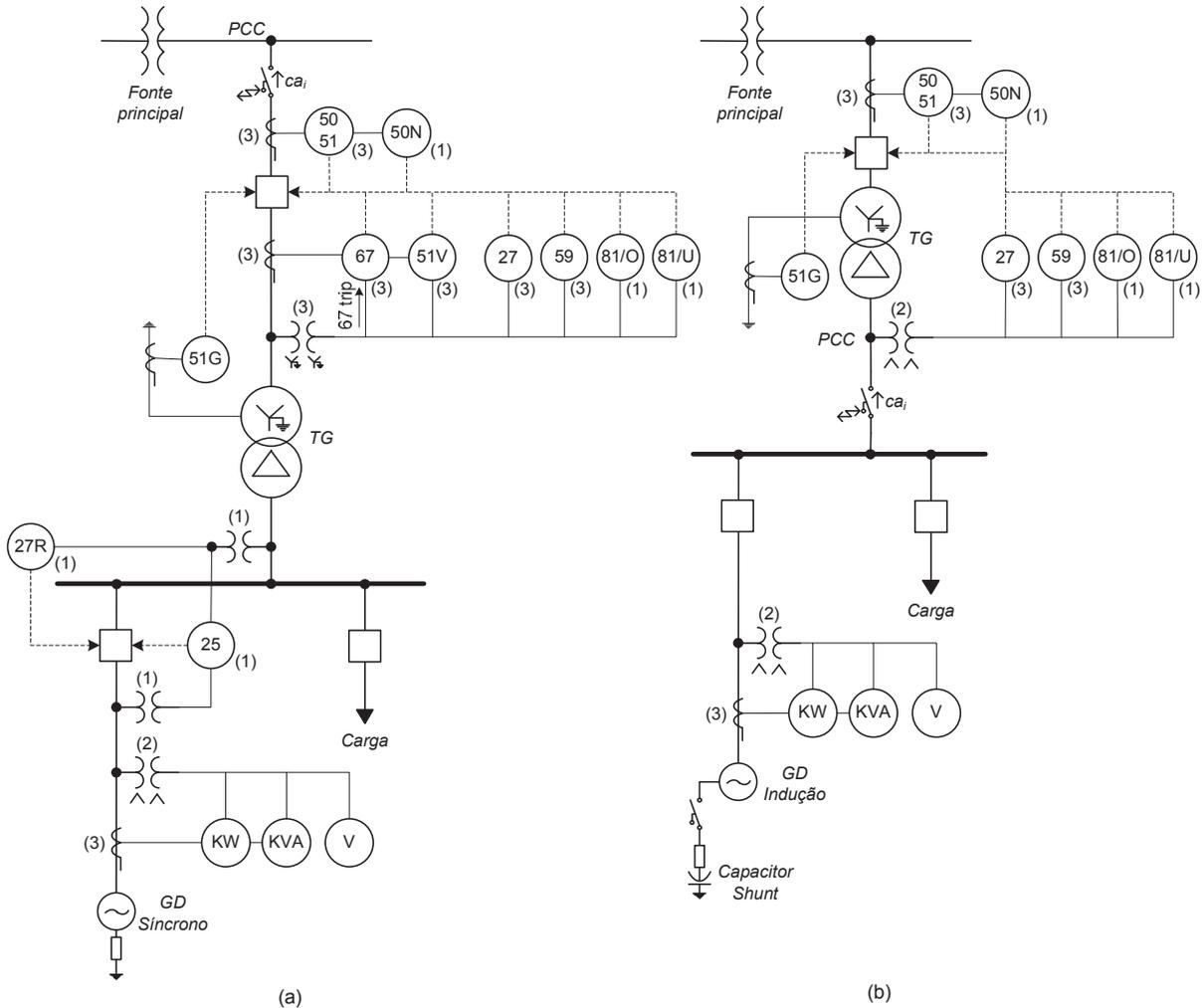
o que caracteriza todos os modos de operação dos geradores. Os números entre parênteses na Figura 4.26 definem o número de fases utilizadas por cada função de proteção.

Figura 4.25 – Rede de distribuição inteligente.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 4.26 – Diagrama unifilar das proteções típicas de interconexão dos geradores. (a) Gerador síncrono; (b) Gerador de indução.



Fonte: Dados do próprio autor.

### 4.3.2.1 Filosofia de Proteção da Rede Inteligente

A ideia aplicada ao sistema de proteção apresentado na Figura 4.25 é que qualquer que seja o ponto de curto-circuito no sistema de distribuição a proteção possa identificar esse curto-circuito (seja ele de natureza temporária ou permanente) e eliminar a falta de forma segura e confiável. Para que o sistema de proteção opere corretamente a seguinte filosofia de proteção é adotada:

- 1) As funções 67/67N da subestação (r01 e r02 dos alimentadores) devem proteger todo o alimentador. Neste caso a proteção deve ser parametrizada de forma adequada considerando a presença dos geradores que podem diminuir a zona de alcance dos relés;

- 2) O único religamento efetuado no sistema para a tentativa de eliminação de faltas temporárias é realizado a partir da função 79 do relé da subestação. Neste caso é interessante definir um único religamento na curva instantânea das funções de sobrecorrente 67/67N de modo a minimizar a sobrecarga causada nos cabos da rede e reduzir o número de interrupções momentâneas dos consumidores;
- 3) Para qualquer desligamento do disjuntor da subestação os geradores distribuídos devem sair do sistema caso estejam conectados à fonte da subestação. Este procedimento evita que o sistema seja religado com os geradores conectados, o que poderia ocasionar perda de sincronismo e danificação da unidade geradora;
- 4) Para a operação ilhada dos geradores ou microrrede são definidas áreas preestabelecidas de modo que o gerador possa fornecer energia a essas áreas com níveis adequados de tensão e frequência. As setas paralelas na Figura 4.25 delimitam uma estimativa da seção do sistema que pode ser ilhada do restante do sistema sem perda de qualidade de fornecimento;
- 5) São definidas áreas de proteção para as chaves inteligentes considerando que: a) exista a minimização da corrente de alimentação dos geradores (*infeed*) devido a uma falta, isto quer dizer que é priorizada a menor quantidade de geradores possível contidos em cada área; b) minimização dos pontos de obtenção do nível de curto-circuito para a parametrização das chaves; c) aumento da confiabilidade da proteção visto que uma mesma seção pode ser protegida por várias chaves. Para o sistema da Figura 4.25 são definidas três áreas de proteção delimitadas através de linhas tracejadas. Em cada uma dessas áreas, todas as chaves devem proteger a partir do ponto onde estão instaladas até a última seção contida na área, no sentido da fonte da concessionária para as cargas. Por exemplo, na Figura 4.25 a chave  $ca_1$ -AL01 deve alcançar toda a região delimitada pela área 1 a partir de sua instalação, ou seja, proteger as seções  $s_2$  a  $s_7$ . A chave  $ca_2$ -AL01 a partir da seção  $s_3$  até  $s_5$ . Deve-se notar que não há qualquer restrição em se definir áreas com sobreposição. Entretanto, deve-se analisar a possibilidade de redução das zonas de alcance das chaves devido a quantidade de geradores que podem alimentar a falta. Neste caso a corrente de *pick-up* das chaves devem ser reduzidas para serem sensibilizadas por faltas em sua zona a um valor superior a corrente máxima de carregamento;
- 6) As funções de proteção dos relés dos geradores distribuídos são parametrizadas para alcançar as seguintes zonas de forma a garantir segurança da operação dos geradores:

- A função 50 deve proteger o gerador, o transformador de interconexão (*TG*) e alcançar até aproximadamente o ponto de *PCC*. Devido à conexão adotada para o transformador (correntes de falta envolvendo a terra do lado delta do transformador não são vistas no lado estrela) a função 50N deve proteger o transformador (lado estrela) e alcançar até o *PCC*. Fica claro que caso outra conexão do transformador de interconexão do gerador seja utilizada (estrela-estrela ou delta-delta, por exemplo) deve-se considerar a passagem ou não de correntes de terra para o lado do gerador quando uma falta ocorre nestes, incluindo ou não, respectivamente, o gerador como seção protegida da função de neutro;
  - As funções temporizadas 51/51V devem cobrir no mínimo a área do sistema relacionada à operação ilhada do gerador, o transformador de interconexão e o próprio gerador. A função 51V é uma função de sobrecorrente controlada por tensão (quanto maior a queda de tensão no relé menor a corrente de *pick-up* e portanto mais rápida a atuação da função) e é requerida para casos onde o tempo de operação da função 27 é muito lento para faltas na rede;
  - A função 67 (utilizada somente em geradores síncronos) possui o mesmo alcance das funções 51/51V no sentido do gerador para a rede (seta abaixo da função na Figura 4.26). Essa função é utilizada dependendo do ponto na rede onde é alocado o gerador e confere uma proteção extra para faltas na rede de distribuição;
  - As funções 27, 59, 81/O (sobrefrequência) e 81/U (subfrequência) monitoram tensão e frequência, respectivamente, no lado estrela-aterrado do gerador síncrono e no lado delta do gerador de indução. Essas funções são utilizadas para identificação de ilhamentos não intencionais;
  - A função 51G protege o transformador de interconexão contra faltas envolvendo a terra do lado estrela;
- 7) As chaves alocadas nos ramais dos geradores distribuídos ( $ca_{12}$ -AL01,  $ca_{13}$ -AL01 e  $ca_{07}$ -AL02 do sistema da Figura 4.25) são responsáveis pela proteção de toda a área delimitada pela condição de ilhamento intencional dos geradores. Em particular para geradores de indução as chaves também protegem os transformadores de interconexão ( $ca_{07}$ -AL02).

### 4.3.2.2 Lógica de Atuação da Proteção

A filosofia descrita na última seção define aspectos importantes da proteção das redes e possibilita que o sistema de proteção cumpra os objetivos da filosofia geral de proteção apresentadas na seção 4.2.1.1. Adicionalmente, é necessário que a rede possua um sistema de automação com capacidade para transmitir as informações de monitoramento da rede em tempo real, tais como, informações das chaves inteligentes, estado dos disjuntores e funções de proteção dos geradores distribuídos. Essas informações são importantes e necessárias para que os operadores possam diagnosticar a falta e restaurar o sistema de forma segura.

Baseado na filosofia de proteção adotada no sistema e na lógica de operação das chaves e funções de proteção da rede e geradores distribuídos os seguintes casos de faltas são exemplificados bem como a atuação esperada da proteção da rede da Figura 4.25:

*Caso 1:* Falta temporária na seção  $s_2$  com o sistema nas seguintes condições de operação: todos os geradores conectados à rede, todas as chaves fechadas exceto a chave  $ca_{12}$ .

Neste caso o relé  $r01$  deve sentir a corrente de falta através das funções de sobrecorrente e enviar *trip* para o disjuntor  $d_1$ -AL01 abrir. Com a abertura do disjuntor os geradores do alimentador AL01 devem ser desconectados do sistema. Provavelmente o gerador GD2 será desconectado devido à condição de ilhamento através das funções 59/27 e 81U. Ainda pode ocorrer que antes mesmo da abertura do disjuntor, GD1 seja desconectado pela proteção de interconexão do gerador devido à corrente de falta sensibilizar as funções de sobrecorrente e subtensão. As chaves  $ca_1$ -AL01 e  $ca_{12}$ -AL01 também devem sentir a corrente de falta na seção  $s_2$  e enviar um sinal para o centro de operação. Após o tempo de religamento ser atingido o disjuntor é fechado através da função 79 e a falta é eliminada. Com a informação de  $ca_1$  e  $ca_{12}$  o operador pode identificar a seção de falta e sabendo do fechamento do disjuntor chegar à conclusão de que se trata de uma falta temporária. Com esta informação o operador pode emitir um despacho para os geradores distribuídos autorizando sua reconexão ao sistema sem maiores problemas.

*Caso 2:* Falta permanente na seção  $s_8$  com o sistema na mesma condição que o caso 1.

Novamente o relé  $r01$  deve sentir a corrente de falta bem como as chaves  $ca_7$  e  $ca_{13}$ . Observe que as chaves  $ca_1$  e  $ca_5$  não devem sentir a corrente devido serem parametrizadas para alcançarem até a seção  $s_6$  no tronco do alimentador AL01. O disjuntor é aberto pelo relé  $r01$  e os geradores GD1 e GD2 devem ser desconectados ou pela proteção de ilhamento ou

por sobrecorrente. O disjuntor é religado e a falta persiste. Neste momento a chave  $ca_7$  deve sentir novamente a corrente de falta juntamente com o relé  $r01$  da subestação e o disjuntor é novamente aberto permanentemente. O operador então tem a informação de que as chaves  $ca_7$  e  $ca_{13}$  atuaram e a partir de sua experiência identificar a seção  $s_8$  como provavelmente faltosa. O operador então deve enviar um comando remoto para as chaves  $ca_7$ ,  $ca_8$  e  $ca_{11}$  abrirem e isolarem a seção sob falta e avisar as equipes de reparo para se dirigirem na localização da seção  $s_8$ . O procedimento de manobra das chaves deve ser rápido, visto que, todos os consumidores que não possuem geradores estão sem energia. Depois de isolada a seção sob falta o disjuntor da subestação é religado e o procedimento de restauração das partes desenergizadas do sistema é iniciada. Neste caso o gerador GD1 pode ser reconectado ao sistema sem problemas, visto que a falta foi isolada pela chave  $ca_7$ . Devido a isolação da seção  $s_8$  os consumidores conectados aos transformadores  $TF_5$ ,  $TF_6$  e  $TF_7$  estão sem energia. Para restaurar os consumidores de  $TF_5$  e  $TF_6$  antes do reparo de  $s_8$  é necessário avaliar a possibilidade de reconexão do gerador GD2 ao sistema de modo que as cargas sejam alimentadas com tensões e frequências adequadas. As cargas conectadas em  $TF_7$  podem ser restauradas rapidamente através do fechamento da chave  $ca_{12}$ . Após o reparo da seção  $s_8$  e considerando que as cargas de  $TF_5$  e  $TF_6$  foram alimentadas pelo gerador GD2 durante o reparo, o sistema voltará a sua condição normal através dos seguintes procedimentos: a chave  $ca_{12}$  deve ser aberta e as chaves  $ca_8$  e  $ca_{11}$  fechadas. A microrrede delimitada pela área 2 é então formada e pode operar através do gerador GD2. Finalmente a chave  $ca_7$  pode ser fechada e a microrrede reconectada ao sistema da concessionária.

*Caso 3:* Neste caso a seção  $s_1$  está em manutenção e existem duas microrredes correspondentes às áreas 1 e 2 formadas pelos geradores GD1 e GD2, ou seja, as chaves  $ca_1$ ,  $ca_7$  e  $ca_{12}$  estão abertas.

Com essa configuração somente as cargas de  $TF_1$  estão desenergizadas. Para faltas em qualquer uma das microrredes formadas a proteção de interconexão dos geradores deve atuar e retirar o gerador imediatamente do sistema. Considerando que a rede é responsabilidade da concessionária a operação deve tomar as providências para o reparo da seção afetada. Um procedimento seria tentar religar o gerador à microrrede para verificar se a falta é temporária. Se sim, o gerador continuaria conectado sem problemas. Caso a falta seja permanente equipes de reparo devem ser enviadas. Se por exemplo, ocorre uma falta permanente na seção  $s_{12}$ , as chaves  $ca_{11}$  e  $ca_{13}$  devem sentir a corrente de falta e enviar sinal de suas atuações para o centro de operação. Esta informação pode ser utilizada para

diagnosticar que a falta está dentro da área 2, provavelmente na seção  $s_{12}$ . Note que a chave  $ca_7$  não sente a corrente de falta, devido ela estar aberta. Para faltas permanentes nas seções  $s_8$ ,  $s_9$  e  $s_{11}$  a localização precisa da falta se tornaria difícil devido somente a chave  $c_{13}$  ser sensibilizada. A operação, então descartaria a existência de faltas nas seções  $s_{10}$  e  $s_{12}$ , baseado na não atuação das chaves  $ca_{10}$  e  $ca_{11}$ , e concentraria as equipes de manutenção somente nas seções  $s_8$ ,  $s_9$  e  $s_{11}$ .

Os casos de falta apresentados, ilustram algumas situações em que a partir dos alarmes dos dispositivos da rede é possível diagnosticar, localizar e isolar a falta de maneira rápida e precisa. Considere agora uma rede de grande porte, onde existem vários geradores alocados operando de diversas maneiras possíveis em horários diversos (horário de pico por exemplo). É esperado que a operação da rede torne-se bastante complexa, principalmente se os benefícios dos geradores distribuídos forem considerados (operação em microrrede e auxílio na restauração). Neste sentido, é interessante e adequado que metodologias sejam desenvolvidas para auxiliar os operadores a executar o diagnóstico de faltas na rede, dando apoio a decisão de restauração do sistema de forma segura e confiável mesmo com grande penetração de geradores distribuídos.

### 4.3.3 Modelo Matemático para a Rede Inteligente

O modelo matemático para a rede inteligente é dividido em duas partes da mesma forma como foi desenvolvido o modelo para subestações. Trata-se de uma extensão deste modelo, considerando que as equações dos estados esperados das chaves inteligentes e das funções de proteções dos relés dos geradores distribuídos são incorporadas ao modelo da subestação. O modelo de programação binária irrestrita também é estendido contemplando o os estados esperados dos dispositivos da rede.

A equação genérica para as chaves seccionadoras inteligentes é obtida com base na Regra 5.2 (seção 4.2.1.4), considerando o mesmo princípio de atuação da função de sobrecorrente direcional 67. No caso das chaves o nó de referência é dado pelo ponto de alocação da chave. Assim a equação genérica para qualquer chave inteligente é dada por:

$$ca^{I>E} = \underset{j \in J_{ca}}{\text{MAX}} \left\{ s_j \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{k \in \Omega ca^j} ca_k^A \right) \right] \right\} \quad (4.47)$$

Sendo:

- $ca^{I>E}$  : Estado esperado da função de sobrecorrente da chave  $ca$ ; (1-estado esperado atuado, 0-não atuado).
- $ca^{I>A}$  : Alarme da função de sobrecorrente da chave  $ca$ ; (1-atuado, 0-não atuado);
- $ca_k^A$  : Estado da chave inteligente  $k$ ; (1-aberta, 0-fechada);
- $J_{ca}$  : Conjunto de índices das seções protegidas pela chave  $ca$ ;
- $\Omega ca^j$  : Conjunto de índices de chaves seccionadoras pertencentes ao caminho de circuito entre o nó de referência e a seção  $j$ ;

As seções protegidas  $s_j$  são modeladas considerando trechos de circuito como apresentado na Figura 4.25, geradores distribuídos e transformadores de interconexão dos geradores.

A equação genérica para as funções de sobrecorrente dos geradores 50, 50N, 51, 51V e 67 é obtida baseada nas regras 5.1 e 5.2. Aqui, o nó de referência considerado é o TC do relé cuja função de proteção está sendo considerada no equacionamento. Desta forma a equação genérica para os relés de sobrecorrente da interconexão dos geradores é dada por:

$$f_{fp}^r = \underset{j \in J_{fp}^r}{\text{MAX}} \left\{ s_j \times \left[ 1 - \text{ORC} \left( \sum_{\substack{k1 \in \Omega_{fp}^{j,r} \\ k2 \in \Omega d_{fp}^{j,r}}} ca_{k1}^A + da_{k2}^A \right) \right] \right\} \times \left[ 1 - \text{ORC} (pvcc^{rA} + pvca^{rA} + aud^{rA}) \right] \quad (4.48)$$

Sendo:

- $da_k^A$  : Estado do disjuntor  $k$ ; (1-aberto, 0-fechado);
- $\Omega_{fp}^{j,r}$  : Conjunto de índice(s) de chave(s) inteligente(s) conectada(s) ao caminho de circuito entre o nó de referência (TC) da função  $fp$ -relé  $r$  e a seção  $j$ ;
- $\Omega d_{fp}^{j,r}$  : Conjunto de índice(s) de disjuntor(es) conectado(s) ao caminho de circuito entre o nó de referência (TC) da função  $fp$ -relé  $r$  e a seção  $j$ ;

Para que o modelo matemático proposto em nível de subestações seja estendido à rede é necessário considerar que várias funções de proteção alocadas na subestação podem proteger partes da rede. Para estas funções é necessário incluir em suas equações os caminhos

de circuito referentes ao alimentador. Isto pode ser feito facilmente incluindo o termo entre colchetes da equação (4.47) como um produto nos termos referentes às seções do alimentador nas equações genéricas das funções de proteção da subestação.

A partir da equação (4.45) o modelo de programação binária estendido para a rede é escrito matematicamente como:

$$\text{Min } E = k1 \times \left( \underbrace{\sum_{i=1}^{nf} Co_i}_{\text{Subestação}} + \underbrace{\sum_{i=1}^{nfGD} Co_i + \sum_{i=1}^{nca} Co_i}_{\text{Rede}} \right) + k2 \times \left( \underbrace{\sum_{i=1}^{nf} In_i}_{\text{Subestação}} + \underbrace{\sum_{i=1}^{nfGD} In_i + \sum_{i=1}^{nca} In_i}_{\text{Rede}} \right) + k3 \times \left( \sum_{i=1}^{ns} s_i \right) \quad (4.49)$$

Sendo:

$nfGD$  : Número total de funções de proteção de interconexão dos geradores distribuídos;

$nca$  : Número de chaves seccionadoras inteligentes.

Deve-se observar que o último termo da equação (4.49) considera todas as seções do sistema, ou seja, seções da subestação e também dos alimentadores.

Os termos  $Co_i$  e  $In_i$  são calculados da mesma forma como apresentado na seção 4.2.2. A Tabela 4.4 apresenta as regras para calcular esses termos considerando as chaves inteligentes.

Tabela 4.4 – Regras para obtenção de  $Co_i$  e  $In_i$  para as chaves inteligentes.

$ca_i^{I > A}$	$ca_i^{I > E}$	$Co_i$	$In_i$
0	0	0	0
0	1	0	1
1	0	1	1
1	1	0	0

Fonte: Dados do próprio autor.

Os termos  $Co_i$  e  $In_i$  para as funções de proteção dos geradores são calculados considerando as regras da Tabela 4.3.

## Capítulo 5

---

# 5 Algoritmo Genético Dedicado para Solução do Problema de Diagnóstico de Faltas

Neste capítulo é apresentado o AG proposto para resolver o problema de diagnóstico de faltas através da resolução do modelo de programação binária apresentado no capítulo 4. Todos os detalhes referentes à codificação, operadores de seleção, recombinação, mutação e critério de parada são apresentados e discutidos.

### 5.1 Introdução

Algoritmos genéticos são procedimentos computacionais estocásticos cujos métodos de busca modelam os fenômenos biológicos de herança genética e seleção natural (MICHALEWICZ, 1996). Um AG trabalha com um conjunto de indivíduos (soluções codificadas) que constituem uma população. Cada um desses indivíduos é conhecido como cromossomo e cada bit do cromossomo denomina-se gene. Do ponto de vista evolutivo, o AG baseia-se na sobrevivência dos indivíduos mais bem adaptados ou que apresentem melhores funções de adaptação/objetivo. Essa evolução, partindo-se de uma população inicial que é submetida aos operadores genéticos seleção, recombinação e mutação, possibilita o surgimento de melhores configurações levando às possíveis soluções ótimas para o problema.

Na formulação clássica do algoritmo genético a recombinação, por ser mais agressiva, é a operação fundamental e a mutação é considerada secundária. Uma vez definida a seleção, escolhe-se um par de configurações com direito a gerar descendentes e este par é submetido ao processo de recombinação baseado na probabilidade de recombinação ou taxa de recombinação para gerar dois novos descendentes através da troca de cadeias de genes. Se a recombinação ocorrer, cada um desses novos descendentes será composto de cadeias de genes dos pais. Por outro lado, o processo de mutação exerce uma influência especial no AG, pois ajuda evitar o problema de mínimo local (convergência prematura). A mutação introduz pequenas variações nos cromossomos de modo a explorar novas zonas de vizinhança no espaço de busca do problema. Assim como a recombinação, a ocorrência ou não de mutação é dependente da probabilidade de mutação ou taxa de mutação. A operação de mutação no AG termina com a obtenção da nova geração da população que será submetida novamente aos operadores genéticos até que a evolução da população possa alcançar a(s) solução(ões) para o problema considerado ou em outras palavras um critério de parada seja satisfeito e o AG termine. Mais detalhes sobre a teoria fundamental de algoritmos genéticos pode ser encontrada em Goldberg (1989) e Michalewicz (1996).

## **5.2 Algoritmo Genético Proposto**

O diagnóstico de faltas em tempo real possui como característica fundamental o compromisso entre rapidez e eficiência computacional. Todas as estruturas computacionais implementadas para obtenção do diagnóstico devem ser projetadas não somente do ponto de vista de eficiência computacional (diagnóstico correto e o mais preciso possível), mas também de rapidez e robustez de modo que a metodologia seja adequada para lidar com qualquer conjunto de alarmes e produzir o diagnóstico o mais rápido possível para que o operador realize a tomada de decisões para a restauração do sistema. O grande desafio é desenvolver uma metodologia, com estrutura simples o suficiente para ser rápida e robusta e ao mesmo tempo apresentar certo grau de sofisticação capaz de resolver adequadamente o problema.

Devido a simplicidade de implementação, robustez e tempo de processamento reduzido para resolução de problemas de otimização, os algoritmos genéticos apresentam-se como uma técnica de solução bastante atraente, sendo dentre os métodos de otimização a técnica mais utilizada, como pode ser notado através da Figura 2.2. Apesar dessas características, sua maior desvantagem é a quantidade de parâmetros necessária para serem calibrados especialmente em implementações do AG clássico modificado (LEÃO; PEREIRA;

MANTOVANI, 2009; WEN; CHANG, 1998). Além disso, devido os parâmetros serem calibrados através de tentativas e erros, para sistemas de grande porte juntamente com o expressivo número de parâmetros, tornam o processo de calibração trabalhoso e pode não garantir a generalidade do algoritmo para qualquer conjunto de alarmes.

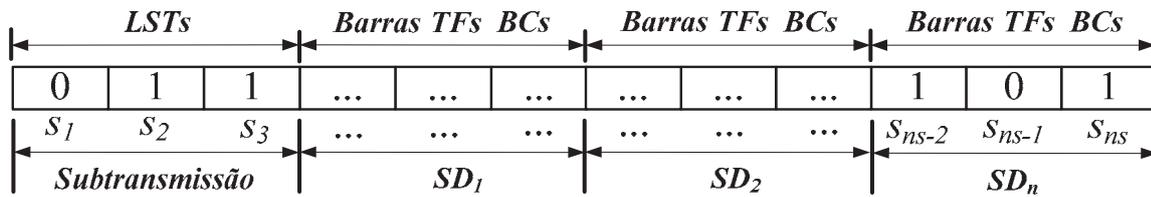
Nesta tese é proposto um novo algoritmo genético para resolver o problema de diagnóstico de faltas em tempo real. Para isso, são propostas duas codificações baseadas no diagnóstico de faltas totalmente centralizado: (1) considerando o diagnóstico de faltas somente em nível de subestação e (2) considerando o diagnóstico em nível de subestação e rede de distribuição. O algoritmo genético executa o processo de diagnóstico de faltas através da minimização do modelo de PBI em cada ciclo geracional. No processo de minimização, as hipóteses de solução factíveis são geradas baseadas na teoria de cobertura parcimoniosa. O algoritmo apresenta um critério de parada dedicado e dependente do problema, baseado na classificação de falta dos alarmes informados. As taxas de recombinação e mutação são calibradas automática e dinamicamente em cada ciclo geracional, de modo a explorar adequadamente o espaço de busca do problema. Devido essas características, o algoritmo apresenta dois parâmetros de controle para serem calibrados: quantidade de indivíduos da população e número máximo de gerações que é usado como variável de segurança caso não haja convergência do algoritmo.

Nas seções a seguir são apresentadas as características do algoritmo genético proposto bem como sua integração à metodologia final desenvolvida para o diagnóstico de faltas em tempo real.

### **5.2.1 Codificação Proposta**

A codificação proposta para o AG é baseada no diagnóstico totalmente centralizado. Para este tipo de diagnóstico um indivíduo da população é definido como um vetor binário com todas as seções do sistema. Para o diagnóstico em nível de subestação a codificação adotada é ilustrada na Figura 5.1. Para esta codificação cada gene do indivíduo da população representa o estado de cada seção do sistema (1-falta, 0-normal).

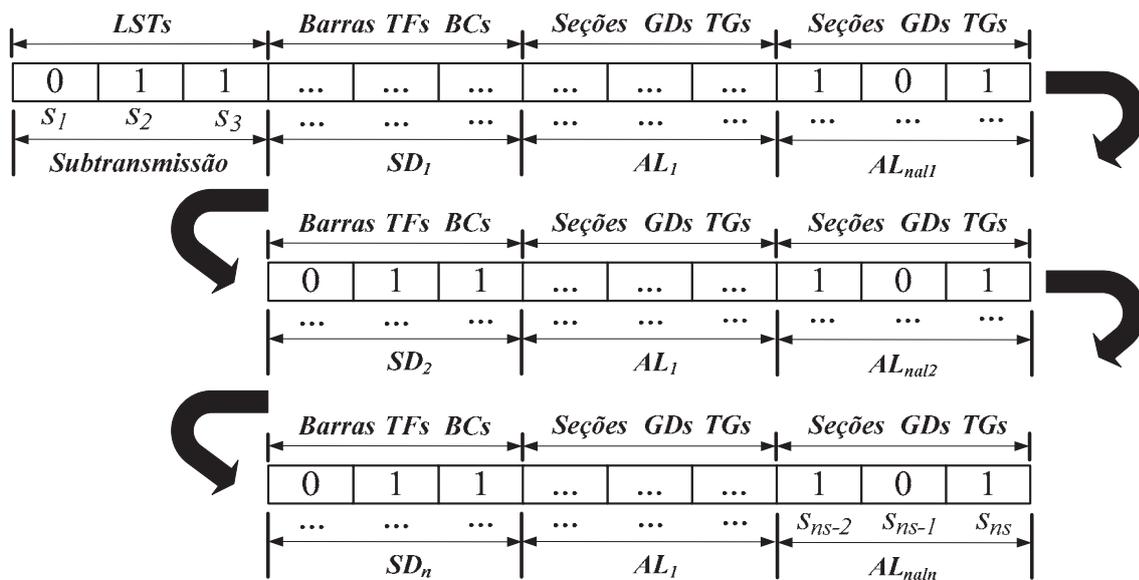
Figura 5.1 – Codificação proposta para o AG – diagnóstico totalmente centralizado em nível de subestações.



Fonte: Dados do próprio autor.

Considerando a adição da rede ao modelo matemático a codificação é expandida considerando agora todas as seções do alimentador, geradores distribuídos e transformadores de interconexão dos geradores (Figura 5.2). O leitor pode utilizar o sistema genérico da Figura 4.1 para compreender melhor a codificação proposta.

Figura 5.2 – Codificação proposta para o AG – diagnóstico totalmente centralizado incluindo os alimentadores.

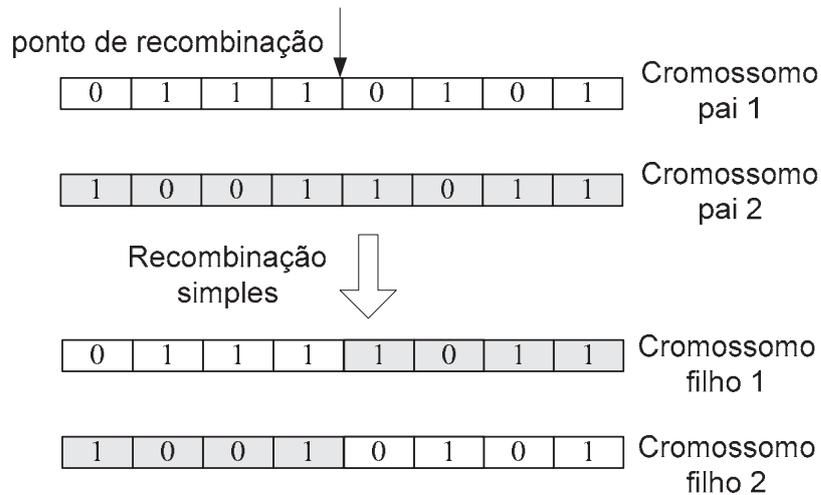


Fonte: Dados do próprio autor.

### 5.2.2 Seleção, Recombinação e Mutação

O tipo de recombinação utilizada no algoritmo é a recombinação simples (*single point crossing over*) (Figura 5.3). Neste tipo de recombinação escolhe-se aleatoriamente um ponto de recombinação e o material genético além desse ponto é trocado.

Figura 5.3 – Recombinação simples.



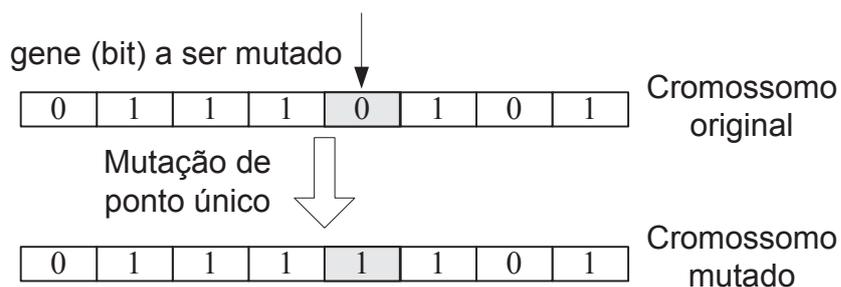
Fonte: Dados do próprio autor.

Pode-se sintetizar o mecanismo de recombinação utilizado da seguinte maneira:

- 1) Escolhem-se duas configurações candidatas à recombinação;
- 2) Gera-se um número aleatório no intervalo [0-1];
- 3) Se número aleatório < taxa de recombinação, efetua-se a recombinação. Caso contrário, passam-se as duas configurações para a fase de mutação.

O mecanismo de *mutação* proposto para o AG é do tipo de ponto único ilustrado na Figura 5.4.

Figura 5.4 – Mutação de ponto único.



Fonte: Dados do próprio autor.

Este tipo de mutação implica em escolher aleatoriamente e modificar de 0 para 1 ou vice-versa um elemento (gene) de determinada configuração. O mecanismo de mutação pode ser resumido como:

- 1) Escolhe-se de maneira aleatória uma configuração da população;
- 2) Gera-se um número aleatório no intervalo [0-1];

- 3) Se número aleatório  $<$  taxa de mutação, efetua-se a mutação. É escolhido um gene do cromossomo de forma aleatória e o estado do gene é mudado. Senão, mantém-se a configuração original.

Há muitos métodos para selecionar dois pares da população antiga, tais como seleção proporcional, seleção usando escalonamento linear, seleção usando ordenamento e seleção usando torneio. A seleção por torneio é escolhida neste trabalho porque exige pequeno esforço computacional e contorna adequadamente, por exemplo, os problemas existentes na seleção proporcional, uma vez que a seleção usando torneio não necessita dos valores das funções objetivos para designar a quantidade de descendentes de cada configuração e, além disso, não existe o problema de números de descendentes não inteiros típicos da seleção proporcional. Na seleção por torneio implementada são realizados  $np$  jogos, sendo  $np$  o tamanho da população. Em cada jogo são selecionadas, aleatoriamente, duas configurações da população corrente e escolhida aquela com o melhor valor da função de adaptação ou equivalentemente, o menor valor da função objetivo. O conjunto das melhores configurações é utilizado nos processos de recombinação e mutação do algoritmo.

### 5.2.3 Estratégia de Diversidade e Taxas de Recombinação e Mutação Propostas

A aplicação de algoritmos genéticos a problemas de minimização utilizando-se uma população inicial gerada aleatoriamente apresentam como evidência o fato de que no início do processo evolutivo a população apresenta diversidade elevada e as funções objetivos mínima e média possuem maiores valores quando comparados aos valores apresentados nas gerações finais. Desta forma, é natural que no início do processo evolutivo deva-se ter uma quantidade maior de indivíduos recombinados (maior taxa de recombinação) de forma a acelerar a convergência da população para indivíduos melhores. A exploração por ótimos locais é tomada como um processo secundário visto que as soluções iniciais possuem qualidade ruim. Desta forma, deve-se ter uma menor quantidade de indivíduos sob mutação (menor taxa de mutação).

Devido à recombinação apresentar característica agressiva (troca de pedaços de cromossomos) ela deve ser diminuída com o aumento dos ciclos geracionais. Desta forma indivíduos que possuam boa qualidade não perdem o material genético através do processo de recombinação.

Enquanto a recombinação deve ser reduzida, na fase final do processo evolutivo, a mutação deve ser aumentada de modo que os indivíduos de melhor qualidade sofram pequenas e menos agressivas modificações para que possam evoluir sem perder suas principais qualidades adquiridas. Este mecanismo equivale à exploração de regiões em torno de ótimos locais com objetivo de encontrar ótimos globais.

No processo de exploração de regiões em busca de soluções ótimas globais um algoritmo genético clássico pode apresentar atração para ótimos locais, causada pela seleção dos melhores indivíduos submetidos à recombinação e mutação. Quando é alcançado um ótimo local por um indivíduo em particular, ele permanecerá como a melhor solução por um determinado número de gerações seguintes, contribuindo em várias recombinações e distribuindo seus genes a todos os outros indivíduos. As soluções de qualidade inferior são gradualmente eliminadas pelo processo de seleção. Melhorias nas soluções não são mais possíveis quando a diversidade na população cai a níveis muito baixos, isto ocasiona a convergência prematura por uma má exploração do espaço de busca.

Desde que a evidência de saturação da população pode ser usada para identificar a ocorrência de convergência prematura, uma estratégia eficiente baseada na diversidade da população é proposta nesta tese. O mecanismo é baseado no uso da taxa de diversidade da população para controlar dinamicamente o processo evolucionário do algoritmo. A taxa de diversificação é dada por:

$$Div_{(q)} = \left(1 - \frac{Ceq}{np}\right) \times 100 \quad (5.1)$$

Sendo:

- $Div_{(q)}$  : Taxa de diversificação calculada (percentual);
- $q$  : Contador do número de gerações do AG;
- $Ceq$  : Número máximo calculado de configurações iguais;
- $np$  : Número total de indivíduos da população.

A estratégia consiste em determinar a diversidade percentual da população (percentual máximo de indivíduos diferentes em relação à população) em cada geração do algoritmo usando a equação (5.1). A partir desse parâmetro as taxas de recombinação e mutação são automática e dinamicamente calibradas baseadas na saturação da população da geração corrente. As equações das taxas de recombinação e mutação propostas são escritas como:

$$tr_{(q)} = \left( \frac{Div_{(q)}}{100} \right) \times e^{\left( \frac{Div_{(q)}}{100} - 1 \right)} \quad (5.2)$$

$$tm_{(q)} = \left( 1 - \frac{Div_{(q)}}{100} \right) \times e^{\left( \frac{Div_{(q)}}{100} \right)} \quad (5.3)$$

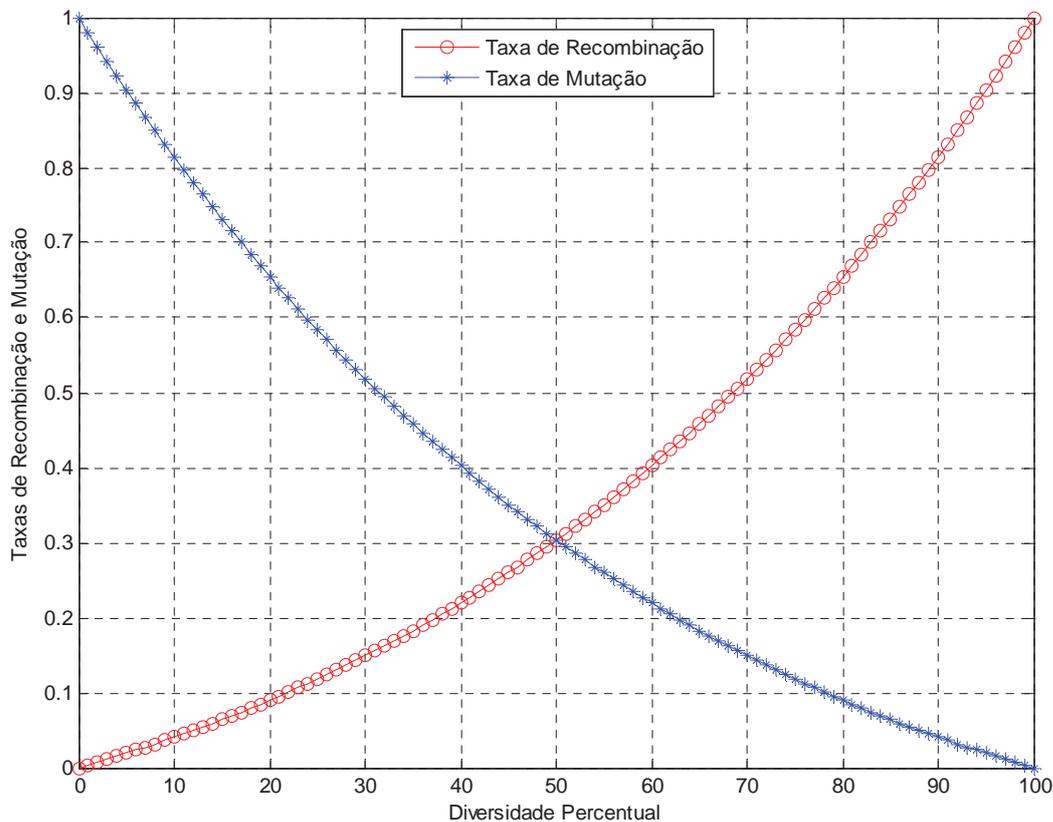
Sendo:

$tr_{(q)}$  : Taxa de recombinação variável;

$tm_{(q)}$  : Taxa de mutação variável.

Com a estratégia adotada a resposta do algoritmo a uma possível saturação da população é imediata. Assim, a diversidade da população é mantida em níveis adequados em todo o ciclo evolutivo do algoritmo e a convergência prematura é evitada. Como consequência, o algoritmo explora melhor o espaço de busca do problema. Na Figura 5.5 é ilustrado o comportamento das taxas de recombinação e mutação em função da diversidade da população.

Figura 5.5 – Comportamento das taxas de recombinação e mutação em função da diversidade da população.

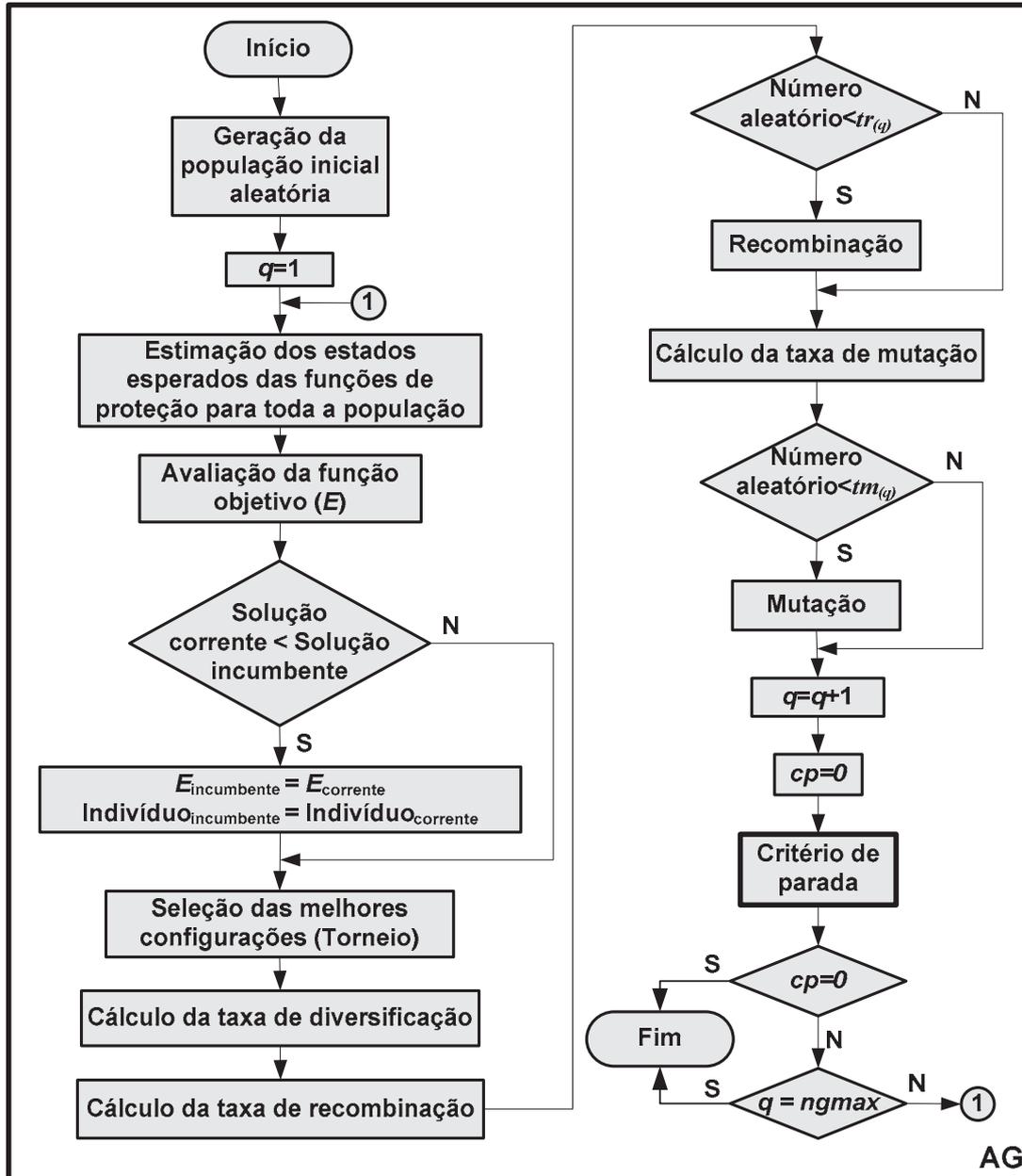


Fonte: Dados do próprio autor.

### 5.2.4 Diagrama de Blocos do AG e Critério de Parada

O diagrama de blocos do algoritmo genético proposto é ilustrado na Figura 5.6.

Figura 5.6 – Diagrama de blocos do AG. Variáveis na figura:  $cp$ : critério de parada;  $ngmax$ : número máximo de gerações usado para parar o AG em caso de não convergência (variável de segurança).

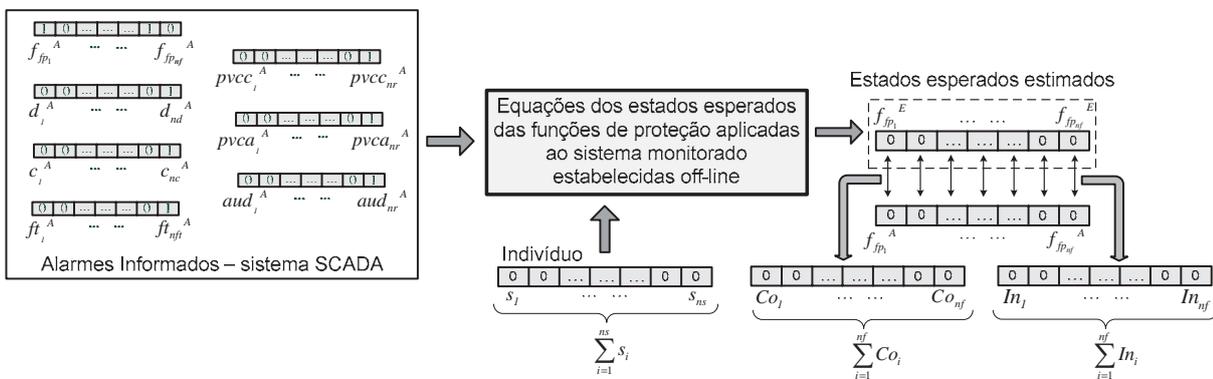


Fonte: Dados do próprio autor.

Em cada geração do AG a função objetivo deve ser avaliada para cada um dos indivíduos da população. A partir das equações dos estados esperados das funções de proteção estabelecidas para o sistema monitorado de maneira *off-line* (Figura 4.3), o procedimento para calcular as  $nf$  equações e a função objetivo em cada geração considerando somente a subestação (Figura 5.1) é como segue (Figura 5.7):

- 1) Os estados das  $nf$  equações dos estados esperados das funções de proteção são estimados para cada indivíduo da população substituindo em cada equação o estado das seções e os alarmes informados pelo sistema SCADA;
- 2) Com cada uma das  $nf$  equações estimadas, todos os  $In_i$  são calculados através da equação (4.46),  $Co_i$  a partir da Tabela 4.3 e finalmente a função objetivo  $E$  é avaliada usando (4.45).

Figura 5.7: Estimação dos estados esperados das funções de proteção e obtenção dos termos da função objetivo em nível de subestação.  $nd$ -número total de disjuntores;  $nc$ -número total de chaves seccionadoras;  $nft$ -número total de funções de transferência de proteção;  $nr$ -número total de relés do sistema.

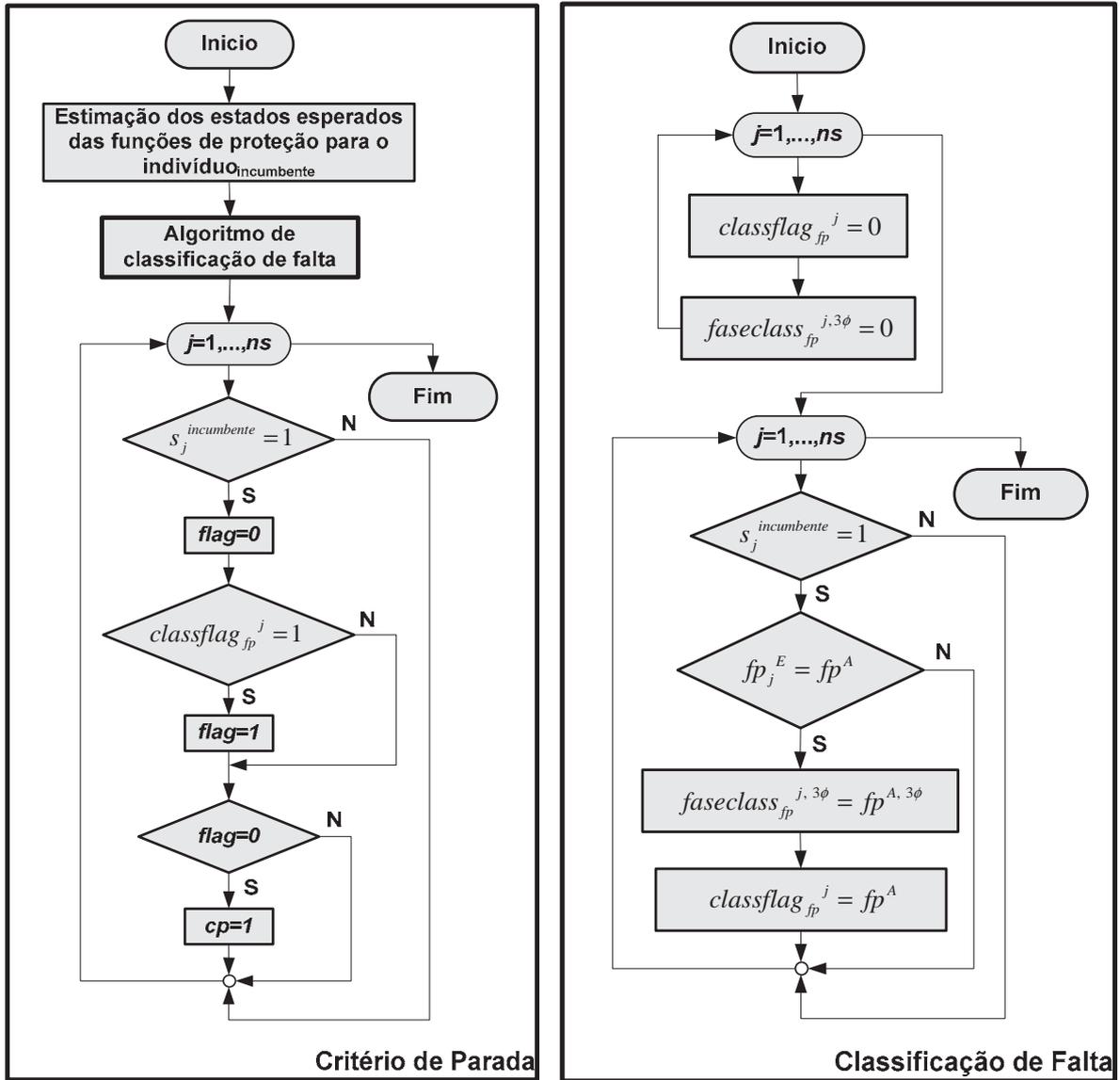


Fonte: Dados do próprio autor.

A ideia central do critério de convergência proposto, ilustrado na Figura 5.8(a), é a utilização do algoritmo de classificação de faltas ilustrado na Figura 5.8(b). Esta ideia confere originalidade ao algoritmo porque o critério de parada explora as características do modelo matemático de operação do sistema de proteção proposto. Além disso, algoritmos genéticos tradicionais quase sempre utilizam parâmetros como número máximo de iterações, saturação da população ou estimativas com base em erros para definir o critério de convergência.

O primeiro passo para a verificação da convergência é a estimativa dos estados esperados das funções de proteção para o indivíduo incumbente (melhor) da geração corrente. Os estados esperados estimados são utilizados pelo algoritmo de classificação de faltas para classificar o tipo de falta (monofásica, bifásica, trifásica, envolvendo a terra ou não) para aquela solução encontrada.

Figura 5.8 – Diagrama de blocos - (a) critério de parada e (b) algoritmo de classificação de faltas.



(a)

(b)

Fonte: Dados do próprio autor.

No algoritmo de classificação de faltas, para cada seção sob falta para a solução incumbente ( $s_j^{incumbente} = 1$ ), é comparado o termo da equação do estado esperado da função de proteção referente à seção  $j$ , ou seja,  $fp_j^E$ , com seu respectivo alarme  $fp^A$  (segundo bloco condicional da Figura 5.8(b)). A ideia é associar o alarme atuado de determinada função de proteção diretamente ao termo da equação de estado esperado da mesma função que também foi calculado como unitário. Quando o termo referente à seção  $j$  da equação de estado esperado da função  $fp$  é igual ao alarme da mesma função e ambos são iguais a 1, então se

pode concluir que a falta na seção  $j$  está associada à atuação da função  $fp$ . Em outras palavras, pode-se afirmar que o alarme da função  $fp$  é causado pela falta na seção  $j$ .

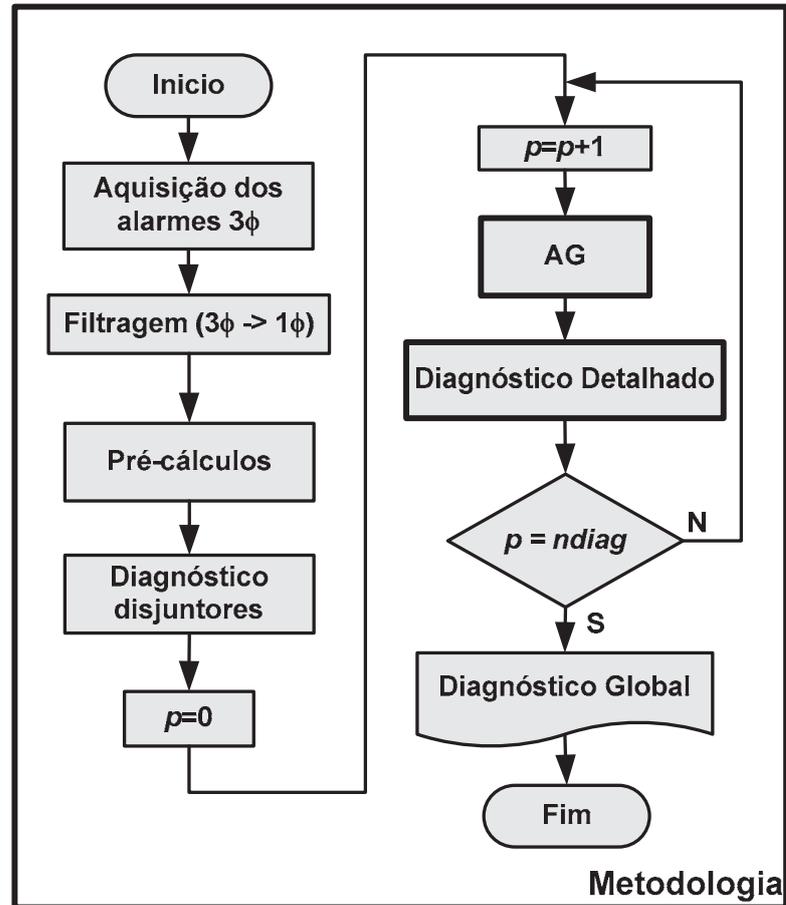
As variáveis  $faseclass_{fp}^{j, 3\phi}$  e  $classflag_{fp}^j$  somente são atualizadas se a condição mencionada no parágrafo anterior é verdadeira. A primeira é atualizada com os alarmes trifásicos da função de proteção  $fp^{A, 3\phi}$  (fases  $a$ ,  $b$ ,  $c$  e  $N$ ) que será utilizado para a classificação da falta. É considerado que os alarmes trifásicos das funções de proteção dos relés digitais estejam disponíveis no sistema SCADA e são utilizados para a classificação do tipo de falta considerando as atuações de cada fase, como discutido na seção 4.2.1.2.1. Computacionalmente a classificação do tipo de falta é feita através da comparação das fases da função atuada de modo a identificar o tipo de falta associada à seção  $j$ . Por exemplo, tem-se  $faseclass_{50}^{j, a} = faseclass_{50N}^{j, N} = 1$  e  $faseclass_{50}^{j, b} = faseclass_{50}^{j, c} = 0$  implica em um curto-circuito do tipo fase  $a$  envolvendo a terra, ocorrido na seção  $j$ .

Por outro lado a variável  $classflag_{fp}^j$  é utilizada no critério de parada para verificar se o alarme da função  $fp$  está associado com alguma seção  $j$  sob falta da solução incumbente. Quando o alarme da função de proteção  $fp$  é associado a uma seção  $j$  com falta então  $classflag_{fp}^j = 1$  (Figura 5.8(b)). Quando todos os alarmes estão associados às seções pertencentes ao indivíduo incumbente, ou seja, todos os alarmes podem ser explicados e, portanto, associados a todas as seções, então a variável  $flag$  (Figura 5.8(a)) será 1 para todas as seções diagnosticadas com falta. Logo o terceiro bloco condicional da Figura 5.8(a) será sempre falso e a variável  $cp$  será nula causando o término do algoritmo genético. A variável de segurança  $ngmax$  é utilizada para parar o AG caso o critério de convergência não seja satisfeito após  $ngmax$  gerações.

### 5.2.5 Integração do AG a Metodologia

O diagrama de blocos ilustrando a integração do AG a metodologia é apresentado na Figura 5.9. A seguir são detalhados cada um dos passos implementados.

Figura 5.9 – Diagrama de blocos da metodologia implementada. Variáveis na figura:  $p$ : contador de diagnósticos;  $ndiag$ : número máximo de diagnósticos.



Fonte: Dados do próprio autor.

### 5.2.5.1 Aquisição e Filtragem de Alarmes

A aquisição dos alarmes deve ser feita em uma janela de tempo considerando o sistema na situação pré-falta e pós-falta. Considerando os dois tipos de faltas que podem ocorrer nos sistemas de distribuição como temporária e permanente pode-se definir uma estratégia para a aquisição conveniente dos alarmes que serão informados à metodologia. Desde que o estado dos dispositivos de manobra, como chaves seccionadoras na subestação e na rede estão em seus estados finais (aberto ou fechado) no momento da falta estes são facilmente obtidos a partir do sistema SCADA. Desta forma, a estratégia para aquisição dos alarmes imediatamente após a ocorrência da falta é baseada na aquisição do estado dos alarmes de relés, disjuntores e chaves inteligentes alocadas na rede. Considerando a ocorrência de uma falta temporária no sistema de distribuição, que não existe falha da proteção e que a função de religamento deva efetuar somente um religamento, tem-se a seguinte sequência de eventos:

- 1) Situação pré-falta – sistema em condições normais de operação;
- 2) Ocorrência da falta;
- 3) Algumas chaves inteligentes alocadas na rede sentem a corrente de falta (metodologia deve iniciar a aquisição dos alarmes a partir deste evento);
- 4) A função de sobrecorrente da subestação e/ou do(s) gerador(es) distribuído(s) atua(m);
- 5) O disjuntor da subestação abre e/ou o(s) disjuntor(es) do(s) gerador(es) distribuído(s) abre(m) desconectando-o(s) do sistema (devido a sobrecorrente ou ilhamento);
- 6) A função de religamento da subestação atua;
- 7) O disjuntor da subestação fecha;
- 8) Falta eliminada;
- 9) Situação pós-falta (todos os alarmes estão em seus estados finais, a aquisição está terminada e a metodologia inicia a filtragem).

Para uma falta permanente tem-se:

- 1) Situação pré-falta – sistema em condições normais de operação;
- 2) Ocorrência da falta;
- 3) Algumas chaves inteligentes alocadas na rede sentem a corrente de falta (metodologia deve iniciar a aquisição dos alarmes a partir deste evento);
- 4) A função de sobrecorrente da subestação e/ou do(s) gerador(es) distribuído(s) atua(m);
- 5) O disjuntor da subestação abre e/ou o(s) disjuntor(es) do(s) gerador(es) distribuído(s) abre(m) desconectando-o(s) do sistema (devido a sobrecorrente ou ilhamento);
- 6) A função de religamento da subestação atua;
- 7) O disjuntor da subestação fecha;
- 8) Algumas chaves inteligentes alocadas na rede sentem a corrente de falta;
- 9) A função de sobrecorrente da subestação atua;
- 10) O disjuntor da subestação abre;
- 11) Falta eliminada;
- 12) Situação pós-falta (todos os alarmes estão em seus estados finais, a aquisição está terminada e a metodologia inicia a filtragem).

A aquisição dos alarmes de atuação de chaves inteligentes e relés é considerada a partir da primeira vez que estes dispositivos atuam. Desta forma, mesmo que algumas chaves não atuaram após a saída dos geradores, elas devem ser consideradas caso atuaram, antes da saída. O mesmo procedimento é adotado para os relés. Para a aquisição dos alarmes de

disjuntores deve ser considerado somente seu estado final, ou seja, eventos 7) e 10) para as faltas temporárias e permanentes, respectivamente.

O modelo matemático de operação do sistema de proteção utiliza os alarmes monofásicos para a estimação das equações dos estados esperados das funções de proteção. Por isso é necessário que os alarmes trifásicos sejam filtrados e transformados em monofásicos. Esta filtragem é feita através da função lógica OR. A função OR é aplicada para cada conjunto de alarmes trifásicos de determinada função, e sempre que pelo menos uma fase estiver atuada então o alarme monofásico para esta função é considerado atuado. Os alarmes trifásicos também são armazenados para utilização no algoritmo de classificação de falta (Figura 5.8(b)).

### 5.2.5.2 Pré-cálculos e Diagnóstico dos Disjuntores

Devido diversas funções protegerem seções em comum é possível que alguns termos sejam iguais para diferentes funções de proteção. Para que esses termos não sejam calculados várias vezes, desenvolveu-se um algoritmo de pré-cálculo (bloco pré-cálculos da Figura 5.9) responsável por estimar todos os termos repetidos além de efetuar os cálculos de  $ORC(x)$  para todas as equações.

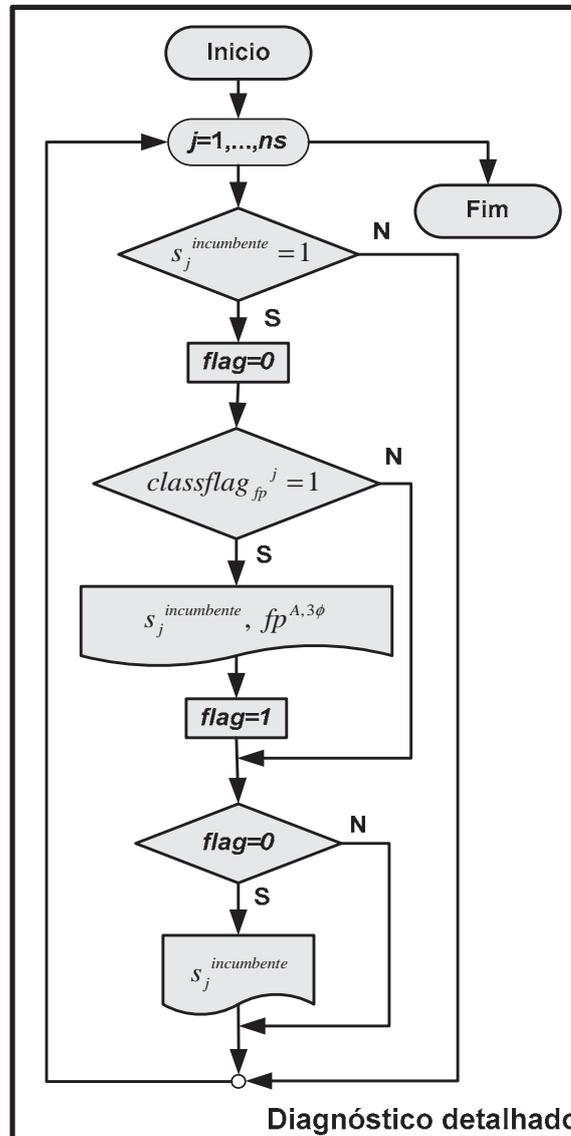
O diagnóstico dos disjuntores é efetuado baseado na Regra 4 (seção 4.2.1.4) e na informação de qual função da proteção atuou sobre o disjuntor diagnosticado. São definidos três estados para os disjuntores: -1 em manutenção, 1 falha e 0 normal. Deve-se observar que no modelo matemático utilizam-se somente os dois últimos estados para os cálculos. O primeiro estado é definido para diferenciar entre manutenção ou não, sendo utilizado somente para a produção do diagnóstico.

### 5.2.5.3 Diagnóstico Global e Detalhado

Uma característica importante da metodologia proposta é sua capacidade de realizar diversos diagnósticos de forma rápida e eficientemente considerando a mesma situação de falta. Desta forma, o operador pode definir a quantidade de diagnósticos que a ferramenta vai produzir para determinada situação de falta. Quando a ferramenta termina todos os *ndiag* diagnósticos eles são agrupados de forma coerente, apresentando para o usuário todas as seções que possivelmente estejam sob falta, considerando todas as soluções finais encontradas pelo AG. As seções sob falta, as classificações de faltas e quais alarmes de funções de relés

estão associados a quais seções são apresentadas para cada  $p$  diagnóstico através do algoritmo de diagnóstico detalhado, ilustrado na Figura 5.10.

Figura 5.10 – Algoritmo de diagnóstico detalhado.



Fonte: Dados do próprio autor.

O algoritmo de diagnóstico detalhado utiliza a variável  $classflag_{fp}^j$  para verificar se cada uma das seções incubentes é uma solução válida (classificação de falta). Para cada solução válida e, portanto, correta, o algoritmo de diagnóstico detalhado imprime para o operador: (1) a seção sob falta; (2) o alarme associado à seção e a fase envolvida. Caso a solução não seja válida ou  $classflag_{fp}^j = 0$  para todas as funções de proteção, então a variável  $flag$  será 0 e o algoritmo imprime qual seção é incorretamente diagnosticada.

Portanto, para qualquer situação de falta a metodologia é capaz de realizar o autodiagnóstico, ou seja, informar ao operador se a solução produzida está correta ou não. Esta característica é importante porque permite ao operador ter a certeza se a metodologia alcançou um diagnóstico correto ou não, e se é necessário realizar mais simulações para a tomada de decisão.



## Capítulo 6

---

### 6 Testes e Resultados

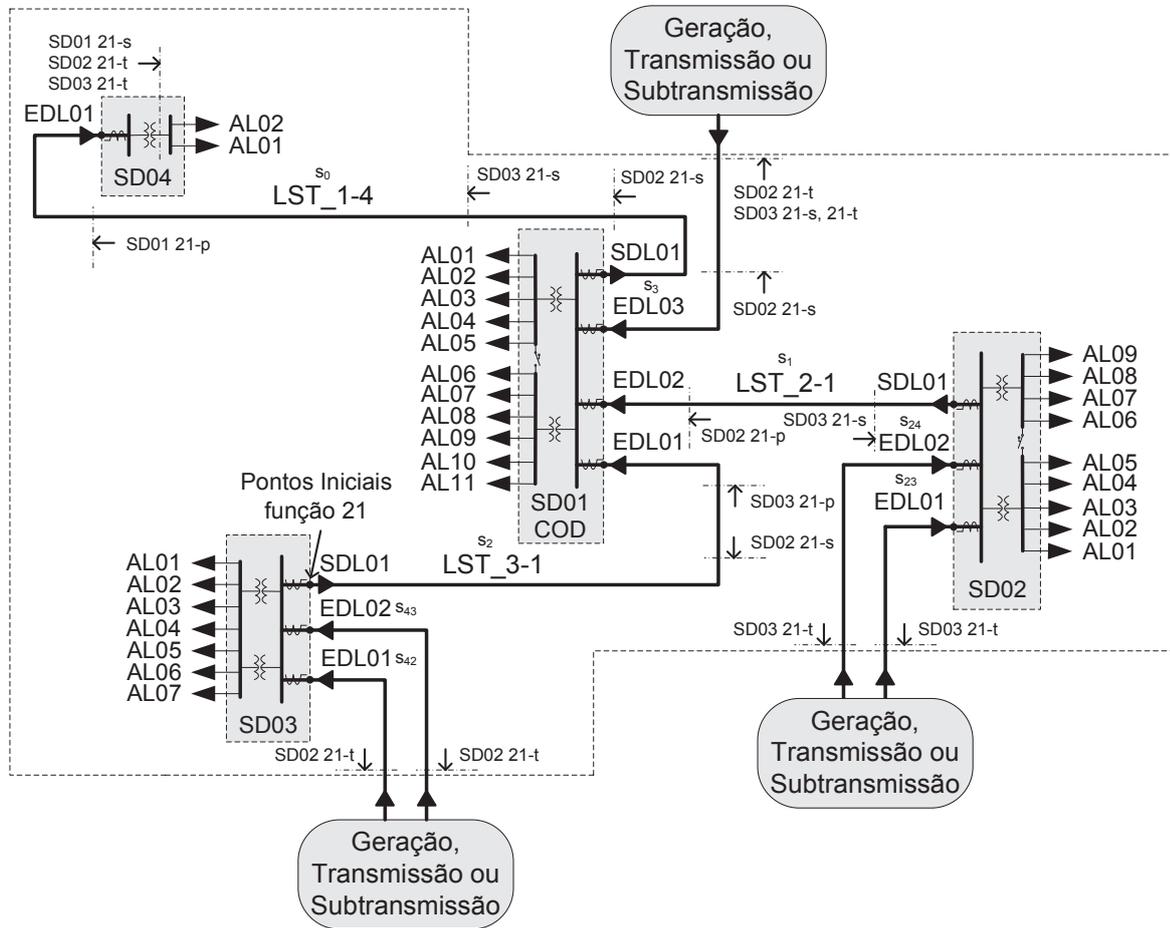
Neste capítulo são apresentados os testes e resultados para a metodologia aplicada a um sistema teste composto de 4 subestações interligadas. O capítulo é dividido em duas partes principais. A primeira discute sobre os resultados alcançados para o sistema considerando o diagnóstico em nível de subestações ou seja considerando os alimentadores como um seção única. Nesta parte é proposta uma técnica para gerar os alarmes probabilisticamente de modo a testar de forma coerente e eficiente a metodologia. Na segunda parte do capítulo, a metodologia é utilizada para o diagnóstico de faltas considerando a incorporação das redes de distribuição sob o novo paradigma de proteção proposto no capítulo 4. São empregados 5 casos de falta gerados manualmente considerando 7 alimentadores para testar e validar a metodologia.

#### 6.1 Diagnóstico em Nível de Subestações

O sistema elétrico utilizado para testar a metodologia em nível de subestações é ilustrado na Figura 6.1. Trata-se de um sistema composto de 4 subestações de distribuição interligadas por um sistema de subtransmissão em anel com 3 barras de geração, transmissão ou subtransmissão que podem fornecer energia para as subestações cujos diagramas unifilares são ilustrados na Figura 6.2, Figura 6.3, Figura 6.4 e Figura 6.5, respectivamente. O COD está situado na subestação 01 e monitora remotamente de forma centralizada toda a área do

sistema delimitada pela linha pontilhada. Esta área delimita a aplicação da metodologia para o diagnóstico de faltas das subestações e sistema de subtransmissão de forma centralizada.

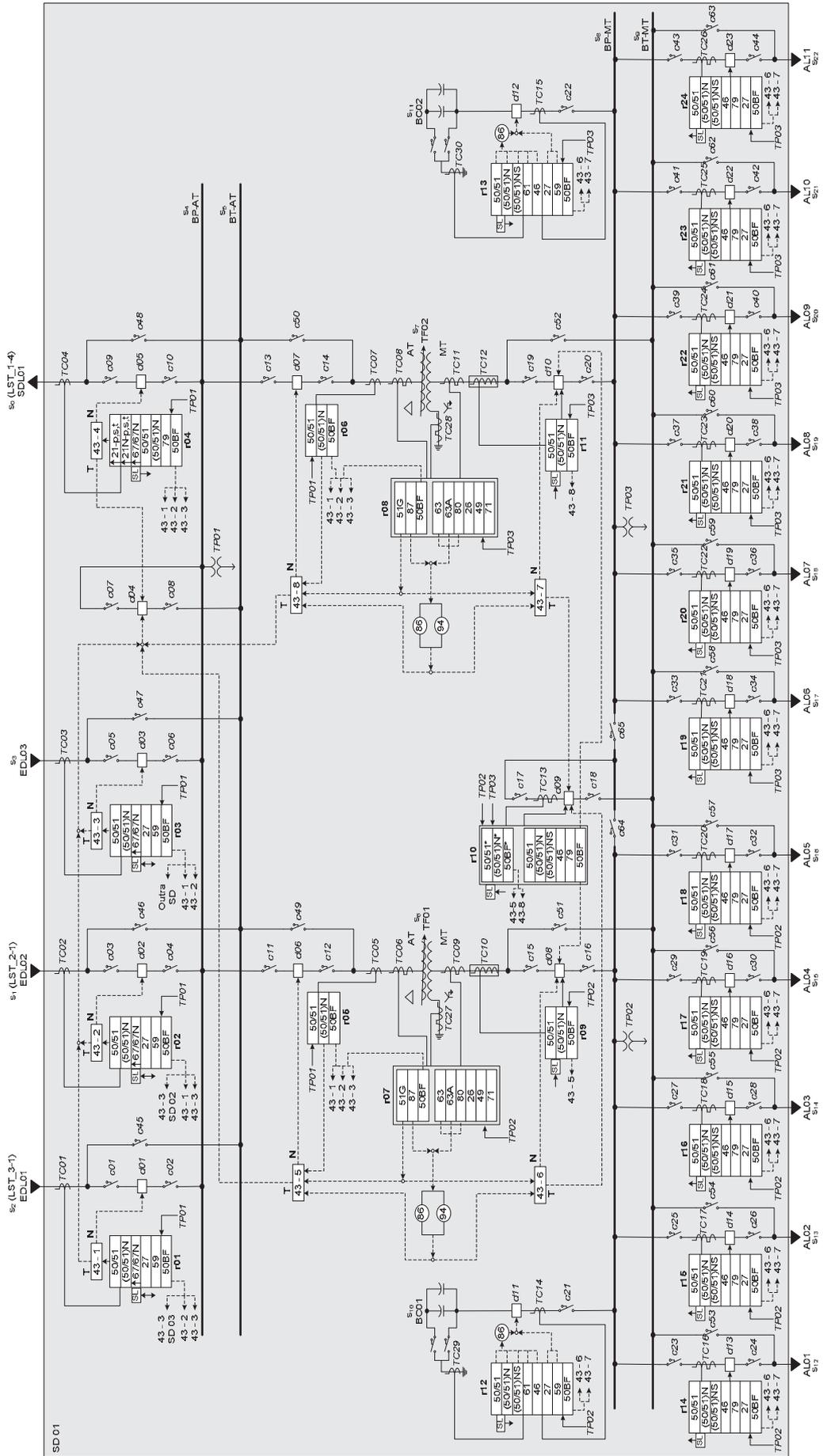
Figura 6.1 – Sistema elétrico teste – 4 subestações interligadas.



Fonte: Dados do próprio autor.

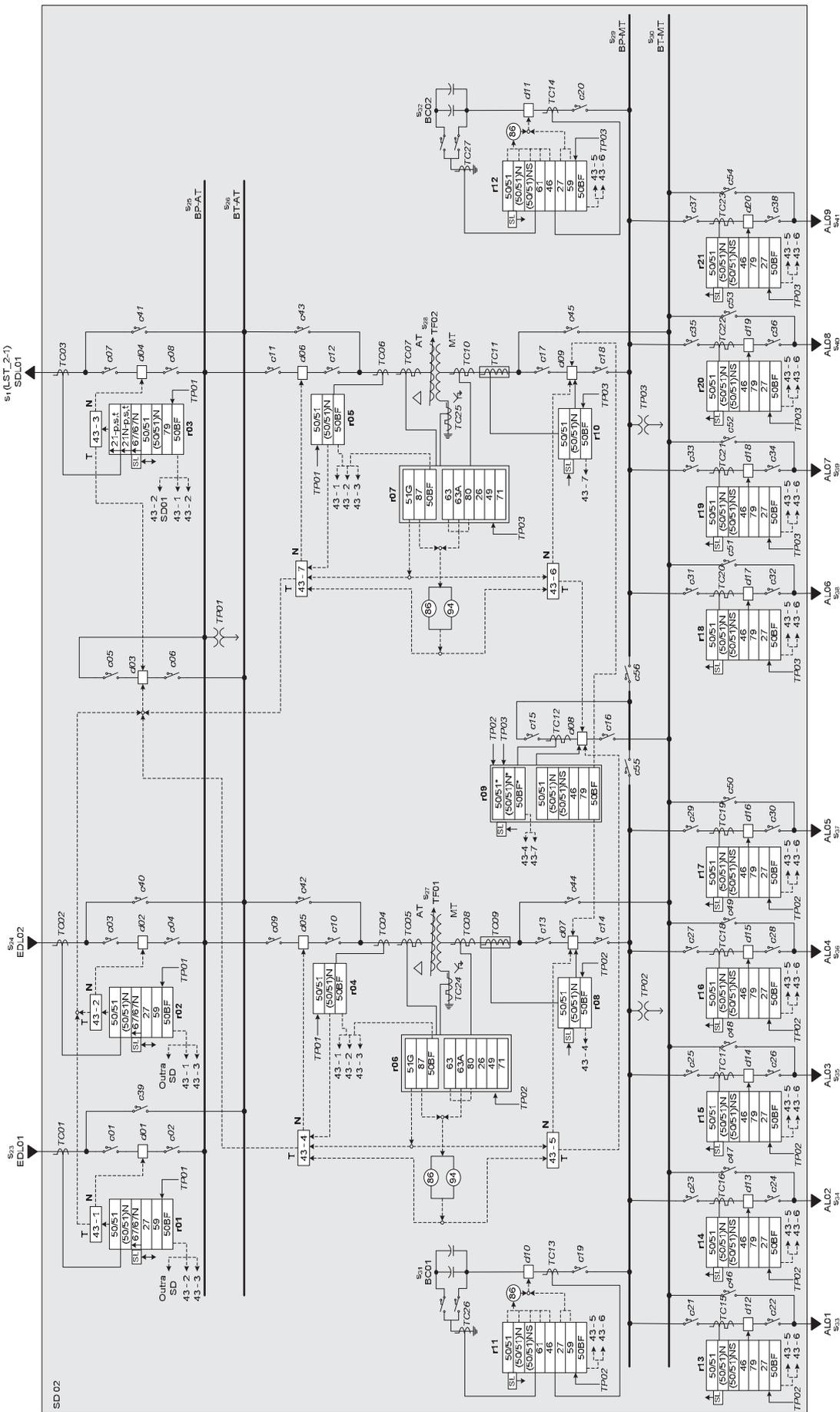
Como discutido no capítulo 4, na fase de implementação da metodologia (Figura 4.3), é necessário estabelecer-se uma filosofia adequada e particular para o sistema elétrico monitorado. A filosofia estabelecida depende muito da empresa distribuidora de energia, das características do sistema de subtransmissão e das subestações monitoradas. Para a proteção do sistema de subtransmissão são utilizadas funções de distância e a filosofia de proteção é adotada baseada na proteção de distância de sistemas de transmissão (ANDERSON, 1999). Para a filosofia das subestações as normas Companhia Energética do Ceará – (COELCE, 2005) são utilizadas. Na próxima seção é detalhada a filosofia de proteção adotada para proteção do sistema teste.

Figura 6.2 – Diagrama unifilar – subestação 01.



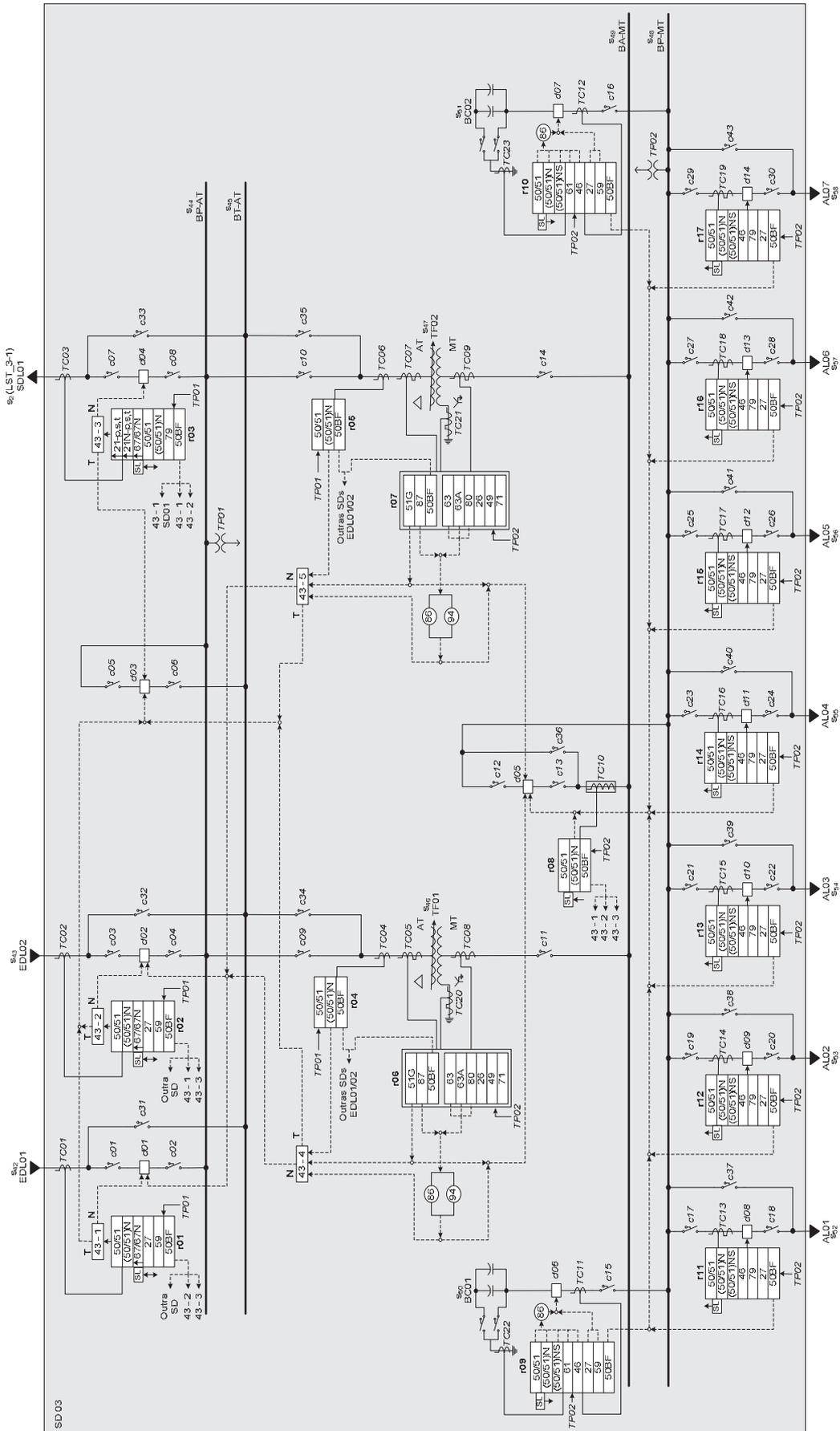
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.3 – Diagrama unifilar – subestação 02.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.4 – Diagrama unifilar – subestação 03.



Fonte: Dados do próprio autor.



### 6.1.1 Filosofia de Proteção Adotada para as Subestações e Sistema de Subtransmissão do Sistema Teste

Sistemas de subtransmissão em anel, como o ilustrado na Figura 6.1, possuem boa confiabilidade e menor tempo de restauração quando comparado a sistemas do tipo radial. Devido sua configuração em anel equivalente a sistemas de transmissão é necessário para sua proteção um sistema de proteção robusto, capaz de atuar de forma adequada garantindo o máximo de seletividade e coordenação. Em outras palavras, é desejável que o sistema de proteção seja capaz de, a partir da ocorrência de uma falta em qualquer uma das subestações, isolar esta subestação do sistema mantendo as outras em funcionamento. Para alcançar esse objetivo são utilizadas funções de distância 21 tipo MHO unidirecionais nas SDLs de todas as subestações. As zonas de alcance de cada função de distância 21/21N (adotam-se a mesma zona de alcance para fase e neutro) e a subestação a qual pertencem, são representadas no sistema da Figura 6.1 por uma linha tracejada que corta as LSTs no ponto de alcance máximo dessas funções. O alcance de cada zona das funções 21/21N são dadas por:

- a) 21/21N-p: atuação instantânea. Alcance de 80% da LST protegida;
- b) 21/21N-s: atuação temporizada depois da zona p para faltas na zona p. Alcance 150% da LST protegida;
- c) 21/21N-t: atuação temporizada depois das duas zonas anteriores para faltas nas zonas p e/ou s. Alcance 100% da LST protegida mais 100% da linha mais longa adjacente.

Na Tabela 6.1 são ilustradas as seções que são protegidas por cada função 21/21N de cada subestação a partir das zonas de alcance definidas em a), b) e c).

Para estabelecer a filosofia de proteção para todas as subestações testadas são empregados dois tipos de arranjos de subestações: subestação tipo I e subestação tipo II. Para cada um dos arranjos são estabelecidas filosofias de proteção base que podem ser estendidas para todas as subestações testadas. Deste modo evita-se a descrição detalhada da filosofia estabelecida para cada uma das subestações.

Na subestação tipo I da Figura 6.6 os transformadores de potência podem trabalhar em paralelo ou de forma independente alimentando dois grupos de circuitos representados pelos alimentadores AL01 e AL02, respectivamente. Diferentemente da subestação tipo I a subestação tipo II (Figura 6.7) não apresenta disjuntores conectados aos terminais de AT e de

MT dos transformadores de potência. Devido a essas diferenças o esquema de proteção de subestações do tipo I difere das do tipo II para algumas seções ou *bays* da subestação.

Tabela 6.1 – Seções protegidas por cada zona de alcance das funções 21/21N.

<b>SDs</b>	<b>21/21N</b>	<b>Seções Protegidas – Alcance Máximo das Funções</b>
01	p	LST_1-4;
	s	LST_1-4; Barras-AT/SD04; TF01/SD04;
	t	desabilitada;
02	p	LST_2-1;
	s	LST_2-1; LST_1-4; LST_3-1; EDL03/SD01; Barras-AT/SD01; TFs/SD01;
	t	zona s + EDLs/SD03; Barras-AT/SD03; TFs/SD03; Barras-AT/SD04; TF01/SD04;
03	p	LST_3-1;
	s	LST_3-1; LST_2-1; LST_1-4; EDL03/SD01; Barras-AT/SD01; TFs/SD01;
	t	zona s + EDLs/SD02; Barras-AT/SD02; TFs/SD02; Barras-AT/SD04; TF01/SD04;

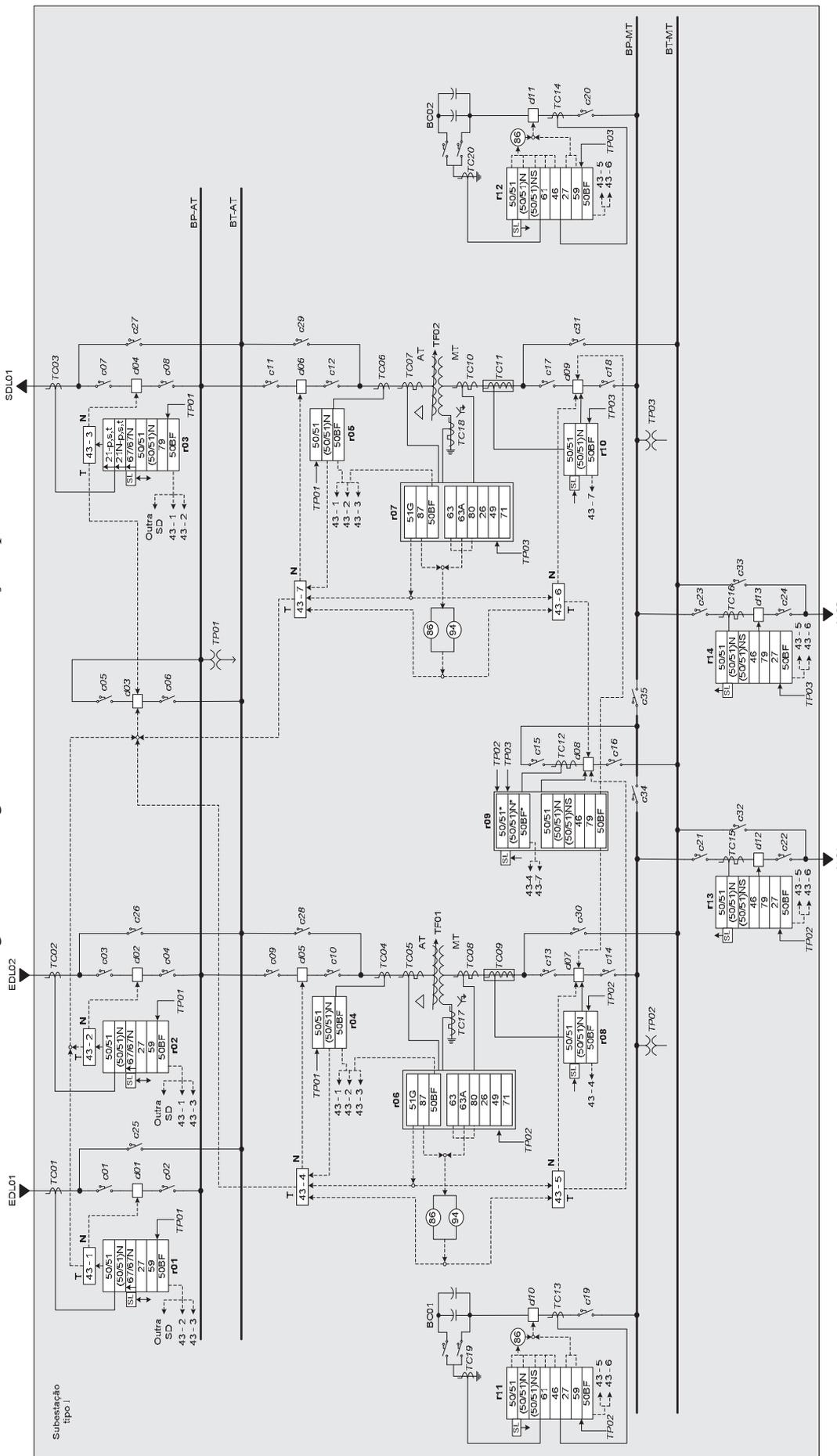
Fonte: Dados do próprio autor.

Subestações do tipo II ainda podem apresentar somente um transformador de potência com comutador de taps automático ou um transformador de potência sem comutador, em série com um regulador de tensão. A seguir são apresentadas as filosofias de proteção de todas as seções dessas subestações.

#### **6.1.1.1 Entrada de Linha e Barras de Alta Tensão**

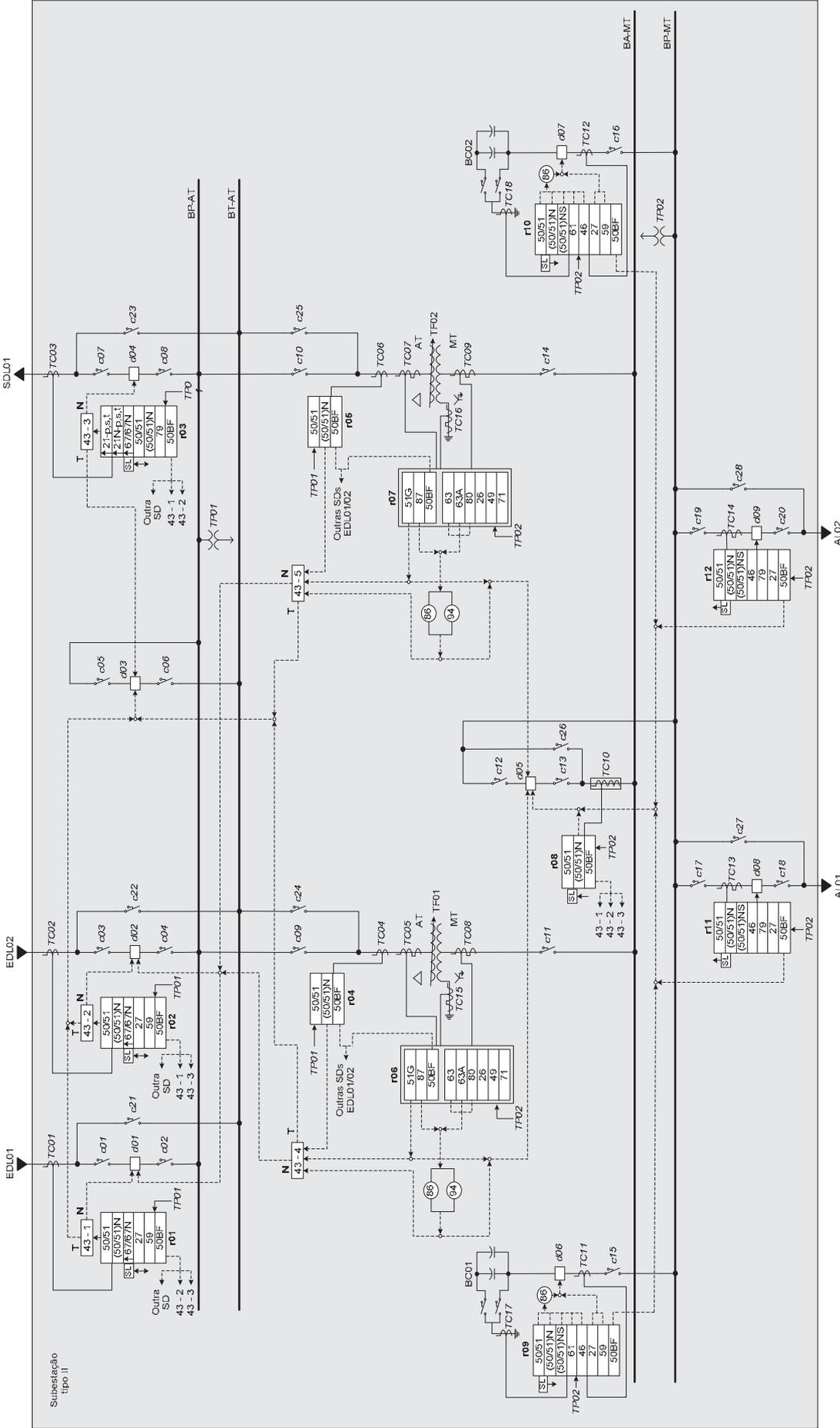
A zona de proteção das EDLs das SDs I e II é compreendida a partir do ponto de instalação dos TCs de EDL no sentido saindo da subestação. Uma EDL é também uma LST e, portanto pode estar interconectando outras subestações dependendo do sistema de subtransmissão.

Figura 6.6 – Diagrama unifilar – subestação tipo I.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.7 – Diagrama unifilar – subestação tipo II.



Fonte: Dados do próprio autor.

Deve-se observar que em sistemas de subtransmissão em anel que possuem mais de uma barra de geração alimentando o sistema, é possível que curtos-circuitos internos à subestação possam ser alimentados tanto pelas EDLs quanto pela SDL. Em condições normais de operação considera-se que em qualquer EDL de uma subestação a corrente de carga está sempre *entrando* na subestação, enquanto para a SDL a corrente está sempre *saindo* da subestação. Assim, a subestação é alimentada pela(s) EDL(s) e alimenta outra subestação ou consumidor(es) através da SDL.

Em subestações reais de distribuição, é possível que se tenha mais de uma entrada de linha (EDL) alimentando uma determinada subestação. Quando isto ocorre, em particular para as subestações dos tipos I e II, é possível que um curto-circuito acima do TC da EDL (*TC01* e *TC02*) possa ser alimentado pela outra EDL, e também pela SDL, caso exista uma fonte que alimente essa corrente de falta (subtransmissão em anel). Devido à existência de múltiplas EDLs é necessário que as funções 50/51, (50/51)N e 67/67N dos relés de EDL r01 e r02 de ambas as SDs protejam as EDLs. Devido ao nível de curto-circuito em pontos acima do *TC01* e *TC02* ser muito próximo a níveis de curtos-circuitos em pontos das barras de alta tensão BP/BT-AT, podem ocorrer problemas na coordenação das funções 50/50N dos relés r01 e r02. Para garantir que, por exemplo, o relé r01 não atue para faltas em pontos acima do *TC02* próximos à subestação, são utilizadas as funções 67/67N. As funções 67/67N somente são sensibilizadas para correntes de curtos-circuitos cujas faltas ocorrem em pontos acima do *TC02* em que os sentidos das correntes sejam saindo da subestação (as setas ao lado das funções indicam o sentido da corrente em que a função deve atuar). Assim, quando ocorre uma falta em uma das EDLs, nas condições anteriormente referidas, as funções de sobrecorrente convencionais 50/50N do relé r01 e as funções 50/50N e 67/67N do relé r02 sentem a corrente de curto-circuito, sendo que esta última bloqueia as funções 50/50N do relé r01 de modo que somente a EDL que está sob falta seja desligada, mantendo as outras EDLs conectadas na subestação. Esse bloqueio é feito através de uma saída digital de seletividade lógica (SL). Essa saída garante a seletividade e coordenação entre os relés de EDL bloqueando as funções 50/50N do relé alocado na EDL sem falta, toda vez que houver atuação das funções 67/67N da EDL sob falta. As funções 67/67N também são utilizadas na SDL. Neste caso, essa função atua da mesma forma que a sua atuação nas EDLs, ou seja, ocorrendo uma falta na SDL as funções de sobrecorrentes instantâneas (50/50N) dos relés das EDLs são bloqueadas pelas funções 67/67N, respectivamente, da SDL, garantindo coordenação e seletividade da proteção. Além disso, nos casos em que existe a possibilidade

do curto-circuito ser alimentado por uma SDL (subtransmissão em anel com múltiplas gerações) as funções 67/67N das EDLs bloqueiam por SL as funções 50/50N da SDL. Adicionalmente, são consideradas que as funções 67/67N de EDL das subestações I e II devem proteger as LSTs onde estas funções estão alocadas e também as barras de alta tensão da subestação adjacente.

As funções 51/51N dos relés de EDL são proteções de retaguarda das EDLs, e, deste modo, não possuem qualquer tipo de bloqueio por SL. Caso, por exemplo, ocorra uma falta na EDL02 que sensibilize o relé r02 (acima do *TC02*) e este falhe ou o disjuntor *d02* não abra a partir de um *trip* deste relé, as funções temporizadas dos relés r01 e r03 (subtransmissão em anel) deverão atuar.

Para ambas as subestações I e II as funções 50/50N, 51/51N dos relés r01 e r02 devem efetuar a proteção principal e de retaguarda, respectivamente, das seções BP/BT-AT. Este raciocínio também é válido para o relé de SDL quando o sistema de subtransmissão é concebido em anel. Qualquer falta que ocorra nessas seções e gere correntes de curtos-circuitos, devem ser “sentidas” pelas funções de sobrecorrentes dos relés de EDL. Considera-se que, tanto as funções instantâneas, quanto as funções temporizadas desses relés podem ser sensibilizadas para faltas nas suas zonas principais de atuação, conforme as considerações apresentadas na seção 4.2.1.2.1. Para faltas em seções nas quais os relés de EDL são proteção de retaguarda (todas as seções) e, considerando a falha da proteção principal, somente as funções temporizadas 51/51N devem atuar.

Os disjuntores de transferência (*d03* e *d08* SD I e *d03* SD II) possuem a finalidade de substituir qualquer um dos disjuntores dos vãos quando estes, por exemplo, estão em manutenção. A operação de manutenção em disjuntores deve ocorrer em um disjuntor de cada vez por barramento. Deste modo, nunca se terá mais de uma chave de transferência que comanda o mesmo disjuntor de transferência na posição T. Logo, para a SD I as chaves 43-1, 43-2, 43-3, 43-4 e 43-7 que comandam o disjuntor *d03* podem estar todas na posição N ou somente uma na posição T e o restante na posição N. Raciocínio análogo se aplica às chaves de transferência 43-5 e 43-6. Para a SD II não existem restrições para as chaves 43-4 e 43-5, visto que esta subestação não possui disjuntores no lado de alta tensão dos transformadores. Entretanto, quando são consideradas as chaves 43-1, 43-2 e 43-3 estas não podem fazer transferências simultâneas senão as EDLs ou SDL cujas chaves estejam sob transferência simultânea estariam sem qualquer proteção.

A função 50BF dos relés de EDL de ambas as SDs devem enviar sinal de *trip* através de telecomando para o disjuntor de SDL de outra subestação interconectada através da chave de transferência desta subestação, e também para todos os outros disjuntores de EDL e SDL por meio das chaves de transferência, caso o disjuntor de EDL falhe em abrir após receber *trip* dos relés.

As funções 27 e 59 dos relés de EDL são responsáveis pela proteção contra subtensão e sobretensão, respectivamente, das barras BP/BT-AT.

### 6.1.1.2 Saída de Linha

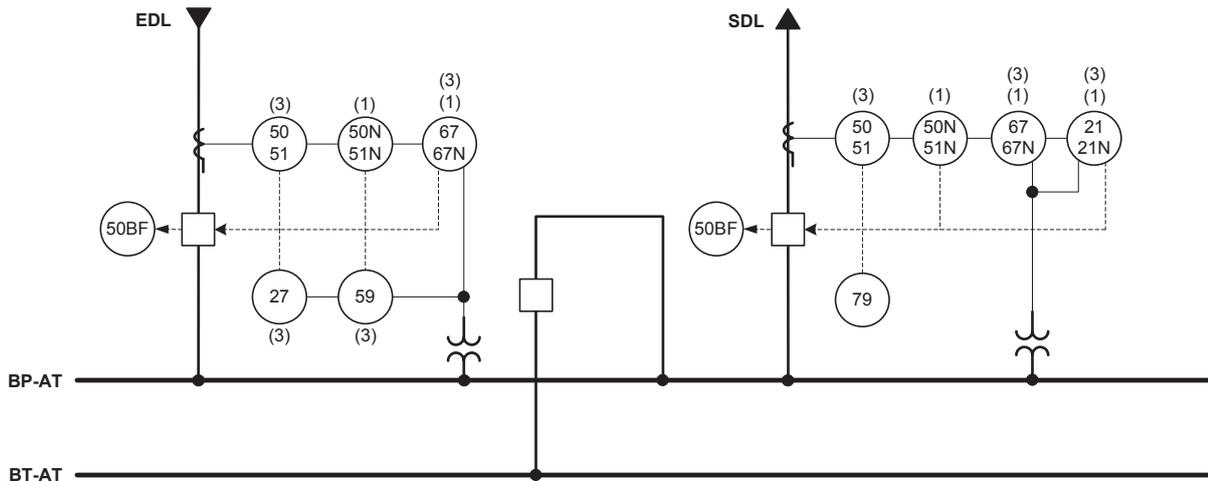
A proteção de SDL é efetuada pelos relés digitais de EDL e SDL. Uma falta qualquer na SDL, ou seja, em um ponto a partir do *TC03* de ambas as SDs no sentido saindo da subestação, o relé de SDL (r03) deve atuar, enviando *trip* para o disjuntor principal (*d04*) ou de transferência (*d03*), dependendo da posição da chave 43-3. Os relés de EDL efetuam a proteção de retaguarda da SDL através de suas funções temporizadas 51/51N.

As funções 67/67N, 50/51 e (50/51)N do relé de SDL possuem esquema de atuação análogo a essas funções dos relés de EDL.

As funções 21/21N são responsáveis pela proteção da SDL e conforme a parametrização (dependente do sistema de subtransmissão) dessas funções, suas zonas de atuação podem cobrir várias outras seções de outras subestações. Detalhes sobre o alcance das zonas de atuação dessas funções foram dados na seção 6.1.1.

A função 50BF dos relés de SDL, de ambas as SDs, devem enviar sinal de *trip* através de telecomando para o disjuntor de EDL de outra subestação interconectada através da chave de transferência de proteção da outra subestação, e também para todos os outros disjuntores de EDL das próprias subestações I e II, por meio das chaves de transferência caso o disjuntor de SDL falhe em abrir após receber *trip* do relé. Na Figura 6.8 ilustra-se o diagrama unifilar esquemático com as funções da proteção para EDL, SDL e BP/BT-AT. No diagrama é omitida a representação das funções de transferência de proteção de modo a não sobrecarregar a figura.

Figura 6.8 – Diagrama unifilar para a proteção de EDL, SDL e BP/BT-AT.



Fonte: Dados do próprio autor.

### 6.1.1.3 Transformadores de Potência

Para subestações do tipo I (Figura 6.6) os transformadores de potência são protegidos pelas funções de proteção dos relés r06 e r07, respectivamente, que são proteções principais; pelas funções 50/51 e (50/51)N dos relés r04 e r05, proteções do lado de alta tensão; funções 50/51 e (50/51)N de r08 e r10 proteções do lado de média tensão e funções 51/51N de r01 e r02, que são proteções de retaguarda. Para sistemas de subtransmissão em anel, ocorrendo uma falta em um dos transformadores, pode haver a entrada de corrente de curto-circuito através da SDL e, portanto, o relé r03 (função 51/51N) deve ser também proteção de retaguarda dos transformadores. Os relés r01, r02 e r03 devem estar coordenados com os relés r04 e r05 para garantir seletividade. As proteções do lado de média tensão são especialmente importantes quando os transformadores estão ligados em paralelo, ou seja, as chaves c34 e c35 estão ambas fechadas.

As funções 87, 63, 63A e 80 enviam sinal de *trip* para o relé de bloqueio 86, e para o relé de alta velocidade 94, que por sua vez envia comando para os disjuntores de alta e média tensão através das funções de transferências de proteção. A função 51G envia comando direto através das funções de transferência para os disjuntores de alta e média tensão. As funções de proteção intrínseca 26, 49 e 71 apenas acionam um alarme sonoro quando houver qualquer problema no transformador referido a cada função e havendo atuação de qualquer uma dessas funções a retirada da unidade de transformação é responsabilidade do operador do sistema.

Para subestações do tipo II (Figura 6.7), independente do número de EDLs, a proteção principal dos transformadores é realizada pelos relés r06 e r07. Para subestações com

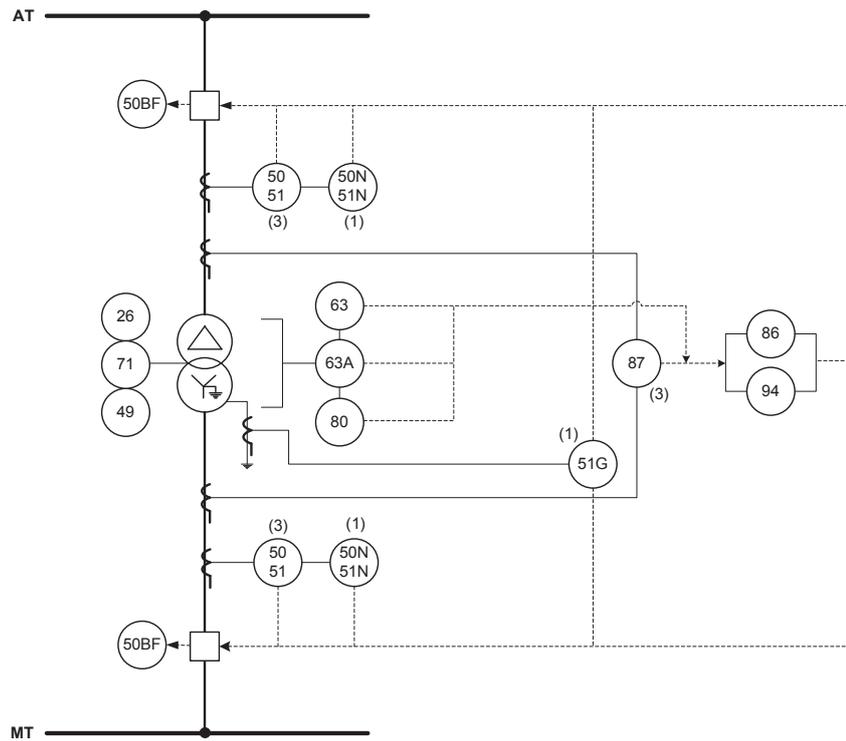
mais de uma EDL as proteções de retaguarda dos transformadores são feitas pelos relés r04 e r05 e também pelos relés r01, r02 e r03 através das funções 50/50N e 51/51N. As funções 50/50N devem ser sensibilizadas para faltas nos transformadores devido ao fato de que quando uma das EDLs estiver com sua função de transferência no estado (T), pela lógica de transferência de proteção adotada, as funções de transferência dos transformadores 43-4 e 43-5 podem estar em qualquer estado. Quando uma ou ambas dessas funções estão em estado (N) o sinal de *trip* dos relés r04 e/ou r05 são enviados para os disjuntores *d01* e *d02*, respectivamente. Considerando que uma das funções de transferência 43-1 ou 43-2 está transferida o disjuntor referente a função de transferência *d01* para 43-1 e *d02* para 43-2 estará fora do sistema (sob manutenção). Portanto, ocorrendo uma falta em um dos transformadores, o relé da EDL cuja chave esta transferida, deve atuar instantaneamente através das funções 50/50N enviando *trip* para o disjuntor de transferência *d03*. Por outro lado, se uma ou ambas as chaves 43-4 e 43-5 estão em estado (T) e uma das chaves de transferência de EDL está no estado (T), então o disjuntor da outra EDL estará sem comando e um curto-circuito em um dos transformadores deve ser isolado pelas funções 50/50N do relé da EDL cuja chave de transferência está em estado (N). Este esquema de proteção deve ser utilizado devido os relés de alta dos transformadores e os relés de EDL atuarem sobre o mesmo disjuntor. Para subestações que possuem somente uma EDL (SD04 do sistema teste) as funções 50/50N do relé de EDL alcançarão somente até as barras BP/BT-AT, não necessitando da proteção dos transformadores por essas funções. Nestes casos não existe o problema do transformador ficar desprotegido considerando a manutenção do disjuntor de EDL.

Nas figuras Figura 6.9 e Figura 6.10 são ilustrados os diagrama unifilares esquemáticos para a proteção de um dos transformadores das subestações tipo I e tipo II. Nestas figuras também são omitidas as funções de transferências da proteção.

#### **6.1.1.4 Barras de Média Tensão**

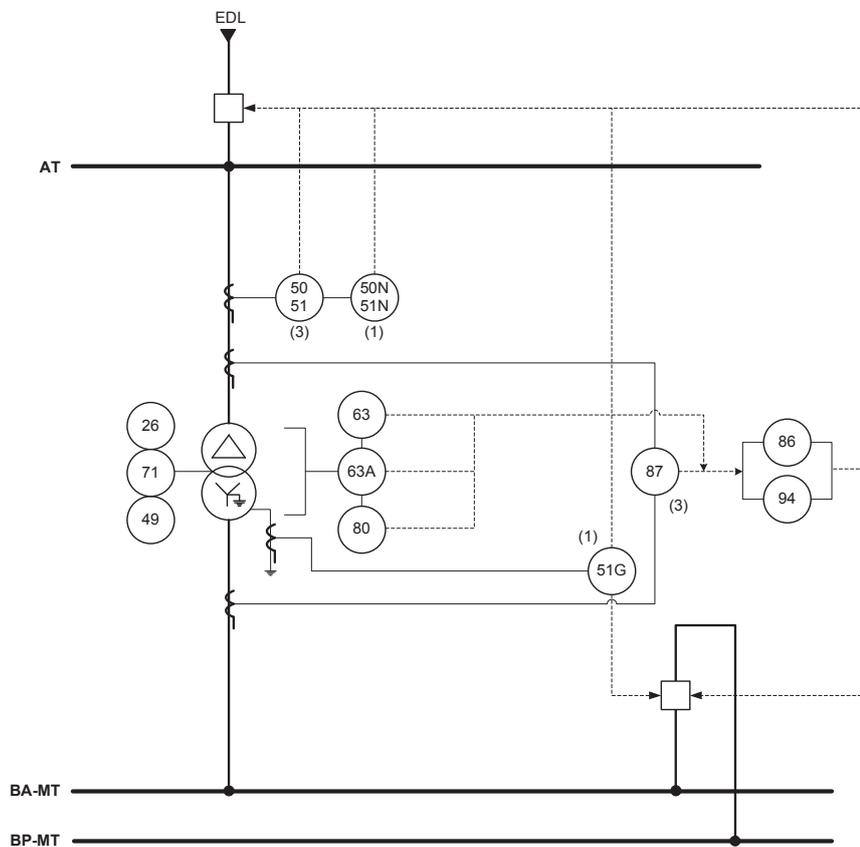
Para subestações do tipo I a proteção principal das barras BP/BT-MT é efetuada pelos relés r08, r09 e r10, e estes, devem enviar *trip* diretamente para os disjuntores de média tensão.

Figura 6.9 – Diagrama unifilar para a proteção dos transformadores de potência – subestação tipo I.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.10 – Diagrama unifilar para proteção dos transformadores de potência – subestação tipo II



Fonte: Dados do próprio autor.

O relé r09 responsável pelo comando do disjuntor de transferência *d08*, deve possuir grupos de ajustes distintos para viabilizá-lo a substituir tanto os relés r08 ou r10, quanto os relés r13 ou r14. O grupo de ajuste que permite ao relé r09 substituir os relés r08 ou r10 deve possuir as mesmas funções e parametrizações que estes últimos. Na Figura 6.6 este grupo de ajuste é assinalado com (\*).

As funções 50/50N e 51/51N dos relés r08, r09\* (quando substituir um dos relés r08 ou r10) e r10, são a proteção principal das barras BP/BT-MT, enquanto as funções 51/51N dos relés r04 e r05 são responsáveis pela proteção de retaguarda. Além disso, a função 51/51N dos relés r01, r02 e r03 (subtransmissão em anel) devem estar coordenados com os relés r04/r05 e r08/r10 para prover proteção de retaguarda para as barras de média tensão caso esses relés falhem.

Os relés r08, r09\* e r10, dispõem de uma entrada digital dedicada à função de SL. Através dessa entrada as funções de sobrecorrente instantânea (50/50N) dos relés r08, r09\* e r10 devem ser inibidas sempre que houver atuação da função de sobrecorrente instantânea (50/50N) de qualquer um dos relés dos alimentadores ou banco de capacitores. Caso não houvesse a função SL os relés r08, r09\* ou r10 poderiam causar a abertura de seus disjuntores incorretamente quando uma falta ocorresse em qualquer um dos alimentadores ou banco de capacitores.

Quando houver falha de abertura dos disjuntores comandados pelos relés r08 ou r10, as funções 50BF desses relés enviarão um sinal de *trip* para os disjuntores comandados pelos relés r04 ou r05, através das funções de transferências de proteção 43-4 ou 43-7, respectivamente. Para uma falha na abertura do disjuntor comandado pelo relé r09\*, que neste caso está substituindo um dos relés r08 ou r10, a função 50BF\* enviará sinal de *trip* para os disjuntores comandados pelos relés r04 ou r05, através das funções 43-4 ou 43-7, respectivamente, dependendo de qual relé é substituído.

Para subestações do tipo II as funções 50/50N e 51/51N dos relés de EDL r01, r02, do relé de SDL r03 e dos relés r04 e r05 devem proteger a barra BA-MT. O relé r08 é proteção principal da barra BP-MT através das funções 50/50N enquanto os relés r01, r02, r03, r04 e r05 são proteções de retaguarda através das funções 51/51N.

A função 50BF do relé r08 deve enviar sinal de *trip* para os disjuntores de EDL e SDL através das funções de transferência 43-1, 43-2 e 43-3 caso haja falha do disjuntor *d05* para uma falta em qualquer seção abaixo (sentido da carga) do *TC10*.

### 6.1.1.5 Alimentadores

Para subestações do tipo I a proteção principal dos alimentadores é garantida pelos relés r13, r14 e r09. Neste caso é omitido o (\*), pois o grupo de ajuste do relé r09 refere-se aquele responsável pela proteção dos alimentadores quando o disjuntor *d08* substituir os disjuntores *d12* ou *d13*. Analogamente à proteção dos barramentos de média tensão, o grupo de ajuste que permite ao relé r09 substituir os relés r13 ou r14 deve possuir as mesmas funções e parametrizações que estes últimos, com exceção da função 27.

As funções 50/50N/50NS dos relés r12 e r13, são responsáveis pela proteção principal, enquanto as funções 51/51N/51NS são responsáveis pela proteção de retaguarda dos alimentadores. Equivalentemente aos relés r08 e r10 os relés dos alimentadores enviam *trip* diretamente aos disjuntores dos alimentadores, *d12* e *d13*, respectivamente. Neste caso os alimentadores estão sendo considerados como uma única seção o que é condizente com o diagnóstico em nível de subestação. Os alimentadores serão incorporados às subestações em seção futura e modificações serão feitas na proteção para que a rede comporte os geradores distribuídos.

A proteção de retaguarda dos alimentadores dentro da subestação é provida pelas funções 51/51N dos relés r08 e r10 ou r09\*, r04 e r05, e dos relés r01, r02 e r03. Deste modo, por exemplo, caso ocorra uma falta no alimentador AL01, considerando que as chaves *c34* e *c35* estão fechadas, e o relé r13 falhe, os relés r08 e r10 serão os primeiros a atuarem. Caso haja uma falha em um, ou ambos, os relés r08/r10, os relés r04 e/ou r05, deverão atuar. Uma falha nos relés r04 e/ou r05, deverá fazer com que os relés r01, r02 e r03 atuem.

Para garantir a seletividade entre os relés dos alimentadores e os relés de média tensão, os relés r13 e r14 dispõem de uma saída digital dedicada à função SL. As funções de SL desses relés devem enviar sinal para os relés r08, r09\* ou r10, inibindo a atuação das funções 50/50N desses relés, sempre que as funções 50/50N dos relés r13 ou r14 iniciarem suas atuações. A função SL então garante que quando ocorrer uma falta em qualquer um dos alimentadores, somente os relés dos alimentadores deverão enviar *trip* para a abertura de seus respectivos disjuntores evitando que ocorra uma desenergização das barras BP/BT-MT indevidamente. Quando o relé r09 substitui o relé de um dos alimentadores, a função de SL é inibida.

Quando as chaves *c34* e *c35* estão, simultaneamente, fechadas, ou seja, os transformadores estão em paralelo, e um dos disjuntores dos alimentadores *d12* e/ou *d13*

falham na abertura após receberem sinal de *trip*, as funções 50BF dos relés r13 e/ou r14 enviarão um sinal de *trip*, simultaneamente, para os disjuntores comandados pelos relés r08, r09\* ou r10 através das funções de transferência 43-5 e 43-6, respectivamente. Considerando ainda as chaves *c34* e *c35* fechadas, para uma falha no disjuntor *d08* após ter recebido sinal de *trip* do relé r09, que neste caso está substituindo um dos relés r13 ou r14, a função 50BF do relé r09 enviará sinal de *trip* simultânea e diretamente aos disjuntores comandados pelos relés r08 e r10.

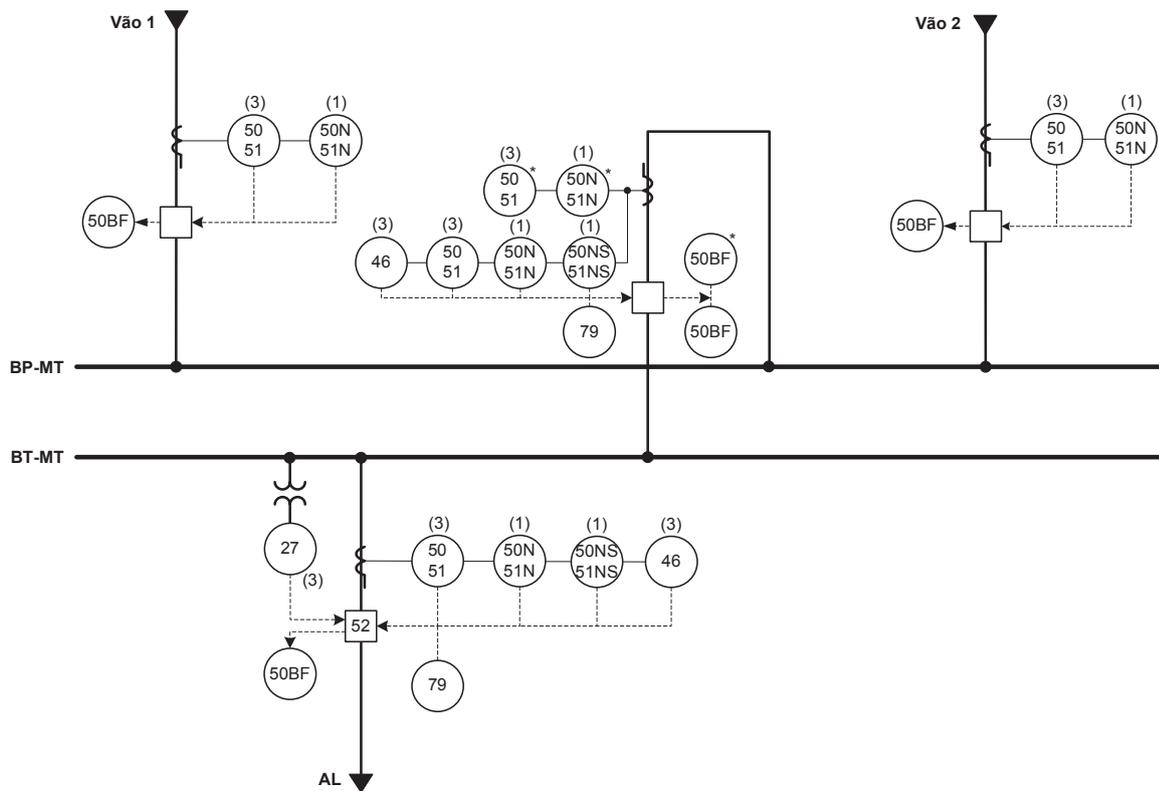
Considerando que a chave *c34* está fechada e a chave *c35* está aberta, e, por exemplo, o relé r09 está substituindo o relé r13, o sistema de automação da subestação deve permitir o envio de *trip* da função 50BF do relé r09 somente para o disjuntor *d08* (*d08* substituindo *d12* e a função de transferência 43-5 na posição N) caso o disjuntor *d08* falhe após ter recebido sinal de *trip*. Na mesma configuração das chaves *c34* e *c35*, agora com o relé r09 substituindo o relé r08, a função 50BF\* deve enviar *trip* somente para os disjuntores *d05* ou *d03* através da função de transferência 43-4 (*d08* substituindo *d07* e a função de transferência 43-5 na posição T). Considerando a mesma configuração das chaves *c34* e *c35*, o sistema de automação deve permitir o envio de *trip* da função 50BF do relé r13 somente para os disjuntores *d07* ou *d08* (dependendo de qual disjuntor está em manutenção) através da função de transferência 43-5, caso o disjuntor *d12* falhe após ter recebido *trip* do relé r13. Além disso, a função 50BF do relé r14 deve enviar *trip* somente para o disjuntor *d09* através da função de transferência 43-6, caso o disjuntor *d13* falhe após ter recebido *trip* do relé 14. Raciocínio análogo aplica-se à configuração da chave *c34* aberta e a chave *c35* fechada, ou ambas as chaves abertas. Fica claro que não é tarefa das mais fáceis desenvolver um sistema de automação integrado à proteção capaz de realizar todas as funções de controle e chaveamento citadas anteriormente. Deve-se observar que o sistema de automação deve ser capaz de, a partir dos estados das chaves de transferência de proteção e das chaves seccionadoras, identificar quais disjuntores estão em manutenção e quais não, e assim fazer com que o *trip* dos relés, após a ocorrência de uma falta, seja enviado para o disjuntor correto, e que conseqüentemente seja capaz de isolar a seção sob falta sem prejudicar o fornecimento de energia desnecessariamente. Além disso, o operador e/ou o engenheiro devem ter conhecimento de todo o esquema de proteção para, a partir dos alarmes de relés e estados de disjuntores, diagnosticarem o estado do sistema de maneira coerente.

Para subestações do tipo II o disjuntor de transferência não está presente. O sistema de intertravamento da proteção é mais simples e o esquema de SL é equivalente ao da

subestação tipo I. O relé r08 é responsável pela proteção de retaguarda dos alimentadores através das funções 51/51N. Para falhas nos disjuntores dos alimentadores as funções 50BF dos relés r11 e r12 enviam *trip* diretamente para o disjuntor de baixa tensão *d05*.

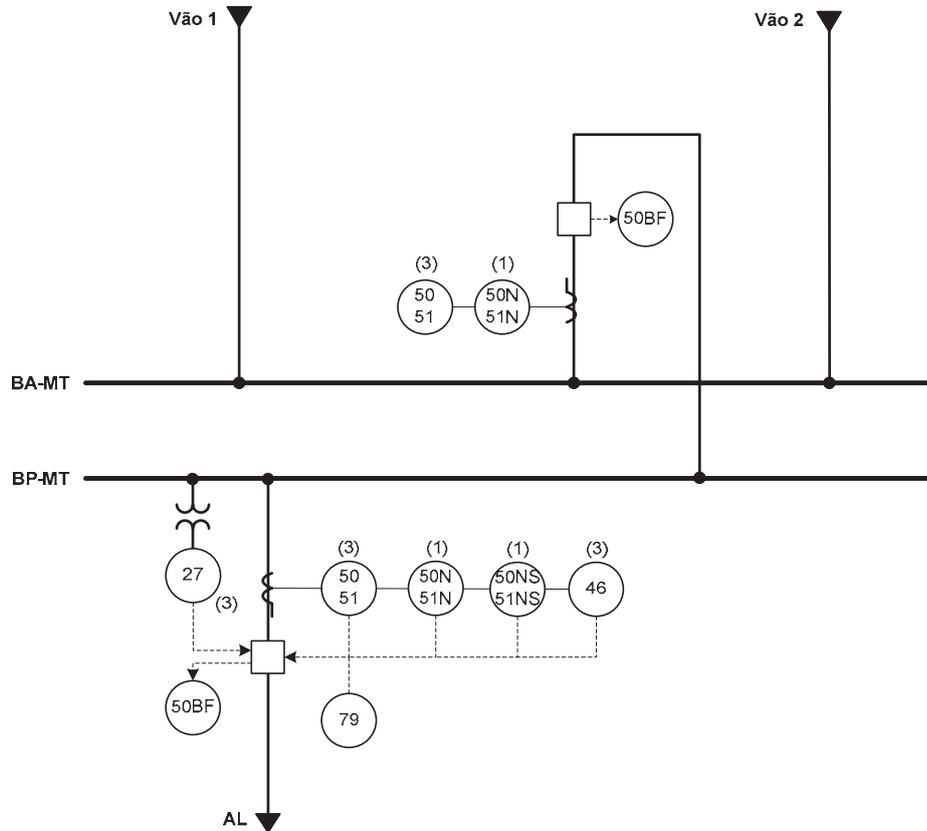
Na Figura 6.11 e Figura 6.12 são ilustrados os diagramas unifilares esquemáticos para a proteção das barras BP/BT-MT e alimentadores das subestações tipo I e tipo II, respectivamente. As funções de transferência da proteção são omitidas.

Figura 6.11 – Diagrama unifilar para a proteção das barras BP/BT-MT e alimentadores – subestação tipo I.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.12 – Diagrama unifilar para a proteção das barras BP/BT-MT e alimentadores – subestação tipo II.



Fonte: Dados do próprio autor.

### 6.1.1.6 Bancos de Capacitores

Para subestações do tipo I as proteções principais dos bancos de capacitores são efetuadas pelos relés r11 e r12. Esses relés possuem todas as funções dos relés dos alimentadores com exceção da função 79. Além disso, os relés r11 e r12 possuem as funções 59 e 61, que monitoram sobretensões nos barramentos de média tensão e desequilíbrio de corrente no neutro, respectivamente. As proteções de retaguarda dos bancos de capacitores são providas pelas funções 51/51N dos relés r08, r09\*, r10, r04 e r05 e dos relés r01, r02, r03. O mesmo raciocínio para a atuação da proteção de retaguarda dos alimentadores pode ser aplicado à proteção de retaguarda dos bancos de capacitores para as subestações do tipo I.

Assim como os relés dos alimentadores, os relés r11 e r12 possuem uma saída digital dedicada à função de SL que tem o mesmo esquema de funcionamento das funções de SL dos alimentadores.

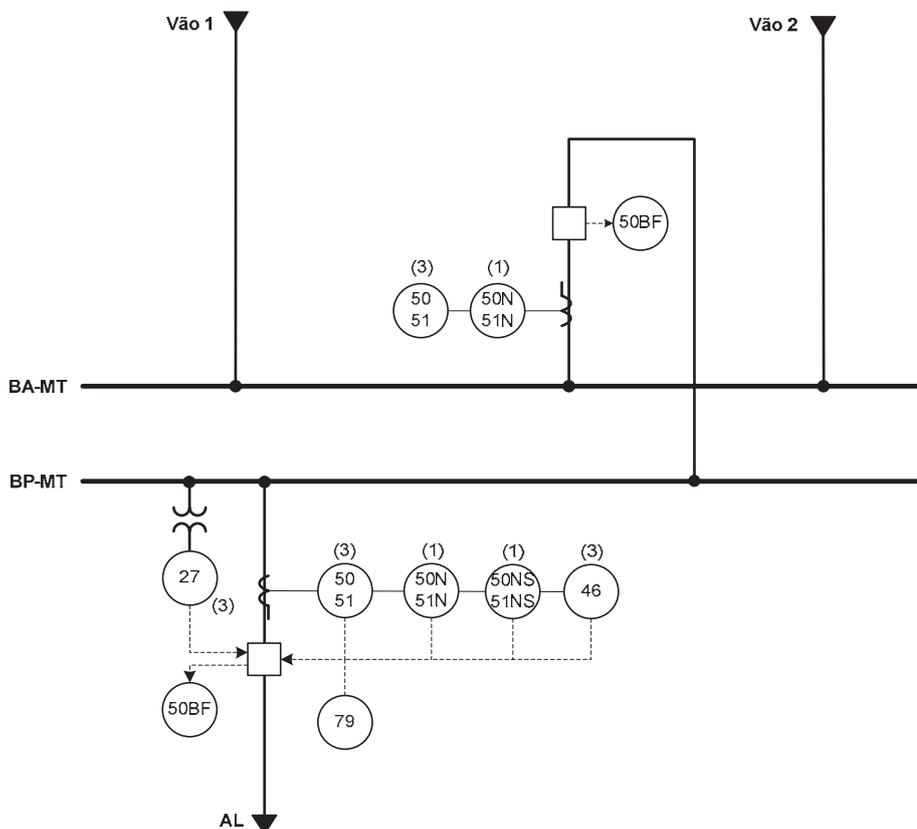
A função 50BF dos relés r11 e r12 também possuem esquemas de funcionamento equivalentes às funções 50BFs dos relés dos alimentadores.

As funções 27 dos relés r11 e r12, além de realizarem o monitoramento das tensões na barra BP-MT nos pontos em que os bancos de capacitores estão conectados, também são responsáveis pelas aberturas dos disjuntores dos bancos de capacitores, *d10* e *d11*, respectivamente, quando da desenergização das barras. A função 27 deve colocar os bancos em operação através de sinal de *trip*, realizando o fechamento dos disjuntores logo após a reenergização das barras.

Para subestações do tipo II a proteção principal do banco de capacitores é feita pelos relés r09 e r10. As proteções de retaguarda são providas pelas funções 51/51N dos relés r08, r04, r05 e r01, r02, r03. O esquema de seletividade lógica é equivalente ao da subestação tipo I. Portanto as funções 50/50N do relé r08 serão bloqueadas toda vez que ocorrer uma falta em qualquer um dos bancos e as funções 50/50N dos relés dos bancos atuarem.

Na Figura 6.13 é ilustrado o diagrama unifilar esquemático para a proteção dos bancos de capacitores das subestações dos tipos I e II.

Figura 6.13 – Diagrama unifilar para a proteção dos bancos de capacitores – subestações tipo I e II.



Fonte: Dados do próprio autor.

### 6.1.2 Algoritmo Gerador Probabilístico de Alarmes (AGPA)

Devido a complexidade da filosofia de proteção adotada e do grande número de alarmes que pode ser monitorado a partir do sistema teste utilizado, torna-se trabalhoso criar situações de falta com geração de alarmes suficientes para que a metodologia possa ser testada e validada seguramente para uma futura implementação prática.

A quantidade máxima de alarmes que devem ser monitorados por um operador no COD do sistema teste da Figura 6.1 é apresentada na Tabela 6.2. Observe nesta tabela que para gerar apenas um conjunto de alarmes para testar a metodologia é necessário considerar 1613 alarmes diferentes. Além disso, os alarmes devem ser escolhidos atuados obedecendo à filosofia de proteção do sistema o que é uma tarefa trabalhosa e demorada. Portanto, é interessante dispor de um algoritmo que possa automaticamente e de forma coerente gerar uma grande quantidade de alarmes de maneira flexível e rápida utilizando uma quantidade reduzida de variáveis de entrada.

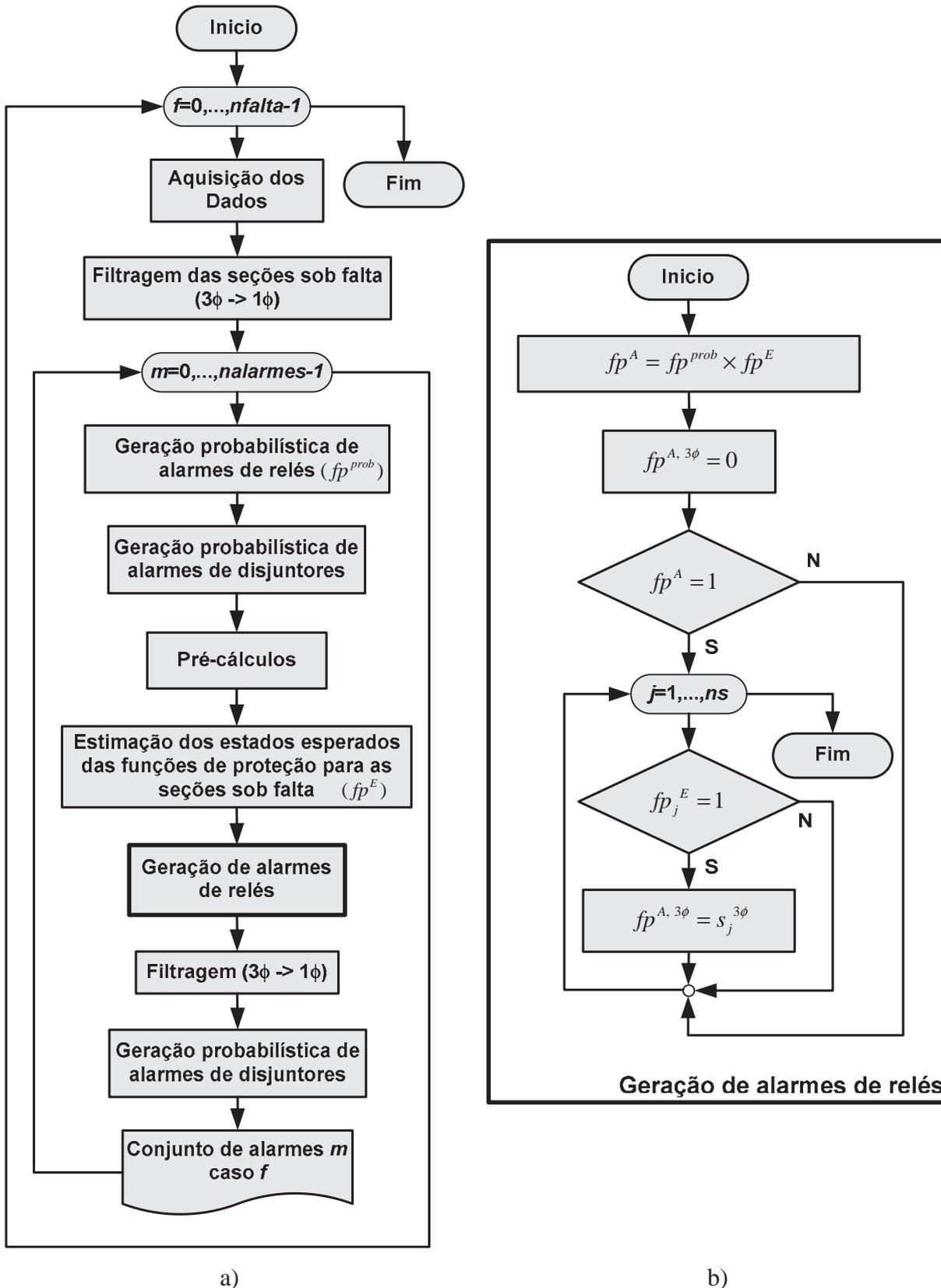
Tabela 6.2 – Quantidade máxima de alarmes monitorados para o sistema teste.

<b>SDs</b>	<b>Relés (trifásico)</b>	<b>Disjuntores</b>	<b>Chaves seccionadoras</b>	<b>Funções de transferência</b>	<b>Total</b>
01	477	23	65	8	573
02	413	20	56	7	496
03	332	14	43	5	394
04	121	6	21	2	150
<b>Total</b>	1343	63	185	22	<b>1613</b>

Fonte: Dados do próprio autor.

O parágrafo anterior justifica a motivação para o desenvolvimento de um algoritmo gerador de alarmes automático. O principal objetivo de se utilizar o AGPA, ilustrado na Figura 6.14, é gerar uma quantidade expressiva de alarmes de forma probabilística e assim testar exaustivamente e validar a metodologia para diferentes alarmes, equivalente a uma implementação real.

Figura 6.14 – Diagrama de blocos AGPA; a) algoritmo principal; b) algoritmo de geração de alarmes de relés.



Fonte: Dados do próprio autor.

Como observado na Figura 6.14 algumas variáveis já foram definidas em seções anteriores. As variáveis ainda não definidas são dadas por:

- $nfalta$  : Número máximo de casos de falta;
- $nalarmes$  : Número máximo de conjuntos de alarmes gerados por caso de falta;
- $fp^{prob}$  : Alarme da função  $fp$  gerado de forma probabilística;
- $S_j^{3\phi}$  : Estado da seção  $k$  considerando as fases a, b, c e N envolvidas. 1-a fase esta envolvida na falta, 0-a fase não está envolvida na falta.

O AGPA gera probabilisticamente os alarmes de relés e disjuntores a partir de uma topologia definida pelas chaves seccionadoras e funções de transferências. Os alarmes de relés gerados aleatoriamente são compatibilizados com a filosofia de proteção adotada utilizando o modelo matemático de operação do sistema de proteção. A ideia central é definir os estados das fases das seções e utilizar estes estados para estimar, através do modelo matemático de operação do sistema de proteção, os alarmes trifásicos do sistema de proteção. O AGPA gera  $nalarmes$  conjuntos de alarmes a partir de  $nfalta$  casos de falta, isto quer dizer que, para cada caso de falta base é possível gerar aleatoriamente um total de  $nalarmes$  conjuntos de alarmes de relés e disjuntores. As variáveis de entrada do algoritmo são: (1) estado das chaves seccionadoras (topologia da rede); (2) funções de transferência de proteção; (3) as fases das seções envolvidas na falta e (4) probabilidade de atuações de relés (Tabela A-1) e disjuntores (definido como 0,99 para todos). Os dados (1), (2) e (3) definem o caso de falta base para geração dos conjuntos de alarmes utilizando o dado (4).

Considerando que as probabilidades de atuação de relés e disjuntores podem ser definidas uma única vez para a geração aleatória de uma quantidade infinita de alarmes, o número de variáveis de entrada para que o AGPA gere os alarmes é bastante reduzida (Tabela 6.3) quando comparado com a geração manual (Tabela 6.2).

Tabela 6.3 – Variáveis de entrada para o AGPA.

Variáveis	Quantidade de Alarmes Máximo
Chaves seccionadoras	185
Funções de transferência	22
Seções (trifásico)	340
<b>Total</b>	<b>547</b>

Fonte: Dados do próprio autor.

O bloco de filtragem de seções sob falta do AGPA (Figura 6.14) transforma os estados das seções que foram definidas na aquisição de dados em seções monofásicas que serão utilizadas no modelo matemático de operação do sistema de proteção. Este algoritmo é equivalente aquele utilizado na Figura 5.9 para filtragem de alarmes trifásicos para monofásicos.

A geração de alarmes probabilística de relés é realizada da seguinte maneira: para cada alarme de função de proteção é sorteado um número aleatório e se esse número é menor que a probabilidade definida pela matriz de probabilidade dos relés (Tabela A-1) então é gerado probabilisticamente um alarme definido como  $fp^{prob}$ .

Os alarmes dos disjuntores são gerados probabilisticamente a partir da seguinte regra: um disjuntor é considerado aberto somente se o relé que o comanda está atuado e um número aleatório gerado é menor do que a probabilidade do disjuntor abrir. Além disso, a Regra 4 (seção 4.2.1.4) é empregada para validar a atuação do disjuntor.

O bloco de pré-cálculo é equivalente ao utilizado na metodologia proposta (Figura 5.9). Com os alarmes de relés e disjuntores gerados probabilisticamente, os estados das chaves seccionadoras e funções de transferências e as seções sob falta, os estados esperados das funções de proteção podem ser estimados. A ideia aqui é fazer com que os alarmes de relés sejam compatibilizados com a filosofia de proteção empregada e implicitamente definida pelo modelo matemático do sistema de proteção. A próxima fase é relacionar os alarmes de relés gerados aleatoriamente com os estados estimados das funções de proteção.

O bloco de geração de alarmes gera os alarmes monofásicos das funções de proteção através da multiplicação dos alarmes gerados probabilisticamente com os estados estimados pelo modelo. Observe que o alarme monofásico somente será atuado se ambos, o alarme gerado probabilisticamente e o estado estimado são 1. Portanto, pode-se dizer que o alarme gerado possui característica aleatória ao mesmo tempo em que segue a lógica de atuação e a filosofia de proteção adotada para proteger o sistema monitorado.

A partir dos alarmes monofásicos obtidos os alarmes trifásicos finais podem ser gerados. Isto é feito verificando primeiro se o alarme monofásico está atuado e depois verificando para cada seção sob falta definida nos dados de entrada se o termo da equação de estado esperado também é unitário. A ideia é identificar qual fase da função de proteção atuou através da associação do alarme monofásico gerado e o termo referente à seção  $j$  da equação de estado esperado gerado através do modelo matemático. Quando o termo referente à seção  $j$

é unitário (existe uma falta na seção  $j$ ) o estado das fases envolvidas desta seção é atribuído para o alarme trifásico da função de proteção  $fp$ . Observe que  $fp_j^E$  nem sempre é unitário para  $s_j^{3\phi}$  unitário. Isto porque o estado de  $fp_j^E$  depende também dos alarmes de disjuntores, estados de chaves seccionadoras e funções de transferência (caminhos de circuitos). Logo podem existir casos em que mesmo as seções definidas estarem sob falta os alarmes trifásicos relacionados a essas seções não são gerados porque  $fp_j^E=0$ . Desta forma as seções definidas sob falta no início do algoritmo somente dão uma estimativa inicial de quais alarmes provavelmente devem estar atuados.

Após a obtenção dos alarmes trifásicos é feita uma filtragem desses alarmes equivalente aquela feita no algoritmo da metodologia (Figura 5.9). Os alarmes monofásicos gerados então são utilizados para a geração definitiva de alarmes de disjuntores através da regra anteriormente mencionada. Finalmente os alarmes trifásicos de relés e os alarmes de disjuntores são impressos considerando o caso de falta e o conjunto de alarmes. O algoritmo termina quando *nfalta* casos de faltas são gerados e *nalarmes* conjuntos de alarmes são gerados para cada caso. A quantidade de alarmes totais gerados é dada por  $nfalta \times nalarmes$ .

### 6.1.3 Simulações

A metodologia proposta para o diagnóstico de faltas em nível de subestações bem como o algoritmo gerador de alarmes são implementados em linguagem de programação C++ e as simulações são executadas utilizando um computador Intel<sup>(R)</sup> Core<sup>(TM)</sup>2 Duo, 2,0 GHz e 4Gb de RAM. Para testar e validar a metodologia são realizados testes exaustivos com um conjunto de alarmes gerados manualmente e com uma grande quantidade de alarmes gerados pelo AGPA utilizando 6 casos de falta base para gerar diversos conjuntos de alarmes. Para todas as simulações realizadas para o diagnóstico em nível de subestações os parâmetros calibrados para a função objetivo (4.45) são:  $k1=1000$ ,  $k2=10$ ,  $k3=1$  e para o AG são  $np=100$  e  $ngmax=1000$ . Esses parâmetros são calibrados de modo que o AG necessite o menor tempo de processamento e a eficiência e robustez sejam garantidas para todos os alarmes testados.

#### 6.1.3.1 Alarmes Gerados Manualmente

Apesar de se dispor de uma ferramenta para geração automática de alarmes, apresentada na seção 6.1.2, é necessário que a metodologia seja testada a partir de alarmes

gerados manualmente de forma a validar as soluções produzidas. Alarmes manuais são gerados a partir da escolha de quais seções no sistema estão sob falta e a partir desta consideração quais alarmes provavelmente estariam atuados (considerando falhas da proteção) baseado na filosofia de proteção adotada. As soluções produzidas pela metodologia a partir dos alarmes gerados então podem ser checadas com as soluções criadas manualmente e validadas para cada caso de falta. Além disso, é possível prever aproximadamente quantas soluções serão produzidas a partir de cada caso de falta criado (o que nem sempre é possível para alarmes gerados de forma aleatória), e se o número de soluções é pequeno, é possível analisar e detalhar todas elas. Na Tabela 6.4 a seguir são apresentados os alarmes gerados manualmente considerando cinco casos de falta. As letras à direita das funções de proteção indicam quais fases atuaram (alarmes trifásicos).

Tabela 6.4 – Cinco conjuntos de alarmes gerados manualmente.

Casos	Alarmes informados		Topologia	
	Relé(funções atuadas) <sup>(subestação)</sup>	Disjuntores abertos <sup>(subestação)</sup>	Chaves abertas <sup>(subestação)</sup>	Função de transferência Estado <sup>(subestação)</sup>
1	r1(50bc/27bc) <sup>(1)</sup> ; r2(50bc/27bc) <sup>(1)</sup> ; r3(50bc/27bc) <sup>(1)</sup>	1 <sup>(1)</sup> ; 2 <sup>(1)</sup> ; 3 <sup>(1)</sup> ; 4 <sup>(1)</sup> ; 9 <sup>(1)</sup> ; 3 <sup>(2)</sup> ; 8 <sup>(2)</sup> ; 3 <sup>(3)</sup> ; 2 <sup>(4)</sup>	7 <sup>(1)</sup> ; 8 <sup>(1)</sup> ; 17 <sup>(1)</sup> ; 18 <sup>(1)</sup> ; 45 <sup>(1)</sup> ; 46 <sup>(1)</sup> ; 47 <sup>(1)</sup> ; 48 <sup>(1)</sup> ; 49 <sup>(1)</sup> ; 50 <sup>(1)</sup> ; 51 <sup>(1)</sup> ; 52 <sup>(1)</sup> ; 53 <sup>(1)</sup> ; 54 <sup>(1)</sup> ; 55 <sup>(1)</sup> ; 56 <sup>(1)</sup> ; 57 <sup>(1)</sup> ; 58 <sup>(1)</sup> ; 59 <sup>(1)</sup> ; 60 <sup>(1)</sup> ; 61 <sup>(1)</sup> ; 62 <sup>(1)</sup> ; 63 <sup>(1)</sup> ; 64 <sup>(1)</sup> ; 65 <sup>(1)</sup> ; 5 <sup>(2)</sup> ; 6 <sup>(2)</sup> ; 15 <sup>(2)</sup> ; 16 <sup>(2)</sup> ; 39 <sup>(2)</sup> ; 40 <sup>(2)</sup> ; 41 <sup>(2)</sup> ; 42 <sup>(2)</sup> ; 43 <sup>(2)</sup> ; 44 <sup>(2)</sup> ; 45 <sup>(2)</sup> ; 46 <sup>(2)</sup> ; 47 <sup>(2)</sup> ; 48 <sup>(2)</sup> ; 49 <sup>(2)</sup> ; 50 <sup>(2)</sup> ; 51 <sup>(2)</sup> ; 52 <sup>(2)</sup> ; 53 <sup>(2)</sup> ; 54 <sup>(2)</sup> ; 55 <sup>(2)</sup> ; 56 <sup>(2)</sup> ; 5 <sup>(3)</sup> ; 6 <sup>(3)</sup> ; 31 <sup>(3)</sup> ; 32 <sup>(3)</sup> ; 33 <sup>(3)</sup> ; 34 <sup>(3)</sup> ; 35 <sup>(3)</sup> ; 36 <sup>(3)</sup> ; 37 <sup>(3)</sup> ; 38 <sup>(3)</sup> ; 39 <sup>(3)</sup> ; 40 <sup>(3)</sup> ; 41 <sup>(3)</sup> ; 42 <sup>(3)</sup> ; 43 <sup>(3)</sup> ; 3 <sup>(4)</sup> ; 4 <sup>(4)</sup> ; 16 <sup>(4)</sup> ; 17 <sup>(4)</sup> ; 18 <sup>(4)</sup> ; 19 <sup>(4)</sup> ; 20 <sup>(4)</sup> ; 21 <sup>(4)</sup> ;	1N <sup>(1)</sup> -8N <sup>(1)</sup> ; 1N <sup>(2)</sup> -7N <sup>(2)</sup> ; 1N <sup>(3)</sup> -5N <sup>(3)</sup> ; 1N <sup>(4)</sup> -2N <sup>(4)</sup>
2	r1(50ab/27ab) <sup>(1)</sup> ; r2(50ab/27ab) <sup>(1)</sup> ; r3(50ab/27ab) <sup>(1)</sup> ; r7(87ab) <sup>(1)</sup> ; r16(50b/50N/50BF) <sup>(2)</sup> ; r1(27abc) <sup>(4)</sup> ;	1 <sup>(1)</sup> ; 2 <sup>(1)</sup> ; 3 <sup>(1)</sup> ; 4 <sup>(1)</sup> ; 6 <sup>(1)</sup> ; 8 <sup>(1)</sup> ; 9 <sup>(1)</sup> ; 3 <sup>(2)</sup> ; 7 <sup>(2)</sup> ; 8 <sup>(2)</sup> ; 3 <sup>(3)</sup> ; 1 <sup>(4)</sup> ; 2 <sup>(4)</sup>	7 <sup>(1)</sup> ; 8 <sup>(1)</sup> ; 17 <sup>(1)</sup> ; 18 <sup>(1)</sup> ; 45 <sup>(1)</sup> ; 46 <sup>(1)</sup> ; 47 <sup>(1)</sup> ; 48 <sup>(1)</sup> ; 49 <sup>(1)</sup> ; 50 <sup>(1)</sup> ; 51 <sup>(1)</sup> ; 52 <sup>(1)</sup> ; 53 <sup>(1)</sup> ; 54 <sup>(1)</sup> ; 55 <sup>(1)</sup> ; 56 <sup>(1)</sup> ; 57 <sup>(1)</sup> ; 58 <sup>(1)</sup> ; 59 <sup>(1)</sup> ; 60 <sup>(1)</sup> ; 61 <sup>(1)</sup> ; 62 <sup>(1)</sup> ; 63 <sup>(1)</sup> ; 64 <sup>(1)</sup> ; 65 <sup>(1)</sup> ; 5 <sup>(2)</sup> ; 6 <sup>(2)</sup> ; 15 <sup>(2)</sup> ; 16 <sup>(2)</sup> ; 39 <sup>(2)</sup> ; 40 <sup>(2)</sup> ; 41 <sup>(2)</sup> ; 42 <sup>(2)</sup> ; 43 <sup>(2)</sup> ; 44 <sup>(2)</sup> ; 45 <sup>(2)</sup> ; 46 <sup>(2)</sup> ; 47 <sup>(2)</sup> ; 48 <sup>(2)</sup> ; 49 <sup>(2)</sup> ; 50 <sup>(2)</sup> ; 51 <sup>(2)</sup> ; 52 <sup>(2)</sup> ; 53 <sup>(2)</sup> ; 54 <sup>(2)</sup> ; 55 <sup>(2)</sup> ; 56 <sup>(2)</sup> ; 5 <sup>(3)</sup> ; 6 <sup>(3)</sup> ; 31 <sup>(3)</sup> ; 32 <sup>(3)</sup> ; 33 <sup>(3)</sup> ; 34 <sup>(3)</sup> ; 35 <sup>(3)</sup> ; 36 <sup>(3)</sup> ; 37 <sup>(3)</sup> ; 38 <sup>(3)</sup> ; 39 <sup>(3)</sup> ; 40 <sup>(3)</sup> ; 41 <sup>(3)</sup> ; 42 <sup>(3)</sup> ; 43 <sup>(3)</sup> ; 3 <sup>(4)</sup> ; 4 <sup>(4)</sup> ; 16 <sup>(4)</sup> ; 17 <sup>(4)</sup> ; 18 <sup>(4)</sup> ; 19 <sup>(4)</sup> ; 20 <sup>(4)</sup> ; 21 <sup>(4)</sup> ;	1N <sup>(1)</sup> -8N <sup>(1)</sup> ; 1N <sup>(2)</sup> -7N <sup>(2)</sup> ; 1N <sup>(3)</sup> -5N <sup>(3)</sup> ; 1N <sup>(4)</sup> -2N <sup>(4)</sup>
3	r4(21-sb/21N-s) <sup>(1)</sup> ; r8(26/49) <sup>(1)</sup> ; r12(61) <sup>(1)</sup> ; r13(27abc) <sup>(1)</sup> ; r14(27abc) <sup>(1)</sup> ; r15(27abc) <sup>(1)</sup> ; r16(27abc) <sup>(1)</sup> ; r17(27abc) <sup>(1)</sup> ; r18(27abc) <sup>(1)</sup> ; r19(27abc) <sup>(1)</sup> ; r20(27abc) <sup>(1)</sup> ; r21(27abc) <sup>(1)</sup> ; r22(27abc) <sup>(1)</sup> ; r23(27abc) <sup>(1)</sup> ; r24(27abc) <sup>(1)</sup> ; r1(51b/51N) <sup>(4)</sup> ; r2(51b/51N) <sup>(4)</sup>	4 <sup>(1)</sup> ; 5 <sup>(1)</sup> ; 6 <sup>(1)</sup> ; 8 <sup>(1)</sup> ; 9 <sup>(1)</sup> ; 11 <sup>(1)</sup> ; 12 <sup>(1)</sup> ; 13 <sup>(1)</sup> ; 14 <sup>(1)</sup> ; 15 <sup>(1)</sup> ; 16 <sup>(1)</sup> ; 17 <sup>(1)</sup> ; 18 <sup>(1)</sup> ; 19 <sup>(1)</sup> ; 20 <sup>(1)</sup> ; 21 <sup>(1)</sup> ; 22 <sup>(1)</sup> ; 23 <sup>(1)</sup> ; 3 <sup>(2)</sup> ; 8 <sup>(2)</sup> ; 2 <sup>(3)</sup> ; 2 <sup>(4)</sup> ;	7 <sup>(1)</sup> ; 8 <sup>(1)</sup> ; 11 <sup>(1)</sup> ; 12 <sup>(1)</sup> ; 15 <sup>(1)</sup> ; 16 <sup>(1)</sup> ; 17 <sup>(1)</sup> ; 18 <sup>(1)</sup> ; 45 <sup>(1)</sup> ; 46 <sup>(1)</sup> ; 47 <sup>(1)</sup> ; 48 <sup>(1)</sup> ; 49 <sup>(1)</sup> ; 50 <sup>(1)</sup> ; 51 <sup>(1)</sup> ; 52 <sup>(1)</sup> ; 53 <sup>(1)</sup> ; 54 <sup>(1)</sup> ; 55 <sup>(1)</sup> ; 56 <sup>(1)</sup> ; 57 <sup>(1)</sup> ; 58 <sup>(1)</sup> ; 59 <sup>(1)</sup> ; 60 <sup>(1)</sup> ; 61 <sup>(1)</sup> ; 62 <sup>(1)</sup> ; 63 <sup>(1)</sup> ; 5 <sup>(2)</sup> ; 6 <sup>(2)</sup> ; 15 <sup>(2)</sup> ; 16 <sup>(2)</sup> ; 39 <sup>(2)</sup> ; 40 <sup>(2)</sup> ; 41 <sup>(2)</sup> ; 42 <sup>(2)</sup> ; 43 <sup>(2)</sup> ; 44 <sup>(2)</sup> ; 45 <sup>(2)</sup> ; 46 <sup>(2)</sup> ; 47 <sup>(2)</sup> ; 48 <sup>(2)</sup> ; 49 <sup>(2)</sup> ;	1N <sup>(1)</sup> -8N <sup>(1)</sup> ; 1N <sup>(2)</sup> -7N <sup>(2)</sup> ; 1N <sup>(3)</sup> ; 2T <sup>(3)</sup> ; 3N <sup>(3)</sup> -5N <sup>(3)</sup> ; 1N <sup>(4)</sup> -2N <sup>(4)</sup>

			50 <sup>(2)</sup> ; 51 <sup>(2)</sup> ; 52 <sup>(2)</sup> ; 53 <sup>(2)</sup> ; 54 <sup>(2)</sup> ; 55 <sup>(2)</sup> ; 56 <sup>(2)</sup> ; 3 <sup>(3)</sup> ; 4 <sup>(3)</sup> ; 31 <sup>(3)</sup> ; 33 <sup>(3)</sup> ; 34 <sup>(3)</sup> ; 35 <sup>(3)</sup> ; 36 <sup>(3)</sup> ; 37 <sup>(3)</sup> ; 38 <sup>(3)</sup> ; 39 <sup>(3)</sup> ; 40 <sup>(3)</sup> ; 41 <sup>(3)</sup> ; 42 <sup>(3)</sup> ; 43 <sup>(3)</sup> ; 3 <sup>(4)</sup> ; 4 <sup>(4)</sup> ; 16 <sup>(4)</sup> ; 17 <sup>(4)</sup> ; 18 <sup>(4)</sup> ; 19 <sup>(4)</sup> ; 20 <sup>(4)</sup> ; 21 <sup>(4)</sup>	
4	r15(51b/51N) <sup>(1)</sup> ; r21(50a/50N) <sup>(1)</sup> ; r2(50b/50N/67b/67N) <sup>(2)</sup> ; r3(21-pc/21N- p/67c/67N/50BF) <sup>(2)</sup> ; r8(51c/51N) <sup>(3)</sup> ; r9(27abc) <sup>(3)</sup> ; r10(27abc) <sup>(3)</sup> ; r11(27abc) <sup>(3)</sup> ; r12(27abc) <sup>(3)</sup> ; r13(27abc) <sup>(3)</sup> ; r15(50b/50N/27abc) <sup>(3)</sup> ; r16(27abc) <sup>(3)</sup> ; r17(27abc) <sup>(3)</sup> ; r3(87abc) <sup>(4)</sup> ; r5(27abc) <sup>(4)</sup> ; r6(27abc) <sup>(4)</sup> ; r7(27abc) <sup>(4)</sup>	2 <sup>(1)</sup> ; 3 <sup>(1)</sup> ; 9 <sup>(1)</sup> ; 14 <sup>(1)</sup> ; 20 <sup>(1)</sup> ; 1 <sup>(2)</sup> ; 2 <sup>(2)</sup> ; 3 <sup>(2)</sup> ; 8 <sup>(2)</sup> ; 3 <sup>(3)</sup> ; 5 <sup>(3)</sup> ; 6 <sup>(3)</sup> ; 7 <sup>(3)</sup> ; 8 <sup>(3)</sup> ; 9 <sup>(3)</sup> ; 10 <sup>(3)</sup> ; 11 <sup>(3)</sup> ; 13 <sup>(3)</sup> ; 14 <sup>(3)</sup> ; 1 <sup>(4)</sup> ; 2 <sup>(4)</sup> ; 3 <sup>(4)</sup> ; 4 <sup>(4)</sup> ; 5 <sup>(4)</sup> ; 6 <sup>(4)</sup>	5 <sup>(1)</sup> ; 6 <sup>(1)</sup> ; 17 <sup>(1)</sup> ; 18 <sup>(1)</sup> ; 45 <sup>(1)</sup> ; 46 <sup>(1)</sup> ; 48 <sup>(1)</sup> ; 49 <sup>(1)</sup> ; 50 <sup>(1)</sup> ; 51 <sup>(1)</sup> ; 52 <sup>(1)</sup> ; 53 <sup>(1)</sup> ; 54 <sup>(1)</sup> ; 55 <sup>(1)</sup> ; 56 <sup>(1)</sup> ; 57 <sup>(1)</sup> ; 58 <sup>(1)</sup> ; 59 <sup>(1)</sup> ; 60 <sup>(1)</sup> ; 61 <sup>(1)</sup> ; 62 <sup>(1)</sup> ; 63 <sup>(1)</sup> ; 64 <sup>(1)</sup> ; 65 <sup>(1)</sup> ; 5 <sup>(2)</sup> ; 6 <sup>(2)</sup> ; 15 <sup>(2)</sup> ; 16 <sup>(2)</sup> ; 39 <sup>(2)</sup> ; 40 <sup>(2)</sup> ; 41 <sup>(2)</sup> ; 42 <sup>(2)</sup> ; 43 <sup>(2)</sup> ; 44 <sup>(2)</sup> ; 45 <sup>(2)</sup> ; 46 <sup>(2)</sup> ; 47 <sup>(2)</sup> ; 48 <sup>(2)</sup> ; 49 <sup>(2)</sup> ; 50 <sup>(2)</sup> ; 51 <sup>(2)</sup> ; 52 <sup>(2)</sup> ; 53 <sup>(2)</sup> ; 54 <sup>(2)</sup> ; 55 <sup>(2)</sup> ; 56 <sup>(2)</sup> ; 5 <sup>(3)</sup> ; 6 <sup>(3)</sup> ; 23 <sup>(3)</sup> ; 24 <sup>(3)</sup> ; 31 <sup>(3)</sup> ; 32 <sup>(3)</sup> ; 33 <sup>(3)</sup> ; 34 <sup>(3)</sup> ; 35 <sup>(3)</sup> ; 36 <sup>(3)</sup> ; 37 <sup>(3)</sup> ; 38 <sup>(3)</sup> ; 39 <sup>(3)</sup> ; 41 <sup>(3)</sup> ; 42 <sup>(3)</sup> ; 43 <sup>(3)</sup> ; 1 <sup>(4)</sup> ; 2 <sup>(4)</sup> ; 17 <sup>(4)</sup> ; 18 <sup>(4)</sup> ; 19 <sup>(4)</sup> ; 20 <sup>(4)</sup> ; 21 <sup>(4)</sup>	1N <sup>(1)</sup> ; 2N <sup>(1)</sup> ; 3T <sup>(1)</sup> ; 4N <sup>(1)</sup> ; 8N <sup>(1)</sup> ; 1N <sup>(2)</sup> ; 7N <sup>(2)</sup> ; 1N <sup>(3)</sup> ; 5N <sup>(3)</sup> ; 1T <sup>(4)</sup> ; 2T <sup>(4)</sup>
5	r1(67a/67N) <sup>(1)</sup> ; r2(AUD) <sup>(1)</sup> ; r3(51a/51N) <sup>(1)</sup> ; r12(27abc) <sup>(1)</sup> ; r13(27abc) <sup>(1)</sup> ; r14(27abc) <sup>(1)</sup> ; r15(27abc) <sup>(1)</sup> ; r16(50a/50N/79/27abc) <sup>(1)</sup> ; r17(50NS/79/27abc) <sup>(1)</sup> ; r18(27abc) <sup>(1)</sup> ; r19(27abc) <sup>(1)</sup> ; r20(50b/50N/50BF) <sup>(1)</sup> ; r21(27abc) <sup>(1)</sup> ; r22(27abc) <sup>(1)</sup> ; r23(27abc) <sup>(1)</sup> ; r24(27abc) <sup>(1)</sup> ; r3(21-sa/21N-s) <sup>(2)</sup> ; r19(50c/50N/79) <sup>(2)</sup> ; r1(50a/50N) <sup>(3)</sup> ; r2(50a/50N) <sup>(3)</sup> ; r3(21-sa/21N-s) <sup>(3)</sup> ; r4(50a/50N) <sup>(3)</sup> ; r6(51G/87a) <sup>(3)</sup> ; r9(27abc) <sup>(3)</sup> ; r10(27abc) <sup>(3)</sup> ; r11(27abc) <sup>(3)</sup> ; r12(27abc) <sup>(3)</sup> ; r13(27abc) <sup>(3)</sup> ; r14(27abc) <sup>(3)</sup> ; r15(27abc) <sup>(3)</sup> ; r16(27abc) <sup>(3)</sup> ; r17(27abc) <sup>(3)</sup> ; r5(27abc) <sup>(4)</sup> ; r6(27abc) <sup>(4)</sup> ; r7(27abc) <sup>(4)</sup>	3 <sup>(1)</sup> ; 4 <sup>(1)</sup> ; 9 <sup>(1)</sup> ; 10 <sup>(1)</sup> ; 11 <sup>(1)</sup> ; 12 <sup>(1)</sup> ; 13 <sup>(1)</sup> ; 14 <sup>(1)</sup> ; 15 <sup>(1)</sup> ; 16 <sup>(1)</sup> ; 17 <sup>(1)</sup> ; 18 <sup>(1)</sup> ; 20 <sup>(1)</sup> ; 21 <sup>(1)</sup> ; 22 <sup>(1)</sup> ; 23 <sup>(1)</sup> ; 3 <sup>(2)</sup> ; 4 <sup>(2)</sup> ; 6 <sup>(2)</sup> ; 8 <sup>(2)</sup> ; 9 <sup>(2)</sup> ; 18 <sup>(2)</sup> ; 1 <sup>(3)</sup> ; 2 <sup>(3)</sup> ; 3 <sup>(3)</sup> ; 4 <sup>(3)</sup> ; 5 <sup>(3)</sup> ; 6 <sup>(3)</sup> ; 7 <sup>(3)</sup> ; 8 <sup>(3)</sup> ; 9 <sup>(3)</sup> ; 10 <sup>(3)</sup> ; 11 <sup>(3)</sup> ; 12 <sup>(3)</sup> ; 13 <sup>(3)</sup> ; 14 <sup>(3)</sup> ; 2 <sup>(4)</sup> ; 4 <sup>(4)</sup> ; 5 <sup>(4)</sup> ; 6 <sup>(4)</sup>	7 <sup>(1)</sup> ; 8 <sup>(1)</sup> ; 19 <sup>(1)</sup> ; 20 <sup>(1)</sup> ; 45 <sup>(1)</sup> ; 46 <sup>(1)</sup> ; 47 <sup>(1)</sup> ; 48 <sup>(1)</sup> ; 49 <sup>(1)</sup> ; 50 <sup>(1)</sup> ; 51 <sup>(1)</sup> ; 53 <sup>(1)</sup> ; 54 <sup>(1)</sup> ; 55 <sup>(1)</sup> ; 56 <sup>(1)</sup> ; 57 <sup>(1)</sup> ; 58 <sup>(1)</sup> ; 59 <sup>(1)</sup> ; 60 <sup>(1)</sup> ; 61 <sup>(1)</sup> ; 62 <sup>(1)</sup> ; 63 <sup>(1)</sup> ; 64 <sup>(1)</sup> ; 5 <sup>(2)</sup> ; 6 <sup>(2)</sup> ; 11 <sup>(2)</sup> ; 12 <sup>(2)</sup> ; 15 <sup>(2)</sup> ; 16 <sup>(2)</sup> ; 17 <sup>(2)</sup> ; 18 <sup>(2)</sup> ; 39 <sup>(2)</sup> ; 40 <sup>(2)</sup> ; 41 <sup>(2)</sup> ; 42 <sup>(2)</sup> ; 43 <sup>(2)</sup> ; 44 <sup>(2)</sup> ; 45 <sup>(2)</sup> ; 46 <sup>(2)</sup> ; 47 <sup>(2)</sup> ; 48 <sup>(2)</sup> ; 49 <sup>(2)</sup> ; 50 <sup>(2)</sup> ; 51 <sup>(2)</sup> ; 52 <sup>(2)</sup> ; 53 <sup>(2)</sup> ; 54 <sup>(2)</sup> ; 5 <sup>(3)</sup> ; 6 <sup>(3)</sup> ; 31 <sup>(3)</sup> ; 32 <sup>(3)</sup> ; 33 <sup>(3)</sup> ; 34 <sup>(3)</sup> ; 35 <sup>(3)</sup> ; 36 <sup>(3)</sup> ; 37 <sup>(3)</sup> ; 38 <sup>(3)</sup> ; 39 <sup>(3)</sup> ; 40 <sup>(3)</sup> ; 41 <sup>(3)</sup> ; 42 <sup>(3)</sup> ; 43 <sup>(3)</sup> ; 3 <sup>(4)</sup> ; 4 <sup>(4)</sup> ; 16 <sup>(4)</sup> ; 17 <sup>(4)</sup> ; 18 <sup>(4)</sup> ; 19 <sup>(4)</sup> ; 20 <sup>(4)</sup> ; 21 <sup>(4)</sup>	1N <sup>(1)</sup> -6(N) <sup>(1)</sup> ; 7T <sup>(1)</sup> ; 8N <sup>(1)</sup> ; 1N <sup>(2)</sup> -7N <sup>(2)</sup> ; 1N <sup>(3)</sup> -5N <sup>(3)</sup> ; 1N <sup>(4)</sup> -2N <sup>(4)</sup>

Fonte: Dados do próprio autor.

Os diagnósticos globais para cada um dos casos de falta após 100 execuções do AG ( $ndiag=100$ ) são apresentados na Tabela 6.5. Esta tabela apresenta os tempos médios considerando 100 soluções para cada caso de falta, as duas soluções que apresentaram os tempos mínimo e máximo para convergência (o número da solução refere-se em que  $p$  o algoritmo encontra aquela solução) juntamente com o valor da função objetivo. A coluna de relés fornece o diagnóstico dos relés e a coluna de disjuntores apresenta o relatório de diagnóstico das condições dos disjuntores. O caso de falta 0 da Tabela 6.5 refere-se ao diagnóstico do sistema sem a atuação de qualquer relé, ou seja, considerando o sistema em condições normais de operação e apresentou o menor tempo de processamento dentre todos os casos. Para todas as simulações o AG convergiu para as soluções corretas sendo que o maior tempo de processamento gasto é de 1,888 segundos ocorrido na produção da solução  $p=80$  do caso 5. Na Tabela 6.6 são apresentados todos os diagnósticos detalhados para todas as soluções diferentes encontradas pelo AG para os alarmes da Tabela 6.4 considerando

$ndiag=100$ . Como observado na Tabela 6.6 as soluções mínimas são encontradas mais vezes pelo algoritmo sendo o número de vezes que determinada solução é encontrada apresentado na coluna (%). Observe que devido  $ndiag=100$  a quantidade de uma solução produzida em 100 execuções do AG é igual ao percentual de ocorrência dessa solução. Por exemplo, para o caso 1, a primeira solução (mínima) foi encontrada pelo AG 97 vezes, ou 97% em relação a todas as soluções produzidas, enquanto a solução subótima aparece somente no diagnóstico 15 e é encontrada 3 vezes. Idealmente é interessante que a metodologia seja executada mais de uma vez ou  $ndiag > 1$ . Deste modo, o AG pode explorar de maneira adequada o espaço de busca do problema para determinado conjunto de alarmes, e assim obter soluções subótimas. Seções pertencentes a soluções subótimas têm menor probabilidade de estarem sob falta, embora seja interessante que elas sejam verificadas pelo operador. Do ponto de vista de um operador soluções subótimas são importantes porque possibilitam uma análise mais ampla e aprofundada da situação de falta. Por outro lado, um diagnóstico único ou  $ndiag=1$  pode ser muito útil na tomada de decisão em tempo real. No caso dos alarmes gerados manualmente apresentados na Tabela 6.4 um número máximo de  $ndiag=1$  pode ser usado para obter uma condição real de operação do sistema. Isto porque analisando a Tabela 6.6 observa-se que o AG encontrou as soluções ótimas em  $p=1$  para os casos de falta 1, 2, 3 e 4 e a melhor solução subótima para o caso de falta 5.

Tabela 6.5 – Diagnóstico de faltas global (*ndiag*=100) - Alarmes da Tabela 6.4.

Casos	t(s) médio	Tempos mínimo e máximo de convergência			Seções sob falta	Relés	Disjuntores
		Solução p	t(s) Min/Max	E <sub>min</sub>			
0	0,918	86	0,515	0	SISTEMA ELÉTRICO EM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO.	RELÉS EM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO.	FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(4) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(9) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(8) FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(2)
		81	1,326	0			
1	0,943	5	0,624	161	s(3)->SD01->EDL03 s(4)->SD01->Barra BP-AT	RELÉS EM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO.	FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(4) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(9) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(8) FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(2)
		97	1,419	161			
2	1,110	52	0,780	394	s(3)->SD01->EDL03 s(4)->SD01->Barra BP-AT s(6)->SD01->Transformador TF01 s(36)->SD02->Alimentador AL04 s(59)->SD04->Barra BP-AT	RELÉS EM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO.	FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(4) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(9) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(8) CHECAR.....: SD(2)->Disjuntor(15) FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(2)
		21	1,404	394			
3	1,107	63	0,718	465	s(0)->LINHA LST_1-4-(SDL01_SD01->EDL01_SD04) s(7)->SD01->Transformador TF02 s(8)->SD01->Barra BP-MT s(10)->SD01->Banco de Capacitores BC01 s(59)->SD04->Barra BP-AT s(61)->SD04->Transformador TF01 s(62)->SD04->Regulador RG01 s(63)->SD04->Barra BP-MT s(64)->SD04->Barra BA-MT s(66)->SD04->Alimentador AL01 s(67)->SD04->Alimentador AL02	RELÉS EM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO.	FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(4) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(6) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(8) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(9) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(8) CHECAR.....: SD(4)->Disjuntor(1) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(2)
		53	1,575	465			

4	1,292	18	0,858	668	s(1)->LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02->EDL02_SD01) s(13)->SD01->Alimentador AL02 s(19)->SD01->Alimentador AL08 s(23)->SD02->EDL01 s(24)->SD02->EDL02 s(48)->SD03->Barra BP-MT s(49)->SD03->Barra BA-MT s(56)->SD03->Alimentador AL05 s(61)->SD04->Transformador TF01 s(63)->SD04->Barra BP-MT s(64)->SD04->Barra BA-MT	RELÉS EM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO.	FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(9) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(3) CHECAR.....: SD(2)->Disjuntor(4) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(8) FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(11) CHECAR.....: SD(3)->Disjuntor(12) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(1)
		8	1,778	488	s(1)->LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02->EDL02_SD01) s(2)->LINHA LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01) s(3)->SD01->EDL03 s(8)->SD01->Barra BP-MT s(9)->SD01->Barra BT-MT s(14)->SD01->Alimentador AL03 s(15)->SD01->Alimentador AL04 s(18)->SD01->Alimentador AL07 s(39)->SD02->Alimentador AL07 s(42)->SD03->EDL01 s(43)->SD03->EDL02 s(44)->SD03->Barra BP-AT s(46)->SD03->Transformador TF01 s(48)->SD03->Barra BP-MT s(49)->SD03->Barra BA-MT s(63)->SD04->Barra BP-MT s(64)->SD04->Barra BA-MT		FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(1) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(4) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(10) CHECAR.....: SD(1)->Disjuntor(19) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(6) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(8) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(9) FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(2)
5	1,371	64	0,968	892	s(1)->LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02->EDL02_SD01) s(2)->LINHA LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01) s(3)->SD01->EDL03 s(8)->SD01->Barra BP-MT s(9)->SD01->Barra BT-MT s(14)->SD01->Alimentador AL03 s(15)->SD01->Alimentador AL04 s(18)->SD01->Alimentador AL07 s(39)->SD02->Alimentador AL07 s(42)->SD03->EDL01 s(43)->SD03->EDL02 s(44)->SD03->Barra BP-AT s(46)->SD03->Transformador TF01 s(48)->SD03->Barra BP-MT s(49)->SD03->Barra BA-MT s(63)->SD04->Barra BP-MT s(64)->SD04->Barra BA-MT	SD(1)->relé(2)->Checar Relé (Sinal Autodiagnóstico-AUD)	CHECAR.....: SD(1)->Disjuntor(1) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(4) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(10) CHECAR.....: SD(1)->Disjuntor(19) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(6) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(8) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(9) FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(2)
		80	1,888	709	s(1)->LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02->EDL02_SD01) s(2)->LINHA LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01) s(3)->SD01->EDL03 s(8)->SD01->Barra BP-MT s(9)->SD01->Barra BT-MT s(14)->SD01->Alimentador AL03 s(15)->SD01->Alimentador AL04 s(18)->SD01->Alimentador AL07 s(39)->SD02->Alimentador AL07 s(42)->SD03->EDL01 s(43)->SD03->EDL02 s(44)->SD03->Barra BP-AT s(46)->SD03->Transformador TF01 s(48)->SD03->Barra BP-MT s(49)->SD03->Barra BA-MT s(63)->SD04->Barra BP-MT s(64)->SD04->Barra BA-MT		FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(1) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(4) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(10) CHECAR.....: SD(1)->Disjuntor(19) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(6) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(8) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(9) FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(2)

Fonte: Dados do próprio autor.

Observe no caso 5 que a diferença entre a solução ótima encontrada em  $p=6$  (49%) e  $p=1$  (41%) refere-se somente a presença das seções  $s(49)\rightarrow SD03\rightarrow$  Barra BA-MT na solução ótima e  $s(48)\rightarrow SD03\rightarrow$  Barra BP-MT na subótima o que em termos práticos influencia pouco no diagnóstico visto que essas seções estão presentes no mesmo vão da subestação, conectadas diretamente por um disjuntor e provavelmente serão checadas pela manutenção caso qualquer uma delas esteja com defeito.

Uma das características importantes da metodologia proposta nesta tese é a capacidade de classificar o tipo de falta baseado nas operações dos relés (5ª coluna da Tabela 6.6). Para cada seção sob falta o algoritmo é capaz de associar o alarme atuado indicando para o operador a fase envolvida além de informações adicionais sobre a operação dos relés. Logo o operador pode utilizar o diagnóstico global (três últimas colunas da Tabela 6.5) para ter uma ideia de quais seções estão sob falta e consultar o diagnóstico detalhado (quarta e quinta colunas da Tabela 6.6) para verificar as fases envolvidas (tipo de curto-circuito) e quais alarmes de relés poderiam estar associados às seções sob falta. O diagnóstico detalhado também pode ser usado pelo operador para estudar de maneira *off-line* o comportamento da proteção em relação a determinadas faltas (análise pós-morte).

Nos gráficos da Figura 6.15 a Figura 6.21 são apresentados os comportamentos da diversidade da população, taxas de recombinação e mutação bem como a convergência do AG para as soluções com menor tempo computacional (caso de falta  $f=0$ , conjunto de alarmes  $m=0$ , solução  $p=86$ ,) e maior tempo ( $f=5$ ,  $m=0$  e  $p=80$ ,) da Tabela 6.5 e Tabela 6.6. É observado que o gráfico de comportamento da taxa de recombinação segue proporcionalmente o comportamento da taxa de diversificação da população. Por outro lado, respeitando certa proporcionalidade, o comportamento da taxa de mutação segue o comportamento do número de configurações iguais na população. Este comportamento é esperado e pode ser justificado considerando-se as expressões das taxas de diversidade da população (5.1), recombinação (5.2) e mutação (5.3).

Tabela 6.6 – Diagnóstico de faltas detalhado (ndiag=100). Alarmes da Tabela 6.4.

Casos	Solução p	Solução (%)	Seções sob falta	Operação de Relés -> Informações adicionais	Ermin	t(s)
1	1	97	s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT	SD(1)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases B-C SD(1)->relé(1)->Função 27 ->Subtensão Fases B-C SD(1)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases B-C SD(1)->relé(2)->Função 27 -> Subtensão Fases B-C SD(1)->relé(3)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases B-C SD(1)->relé(3)->Função 27 -> Subtensão Fases B-C	161	0,905
			s(3)->SD01->EDL03 s(3)->SD01->EDL03 s(3)->SD01->EDL03 s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT	SD(1)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases B-C SD(1)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases B-C SD(1)->relé(3)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases B-C SD(1)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases B-C SD(1)->relé(1)->Função 27 ->Subtensão Fases B-C SD(1)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases B-C SD(1)->relé(2)->Função 27 ->Subtensão Fases B-C SD(1)->relé(3)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases B-C SD(1)->relé(3)->Função 27 ->Subtensão Fases B-C		
2	1	99	s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(6)->SD01->Transformador TF01 s(36)->SD02->Alimentador AL04 s(36)->SD02->Alimentador AL04 s(36)->SD02->Alimentador AL04 s(59)->SD04->Barra BP-AT	SD(1)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B SD(1)->relé(1)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B SD(1)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B SD(1)->relé(2)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B SD(1)->relé(3)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B SD(1)->relé(3)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B SD(1)->relé(7)->Função 87 ->Diferencial Fases A-B SD(2)->relé(16)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase B SD(2)->relé(16)->Função 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro SD(2)->relé(16)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(4)->relé(1)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C	394	1,233
			s(3)->SD01->EDL03 s(3)->SD01->EDL03 s(3)->SD01->EDL03 s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT	SD(1)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B SD(1)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B SD(1)->relé(3)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B SD(1)->relé(1)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B SD(1)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B SD(1)->relé(2)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B SD(1)->relé(3)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B		
38	1	1	s(3)->SD01->EDL03 s(3)->SD01->EDL03 s(3)->SD01->EDL03 s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT	SD(1)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B SD(1)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B SD(1)->relé(3)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B SD(1)->relé(1)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B SD(1)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B SD(1)->relé(2)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B SD(1)->relé(3)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B	415	0,920
			s(4)->SD01->Barra BP-AT s(4)->SD01->Barra BP-AT	SD(1)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B SD(1)->relé(3)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B		

			<p>s(4)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-AT  s(6)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF01  s(36)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL04  s(36)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL04  s(36)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL04  s(59)-&gt;SD04-&gt;Barra BP-AT</p>		<p>SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B  SD(1)-&gt;relé(7)-&gt;Função 87 -&gt;Diferencial Fases A-B  SD(2)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(2)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(4)-&gt;relé(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p>		
1	42		<p>s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02  s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02  s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT  s(10)-&gt;SD01-&gt;Banco de Capacitores BC01  s(59)-&gt;SD04-&gt;Barra BP-AT  s(59)-&gt;SD04-&gt;Barra BP-AT  s(59)-&gt;SD04-&gt;Barra BP-AT  s(59)-&gt;SD04-&gt;Barra BP-AT  s(62)-&gt;SD04-&gt;Regulador RG01  s(62)-&gt;SD04-&gt;Regulador RG01  s(62)-&gt;SD04-&gt;Regulador RG01  s(62)-&gt;SD04-&gt;Regulador RG01  s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02  s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02  s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT  s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 26-&gt;Temperatura do óleo  SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 49-&gt;Temperatura do enrolamento  SD(1)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(14)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(18)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(19)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(22)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(23)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(24)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(12)-&gt;Função 61-&gt; Desequilíbrio de corrente  SD(1)-&gt;relé(4)-&gt;Função 21S Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(4)-&gt;Função 21NS Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(4)-&gt;relé(1)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(4)-&gt;relé(1)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(4)-&gt;relé(1)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(4)-&gt;relé(1)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(4)-&gt;relé(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(4)-&gt;relé(2)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p>	465	1,154	
5	27		<p>s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02  s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02  s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT  s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 26-&gt;Temperatura do óleo  SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 49-&gt;Temperatura do enrolamento  SD(1)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(14)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(18)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(19)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(22)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p>	494	1,310	



			SD (1)->relé(21)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(22)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(23)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(24)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(12)->Função 61-> Desequilíbrio de corrente SD (1)->relé(4)->Função 21S Distância Secundária->Sobrecorrente Fase B SD (1)->relé(4)->Função 21NS Distância Secundária->Sobrecorrente de Neutro SD (4)->relé(1)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase B SD (4)->relé(1)->Função 51N Temporizada->Sobrecorrente de Neutro SD (4)->relé(1)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase B SD (4)->relé(1)->Função 51N Temporizada->Sobrecorrente de Neutro SD (4)->relé(2)->Função 49-> Temperatura do óleo SD (1)->relé(8)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(13)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(14)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(15)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(16)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(17)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(18)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(19)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(20)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(21)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(22)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(23)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(24)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(12)->Função 61-> Desequilíbrio de corrente SD (4)->relé(1)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase B SD (4)->relé(1)->Função 51N Temporizada->Sobrecorrente de Neutro SD (4)->relé(2)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase B SD (4)->relé(2)->Função 51N Temporizada->Sobrecorrente de Neutro SD (1)->relé(8)->Função 26->Temperatura do óleo SD (1)->relé(8)->Função 49-> Temperatura do enrolamento SD (1)->relé(13)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(14)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(15)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(16)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(17)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(18)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(19)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(20)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(21)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(22)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(23)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(24)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (1)->relé(12)->Função 61-> Desequilíbrio de corrente		
		s (8)->SD01->Barra BP-MT s (8)->SD01->Barra BP-MT s (8)->SD01->Barra BP-MT s (8)->SD01->Barra BP-MT s (10)->SD01->Banco de Capacitores BC01 s (59)->SD04->Barra BP-AT s (59)->SD04->Barra BP-AT s (59)->SD04->Barra BP-AT s (59)->SD04->Barra BP-AT s (63)->SD04->Barra BP-MT s (63)->SD04->Barra BP-MT s (63)->SD04->Barra BP-MT s (63)->SD04->Barra BP-MT s (0)->LINHA LST_1-4..(SDL01_SD01->EDL01_SD04) s (0)->LINHA LST_1-4..(SDL01_SD01->EDL01_SD04) s (7)->SD01->Transformador TF02 s (7)->SD01->Transformador TF02 s (8)->SD01->Barra BP-MT s (10)->SD01->Banco de Capacitores BC01 s (62)->SD04->Regulador RG01 s (62)->SD04->Regulador RG01 s (62)->SD04->Regulador RG01 s (62)->SD04->Regulador RG01 s (7)->SD01->Transformador TF02 s (7)->SD01->Transformador TF02 s (8)->SD01->Barra BP-MT s (8)->SD01->Barra BP-MT s (8)->SD01->Barra BP-MT s (8)->SD01->Barra BP-MT s (8)->SD01->Barra BP-MT s (8)->SD01->Barra BP-MT			
23	4			565	0,890
30	4			495	0,998

		<p>s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT s(10)-&gt;SD01-&gt;Banco de Capacitores BC01 s(61)-&gt;SD04-&gt;Transformador TF01 s(61)-&gt;SD04-&gt;Transformador TF01 s(61)-&gt;SD04-&gt;Transformador TF01 s(61)-&gt;SD04-&gt;Transformador TF01 s(61)-&gt;SD04-&gt;Transformador TF01 s(61)-&gt;SD04-&gt;Transformador TF01 s(62)-&gt;SD04-&gt;Regulador RG01 s(62)-&gt;SD04-&gt;Regulador RG01 s(62)-&gt;SD04-&gt;Regulador RG01 s(62)-&gt;SD04-&gt;Regulador RG01</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(18)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(19)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(22)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(23)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(24)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(12)-&gt;Função 61-&gt; Desequilíbrio de corrente SD(1)-&gt;relé(4)-&gt;Função 21S Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente Fase B SD(1)-&gt;relé(4)-&gt;Função 21NS Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(4)-&gt;relé(1)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B SD(4)-&gt;relé(1)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(4)-&gt;relé(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B SD(4)-&gt;relé(2)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(4)-&gt;relé(1)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B SD(4)-&gt;relé(1)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(4)-&gt;relé(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B SD(4)-&gt;relé(2)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p>	
		<p>s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02 s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02 s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT s(10)-&gt;SD01-&gt;Banco de Capacitores BC01 s(59)-&gt;SD04-&gt;Barra BP-AT s(59)-&gt;SD04-&gt;Barra BP-AT s(59)-&gt;SD04-&gt;Barra BP-AT s(59)-&gt;SD04-&gt;Barra BP-AT s(66)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01 s(66)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01 s(66)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01 s(66)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 26-&gt;Temperatura do óleo SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 49-&gt;Temperatura do enrolamento SD(1)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(14)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(18)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(19)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(22)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(23)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(24)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(1)-&gt;relé(12)-&gt;Função 61-&gt; Desequilíbrio de corrente SD(1)-&gt;relé(4)-&gt;Função 21S Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente Fase B SD(1)-&gt;relé(4)-&gt;Função 21NS Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(4)-&gt;relé(1)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B SD(4)-&gt;relé(1)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(4)-&gt;relé(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B SD(4)-&gt;relé(2)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p>	<p>39</p>
<p>68</p>	<p>1</p>	<p>s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 26-&gt;Temperatura do óleo</p>	<p>546</p>
				<p>0,926</p>



		<p>s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT  s(10)-&gt;SD01-&gt;Banco de Capacitores BC01  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(0)-&gt;LINHA LST_1-4..(SDL01_SD01-&gt;EDL01_SD04)  s(0)-&gt;LINHA LST_1-4..(SDL01_SD01-&gt;EDL01_SD04)  s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02  s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02  s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT  s(10)-&gt;SD01-&gt;Banco de Capacitores BC01  s(66)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01  s(66)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01  s(66)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01  s(66)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(24)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(12)-&gt;Função 61-&gt; Desequilíbrio de corrente  SD(4)-&gt;relé(1)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(4)-&gt;relé(1)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(4)-&gt;relé(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(4)-&gt;relé(2)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(4)-&gt;Função 21S Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(4)-&gt;Função 21NS Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 26-&gt; Temperatura do óleo  SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 49-&gt; Temperatura do enrolamento  SD(1)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(14)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(18)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(19)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(22)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(23)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(24)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(12)-&gt;Função 61-&gt; Desequilíbrio de corrente  SD(4)-&gt;relé(1)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(4)-&gt;relé(1)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(4)-&gt;relé(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(4)-&gt;relé(2)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p>	<p>655</p>	<p>1,326</p>
100	1				
4	68	<p>s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(13)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02  s(13)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02  s(19)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL08  s(19)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL08  s(24)-&gt;SD02-&gt;EDL02  s(24)-&gt;SD02-&gt;EDL02  s(24)-&gt;SD02-&gt;EDL02  s(24)-&gt;SD02-&gt;EDL02  s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT  s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT</p>	<p>SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21P Distância Primária-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21NP Distância Primária-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(2)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(2)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(2)-&gt;relé(2)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p>	<p>488</p>	<p>1,420</p>

	<p>s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05 s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05 s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05 s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05 s(61)-&gt;SD04-&gt;Transformador TF01 s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT</p>	<p>SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(10)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(12)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(4)-&gt;relé(3)-&gt;Função 87 -&gt;Diferencial Fases A-B-C SD(4)-&gt;relé(5)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(4)-&gt;relé(7)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p>		
	<p>s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01) s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01) s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01) s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01) s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01) s(13)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02 s(13)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02 s(19)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL08 s(19)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL08 s(24)-&gt;SD02-&gt;EDL02 s(24)-&gt;SD02-&gt;EDL02 s(24)-&gt;SD02-&gt;EDL02 s(24)-&gt;SD02-&gt;EDL02 s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05 s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05</p>	<p>SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase C SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21P Distância Primária-&gt;Sobrecorrente Fase C SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21NP Distância Primária-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(2)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B SD(2)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(2)-&gt;relé(2)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase B SD(2)-&gt;relé(2)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(10)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(12)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p>	<p>528</p>	<p>1,506</p>
<p>10</p>	<p>15</p>			

	17	<p>s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05  s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05  s(61)-&gt;SD04-&gt;Transformador TF01  s(63)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(63)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(63)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT</p>	<p>SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(4)-&gt;relé(3)-&gt;Função 87 -&gt;Diferencial Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(5)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(7)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p>		
10	2	<p>s(13)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02  s(13)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02  s(19)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL08  s(19)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL08  s(24)-&gt;SD02-&gt;EDL02  s(24)-&gt;SD02-&gt;EDL02  s(24)-&gt;SD02-&gt;EDL02  s(24)-&gt;SD02-&gt;EDL02  s(49)-&gt;SD03-&gt;Barra BA-MT  s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05  s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05  s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05  s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05  s(61)-&gt;SD04-&gt;Transformador TF01  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(2)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(2)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(2)-&gt;relé(2)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(10)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(12)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(4)-&gt;relé(3)-&gt;Função 87 -&gt;Diferencial Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(5)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(7)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p>	668	1,653
22	2	<p>s(1)-&gt;LINHA LST_2 1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2 1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2 1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2 1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2 1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(13)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02  s(13)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02  s(19)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL08  s(19)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL08  s(24)-&gt;SD02-&gt;EDL02  s(24)-&gt;SD02-&gt;EDL02  s(24)-&gt;SD02-&gt;EDL02</p>	<p>SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21P Distância Primária-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21NP Distância Primária-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(2)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(2)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase B</p>	708	1,107

			SD (2)->relé(2)->Função 67N Direcional->Sobrecorrente de Neutro SD (3)->relé(9)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (3)->relé(10)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (3)->relé(11)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (3)->relé(12)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (3)->relé(13)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (3)->relé(15)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (3)->relé(16)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (3)->relé(17)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (3)->relé(8)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase C SD (3)->relé(8)->Função 51N Temporizada->Sobrecorrente de Neutro SD (3)->relé(15)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase B SD (3)->relé(15)->Função 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro SD (4)->relé(3)->Função 87 ->Diferencial Fases A-B-C SD (4)->relé(5)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (4)->relé(6)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (4)->relé(7)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C		
			SD (2)->relé(3)->Função 67 Direcional->Sobrecorrente Fase C SD (2)->relé(3)->Função 67N Direcional->Sobrecorrente de Neutro SD (2)->relé(3)->Função 21P Distância Primária->Sobrecorrente Fase C SD (2)->relé(3)->Função 21NP Distância Primária->Sobrecorrente de Neutro SD (2)->relé(3)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD (1)->relé(15)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase B SD (1)->relé(15)->Função 51N Temporizada->Sobrecorrente de Neutro SD (1)->relé(21)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A SD (1)->relé(21)->Função 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro SD (2)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase B SD (2)->relé(2)->Função 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro SD (2)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase B SD (2)->relé(2)->Função 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro SD (2)->relé(2)->Função 67 Direcional->Sobrecorrente Fase B SD (2)->relé(8)->Função 67N Direcional->Sobrecorrente de Neutro SD (3)->relé(8)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase C SD (3)->relé(8)->Função 51N Temporizada->Sobrecorrente de Neutro SD (3)->relé(9)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (3)->relé(10)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (3)->relé(11)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (3)->relé(12)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (3)->relé(13)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (3)->relé(15)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C SD (3)->relé(16)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C		529
s(24)->SD02->EDL02 s(49)->SD03->Barra BA MT s(49)->SD03->Barra BA MT s(56)->SD03->Alimentador AL05 s(56)->SD03->Alimentador AL05 s(56)->SD03->Alimentador AL05 s(56)->SD03->Alimentador AL05 s(61)->SD04->Transformador TF01 s(63)->SD04->Barra BP MT s(63)->SD04->Barra BP MT s(63)->SD04->Barra BP MT	s(1)->LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02->EDL02_SD01) s(1)->LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02->EDL02_SD01) s(1)->LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02->EDL02_SD01) s(1)->LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02->EDL02_SD01) s(1)->LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02->EDL02_SD01) s(13)->SD01->Alimentador AL02 s(13)->SD01->Alimentador AL02 s(19)->SD01->Alimentador AL08 s(19)->SD01->Alimentador AL08 s(23)->SD02->EDL01 s(23)->SD02->EDL01 s(24)->SD02->EDL02 s(24)->SD02->EDL02 s(24)->SD02->EDL02 s(24)->SD02->EDL02 s(48)->SD03->Barra BP-MT s(48)->SD03->Barra BP-MT s(48)->SD03->Barra BP-MT s(48)->SD03->Barra BP-MT s(48)->SD03->Barra BP-MT s(48)->SD03->Barra BP-MT s(48)->SD03->Barra BP-MT s(48)->SD03->Barra BP-MT	29	5	1,310	

			<p>s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT  s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05  s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05  s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05  s(56)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL05  s(61)-&gt;SD04-&gt;Transformador TF01  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT</p>	<p>SD(3)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(4)-&gt;relé(3)-&gt;Função 87 -&gt;Diferencial Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(5)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(7)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p>		
5	6	49	<p>s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDL01_SD03-&gt;EDL01_SD01)  s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDL01_SD03-&gt;EDL01_SD01)  s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT  s(14)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03  s(14)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03  s(14)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03  s(15)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL04  s(15)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL04  s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07  s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(1)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(1)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21S Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21NS Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21S Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21NS Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(12)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(14)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(18)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(19)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(22)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(23)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(24)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 50NS (Instantânea Neutro Sensível)-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p>	709	1,279

1	41	<p>s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(49)-&gt;SD03-&gt;Barra BA-MT  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDL01_SD03-&gt;EDL01_SD01)  s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDL01_SD03-&gt;EDL01_SD01)</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 51G-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 87-&gt;Diferencial Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(10)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(12)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(14)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(5)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(7)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(1)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(1)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21S Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21NS Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(3)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(3)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21S Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente Fase A</p>	<p>729</p>	<p>1,419</p>

s(2)->LINHA LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01)	SD(3)->relé(3)->Funcão 21NS Distância Secundária->Sobrecorrente de Neutro
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(3)->Funcão 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase A
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(3)->Funcão 51N Temporizada->Sobrecorrente de Neutro
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(12)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(13)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(14)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(15)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(16)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(17)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(18)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(19)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(21)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(22)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(23)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(24)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(16)->Funcão 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A
s(14)->SD01->Alimentador AL03	SD(1)->relé(16)->Funcão 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro
s(14)->SD01->Alimentador AL03	SD(1)->relé(16)->Funcão 79-> Religamento
s(15)->SD01->Alimentador AL04	SD(1)->relé(17)->Funcão 50NS (Instantânea Neutro Sensível)->Sobrecorrente de Neutro
s(15)->SD01->Alimentador AL04	SD(1)->relé(17)->Funcão 79-> Religamento
s(18)->SD01->Alimentador AL07	SD(1)->relé(20)->Funcão 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase B
s(18)->SD01->Alimentador AL07	SD(1)->relé(20)->Funcão 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro
s(18)->SD01->Alimentador AL07	SD(1)->relé(20)->Funcão 50BF-> Falha de disjuntor
s(39)->SD02->Alimentador AL07	SD(2)->relé(19)->Funcão 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase C
s(39)->SD02->Alimentador AL07	SD(2)->relé(19)->Funcão 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro
s(39)->SD02->Alimentador AL07	SD(2)->relé(19)->Funcão 79-> Religamento
s(46)->SD03->Transformador TF01	SD(3)->relé(1)->Funcão 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A
s(46)->SD03->Transformador TF01	SD(3)->relé(1)->Funcão 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro
s(46)->SD03->Transformador TF01	SD(3)->relé(2)->Funcão 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A
s(46)->SD03->Transformador TF01	SD(3)->relé(2)->Funcão 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro
s(46)->SD03->Transformador TF01	SD(3)->relé(4)->Funcão 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A
s(46)->SD03->Transformador TF01	SD(3)->relé(4)->Funcão 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro
s(46)->SD03->Transformador TF01	SD(3)->relé(6)->Funcão 51G->Sobrecorrente de Neutro
s(46)->SD03->Transformador TF01	SD(3)->relé(6)->Funcão 87->Diferencial Fase A
s(48)->SD03->Barra BP-MT	SD(3)->relé(9)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(48)->SD03->Barra BP-MT	SD(3)->relé(10)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(48)->SD03->Barra BP-MT	SD(3)->relé(11)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(48)->SD03->Barra BP-MT	SD(3)->relé(12)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(48)->SD03->Barra BP-MT	SD(3)->relé(13)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(48)->SD03->Barra BP-MT	SD(3)->relé(14)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(48)->SD03->Barra BP-MT	SD(3)->relé(15)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(48)->SD03->Barra BP-MT	SD(3)->relé(16)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C





--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--



50	<p>s(14)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03  s(14)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03  s(14)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03  s(15)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL04  s(15)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL04  s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07  s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07  s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT  s(63)-&gt;SD04-&gt;Barra BP-MT  s(63)-&gt;SD04-&gt;Barra BP-MT  s(63)-&gt;SD04-&gt;Barra BP-MT</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 50NS (Instantânea Neutro Sensível)-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 51G-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 87-&gt;Diferencial Fase A  SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(10)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(12)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(14)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(5)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(7)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p>	730	1,217
1	<p>s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDL01_SD03-&gt;EDL01_SD01)  s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDL01_SD03-&gt;EDL01_SD01)</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(1)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(1)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21S Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21NS Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p>	730	1,217

<p>s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDL01_SD03-&gt;EDL01_SD01)</p> <p>s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDL01_SD03-&gt;EDL01_SD01)</p> <p>s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT</p> <p>s(14)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03</p> <p>s(14)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03</p> <p>s(14)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03</p> <p>s(15)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL04</p> <p>s(15)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL04</p> <p>s(15)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL04</p> <p>s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07</p> <p>s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07</p> <p>s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07</p> <p>s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07</p> <p>s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07</p> <p>s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07</p> <p>s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07</p> <p>s(43)-&gt;SD03-&gt;EDL02</p> <p>s(43)-&gt;SD03-&gt;EDL02</p> <p>s(43)-&gt;SD03-&gt;EDL02</p> <p>s(43)-&gt;SD03-&gt;EDL02</p> <p>s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01</p> <p>s(49)-&gt;SD03-&gt;Barra BA-MT</p> <p>s(49)-&gt;SD03-&gt;Barra BA-MT</p> <p>s(49)-&gt;SD03-&gt;Barra BA-MT</p> <p>s(49)-&gt;SD03-&gt;Barra BA-MT</p>	<p>SD(3)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21S Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente Fase A</p> <p>SD(3)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21NS Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p> <p>SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase A</p> <p>SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p> <p>SD(1)-&gt;relé(12)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p> <p>SD(1)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p> <p>SD(1)-&gt;relé(14)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p> <p>SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p> <p>SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p> <p>SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p> <p>SD(1)-&gt;relé(18)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p> <p>SD(1)-&gt;relé(19)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p> <p>SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p> <p>SD(1)-&gt;relé(22)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p> <p>SD(1)-&gt;relé(23)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p> <p>SD(1)-&gt;relé(24)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p> <p>SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A</p> <p>SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p> <p>SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 79-&gt; Religamento</p> <p>SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 50NS (Instantânea Neutro Sensível)-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p> <p>SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 79-&gt; Religamento</p> <p>SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B</p> <p>SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p> <p>SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor</p> <p>SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase C</p> <p>SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p> <p>SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 79-&gt; Religamento</p> <p>SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A</p> <p>SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p> <p>SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A</p> <p>SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p> <p>SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A</p> <p>SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p> <p>SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A</p> <p>SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p> <p>SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A</p> <p>SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p> <p>SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 51G-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p> <p>SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 87-&gt;Diferencial Fase A</p> <p>SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A</p> <p>SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p> <p>SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A</p>
--	---



	<p>s(14)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03  s(14)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03  s(14)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03  s(15)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL04  s(15)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL04  s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07  s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07  s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(44)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-AT  s(44)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-AT  s(44)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-AT  s(44)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-AT  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(49)-&gt;SD03-&gt;Barra BA-MT  s(63)-&gt;SD04-&gt;Barra BP-MT  s(63)-&gt;SD04-&gt;Barra BP-MT  s(63)-&gt;SD04-&gt;Barra BP-MT</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 50NS (Instantânea Neutro Sensível)-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 51G-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 87-&gt;Diferencial Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(10)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(12)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(14)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(5)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(7)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p>	<p>792</p>	<p>1,108</p>
<p>62</p>	<p>1</p>	<p>s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDLO1_SD03-&gt;EDL01_SD01)</p>	<p>792</p>	<p>1,108</p>

s(2)->Linha LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01)	SD(1)->relé(1)->Funcão 67N Direcional->Sobrecorrente de Neutro
s(2)->Linha LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01)	SD(1)->relé(3)->Funcão 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase A
s(2)->Linha LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01)	SD(1)->relé(3)->Funcão 51N Temporizada->Sobrecorrente de Neutro
s(2)->Linha LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01)	SD(2)->relé(3)->Funcão 21S Distância Secundária->Sobrecorrente Fase A
s(2)->Linha LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01)	SD(2)->relé(3)->Funcão 21NS Distância Secundária->Sobrecorrente de Neutro
s(2)->Linha LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01)	SD(3)->relé(1)->Funcão 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A
s(2)->Linha LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01)	SD(3)->relé(1)->Funcão 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro
s(2)->Linha LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01)	SD(3)->relé(2)->Funcão 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A
s(2)->Linha LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01)	SD(3)->relé(2)->Funcão 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro
s(2)->Linha LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01)	SD(3)->relé(3)->Funcão 21S Distância Secundária->Sobrecorrente Fase A
s(2)->Linha LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01)	SD(3)->relé(3)->Funcão 21NS Distância Secundária->Sobrecorrente de Neutro
s(2)->Linha LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01)	SD(1)->relé(3)->Funcão 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase A
s(3)->SD01->EDL03	SD(1)->relé(3)->Funcão 51N Temporizada->Sobrecorrente de Neutro
s(3)->SD01->EDL03	SD(1)->relé(3)->Funcão 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase A
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(3)->Funcão 51N Temporizada->Sobrecorrente de Neutro
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(12)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(13)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(14)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(15)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(16)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(17)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(18)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(19)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(21)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(22)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(23)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(8)->SD01->Barra BP-MT	SD(1)->relé(24)->Funcão 27 ->Subtensão Fases A-B-C
s(14)->SD01->Alimentador AL03	SD(1)->relé(16)->Funcão 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A
s(14)->SD01->Alimentador AL03	SD(1)->relé(16)->Funcão 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro
s(14)->SD01->Alimentador AL03	SD(1)->relé(16)->Funcão 79->Religamento
s(15)->SD01->Alimentador AL04	SD(1)->relé(17)->Funcão 50NS (Instantânea Neutro Sensível)->Sobrecorrente de Neutro
s(15)->SD01->Alimentador AL04	SD(1)->relé(17)->Funcão 79->Religamento
s(18)->SD01->Alimentador AL07	SD(1)->relé(20)->Funcão 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase B
s(18)->SD01->Alimentador AL07	SD(1)->relé(20)->Funcão 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro
s(18)->SD01->Alimentador AL07	SD(1)->relé(20)->Funcão 50BF->Falha de disjuntor
s(39)->SD02->Alimentador AL07	SD(2)->relé(19)->Funcão 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase C
s(39)->SD02->Alimentador AL07	SD(2)->relé(19)->Funcão 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro
s(39)->SD02->Alimentador AL07	SD(2)->relé(19)->Funcão 79->Religamento
s(42)->SD03->EDL01	SD(3)->relé(1)->Funcão 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A
s(42)->SD03->EDL01	SD(3)->relé(1)->Funcão 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro
s(42)->SD03->EDL01	SD(3)->relé(2)->Funcão 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A



	<p>s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDLO1_SD03-&gt;EDLO1_SD01)  s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDLO1_SD03-&gt;EDLO1_SD01)  s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDLO1_SD03-&gt;EDLO1_SD01)  s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDLO1_SD03-&gt;EDLO1_SD01)  s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDLO1_SD03-&gt;EDLO1_SD01)  s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDLO1_SD03-&gt;EDLO1_SD01)  s(2)-&gt;LINHA LST_3-1..(SDLO1_SD03-&gt;EDLO1_SD01)  s(3)-&gt;SD01-&gt;EDLO3  s(3)-&gt;SD01-&gt;EDLO3  s(8)-&gt;SD01-&gt;Barra BP-MT  s(14)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03  s(14)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03  s(14)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03  s(15)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL04  s(15)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL04  s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07  s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07  s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07  s(18)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(43)-&gt;SD03-&gt;EDLO2  s(43)-&gt;SD03-&gt;EDLO2  s(43)-&gt;SD03-&gt;EDLO2  s(43)-&gt;SD03-&gt;EDLO2  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01</p>	<p>SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21NS Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21S Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21NS Distância Secundária-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(12)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(14)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(18)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(19)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(22)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(23)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(24)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 79-&gt; Religamento  SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 50NS (Instantânea Neutro Sensível)-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(17)-&gt;Função 79-&gt; Religamento  SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(20)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 79-&gt; Religamento  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A</p>
--	---	---

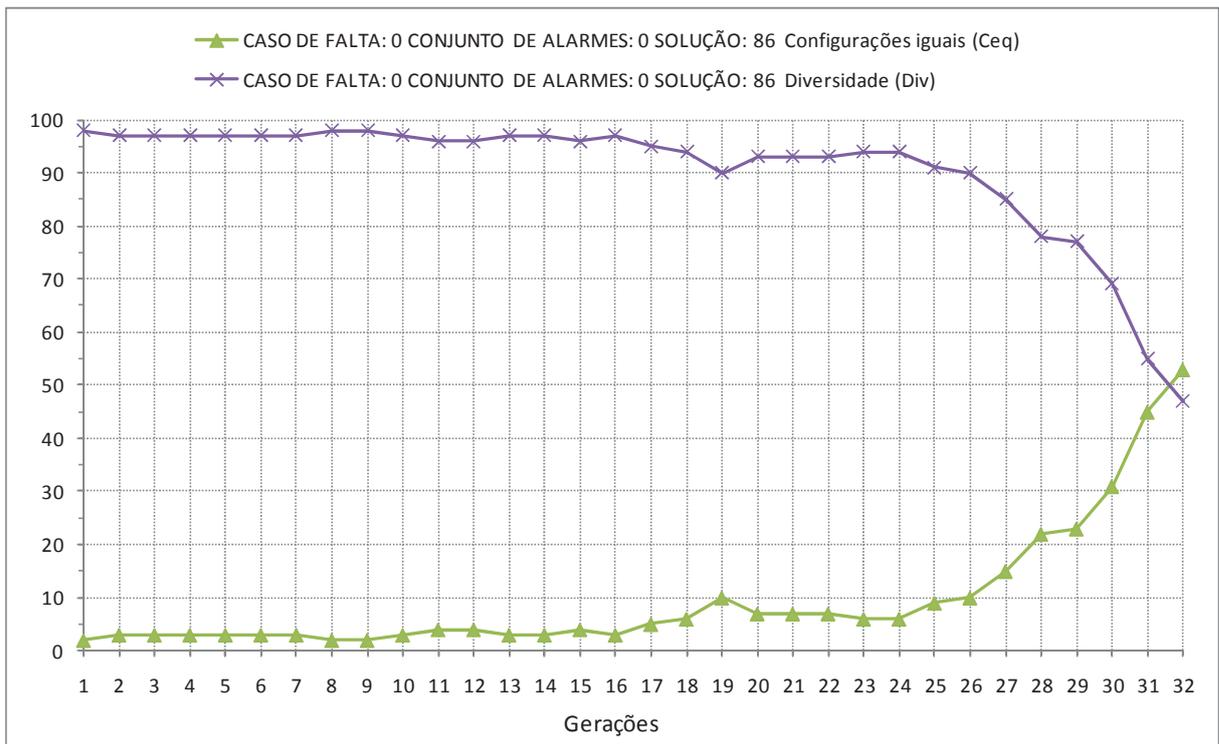
<p>s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(49)-&gt;SD03-&gt;Barra BA-MT  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT  s(64)-&gt;SD04-&gt;Barra BA-MT</p>	<p>SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 51G-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 87-&gt;Diferencial Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(10)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(12)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(14)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(5)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(7)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C</p>		

Fonte: Dados do próprio autor.

No gráfico da Figura 6.18 é plotado juntamente com a taxa de diversidade da população uma linha de tendência exponencial. Observe que mesmo a diversidade da população alcançando máximos e mínimos sucessivamente (comportamento adaptativo das taxas de recombinação e mutação) a tendência é que a diversidade da população diminua com a evolução do algoritmo o que é natural devido à convergência do algoritmo ao longo das gerações.

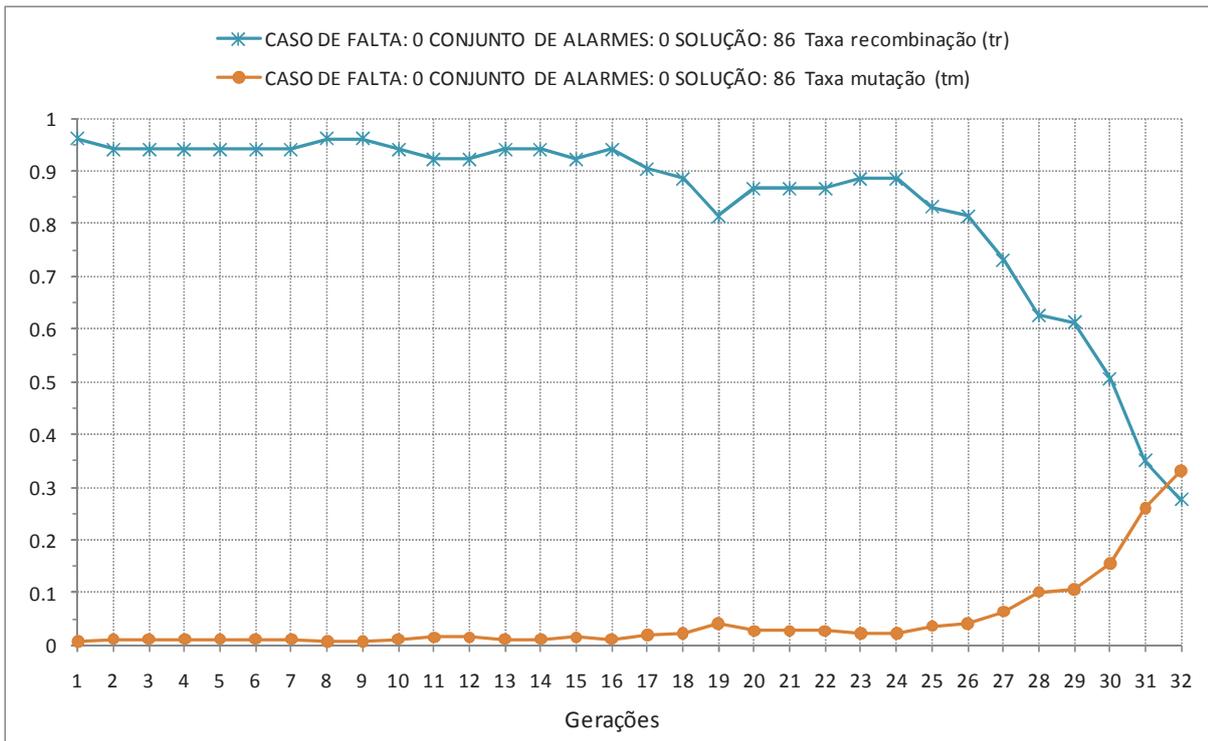
Baseado na Figura 6.17 nota-se que o AG converge na geração 32 quando a primeira solução correta é encontrada, ou seja, quando o critério de convergência é satisfeito pela primeira vez. Este comportamento também é observado na Figura 6.20 e Figura 6.21 onde o AG termina a busca quando encontra a solução mínima na geração 100. Esta é uma característica importante do ponto de vista de tempo de processamento porque o AG leva somente o tempo mínimo necessário para apresentar a solução para o problema.

Figura 6.15 – Comportamento do número de configurações iguais e taxa de diversidade –  $f=0$ ,  $m=0$ ,  $p=86$ .



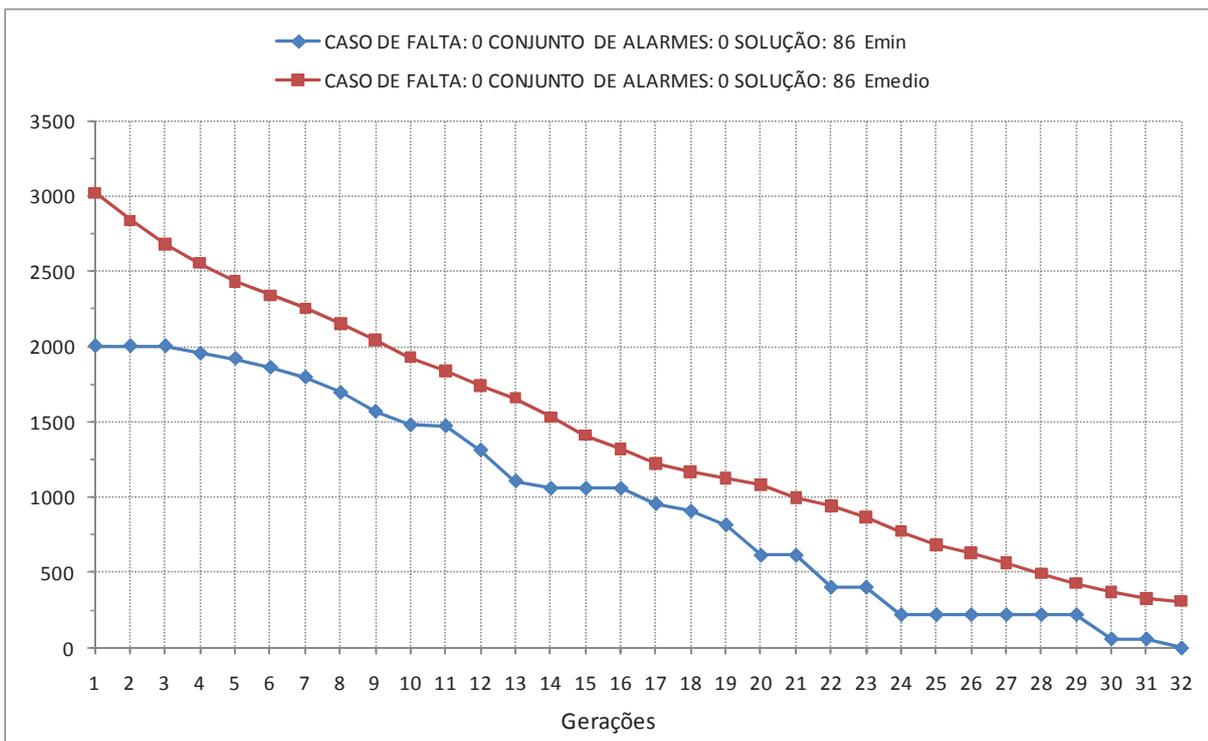
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.16 – Comportamento das taxas de recombinação e mutação -  $f=0$ ,  $m=0$ ,  $p=86$ .



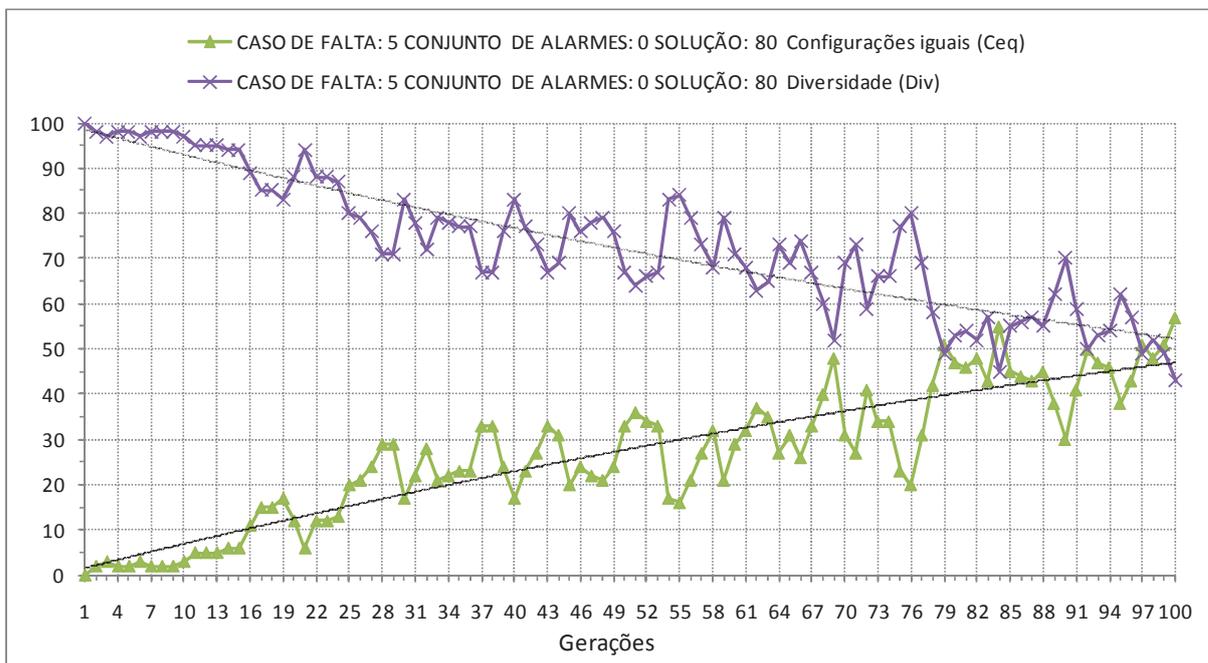
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.17 – Comportamento da função objetivo mínima e média -  $f=0$ ,  $m=0$ ,  $p=86$ .



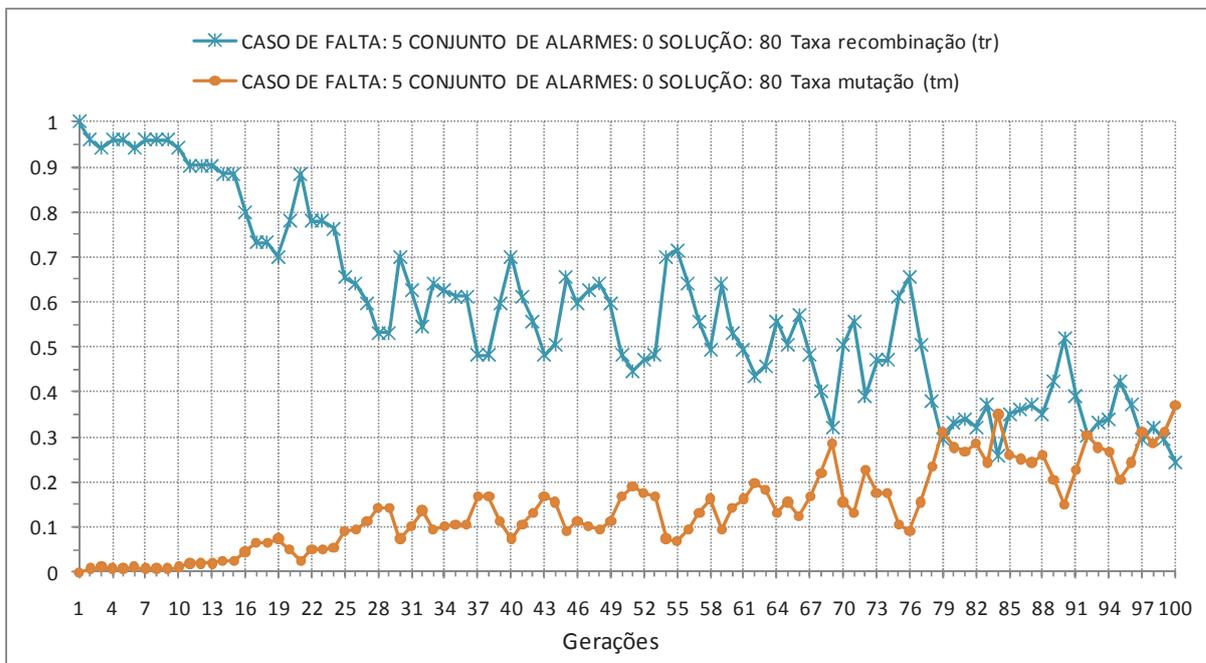
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.18 – Comportamento do número de configurações iguais e taxa de diversidade –  $f=5$ ,  $m=0$ ,  $p=80$ .



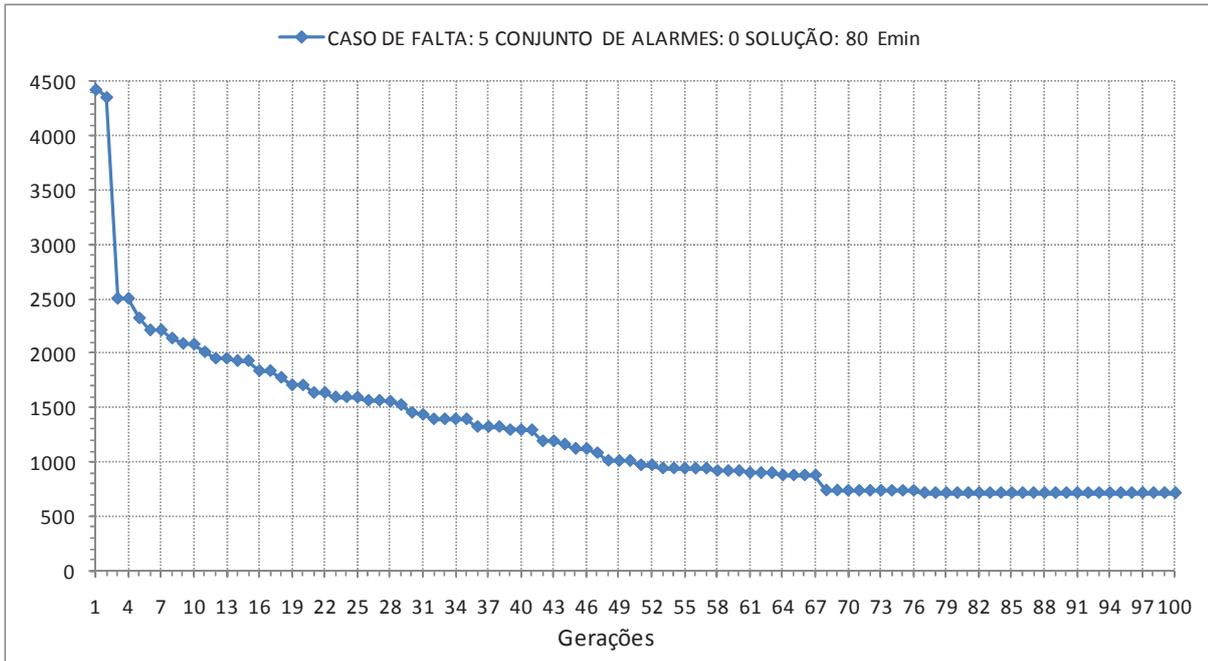
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.19 – Comportamento das taxas de recombinação e mutação -  $f=5$ ,  $m=0$ ,  $p=80$ .



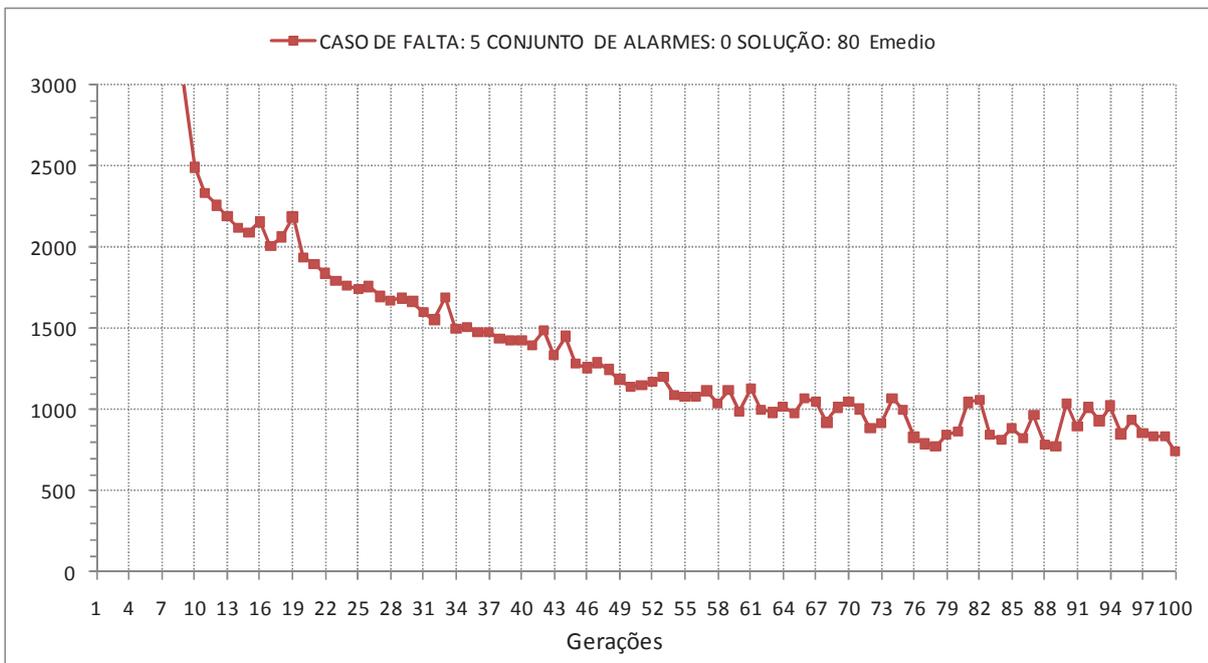
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.20 – Comportamento da função objetivo mínima -  $f=5$ ,  $m=0$ ,  $p=80$ .



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.21 – Comportamento da função objetivo média a partir da geração 10 -  $f=5$ ,  $m=0$ ,  $p=80$ .



Fonte: Dados do próprio autor.

### 6.1.3.1.1 Estudo do Caso 3

Na ocorrência da falta definida pelo caso 3 tem-se que o transformador TF1 da SD01 está em manutenção e, portanto as chaves *c11*, *c12*, *c15*, *c16*, *c49* e *c51* e os disjuntores *d06* e *d08* estão abertos. Baseado na filosofia de proteção adotada e na lógica de atuação da proteção do sistema teste a explicação para falta é dada como segue.

Devido a uma falta por desequilíbrio de corrente no banco BC01 da SD01 a função 61 do relé r12 atua enviando *trip* para o disjuntor *d11* abrir. Como o transformador TF01 está em manutenção a subestação está sendo alimentada somente pelo transformador TF02. A energia antes suprida pelo banco BC01 ao barramento BP-MT é agora somada à energia transferida aos alimentadores pelo TF01 que por sua vez fica sobrecarregado. Este sobrecarregamento causa um rápido sobreaquecimento em TF02, causando a atuação das funções 26 e 49 do relé r08. O sobreaquecimento no transformador é acompanhado de uma condição de subtensão na barra BP-MT devido à saída do banco BC01. Com isso as funções de subtensão 27 dos relés r13 a r24 atuam enviando *trip* para os disjuntores abrirem. Com isto ocorre a saída do banco BC02 e de todos os alimentadores da subestação SD01. Neste momento o transformador TF02 fica a vazio. É necessária então a intervenção da equipe de operação para o restabelecimento da SD01.

A ocorrência da falta descrita anteriormente aparece na solução mínima encontrada pelo algoritmo para o caso 3. Entretanto, de forma simultânea ou ocorrendo antes ou depois da situação descrita no parágrafo anterior, podem ocorrer várias situações de falta possíveis na SD04. Estas situações são detalhadas a seguir.

A atuação das funções 21-s e 21N-s do relé r04 da SD01 podem ser devido às faltas em qualquer uma das seções protegidas pela zona s dessas funções (Tabela 6.6). Todavia observa-se que as funções 51/51N dos relés r01 e r02 da SD04 atuaram. Deste modo pode-se ter várias soluções com combinações das seções LST\_1-4, SD04-BP/BT-AT, SD04-TF01, SD04-RG01 e SD04-BA/BP-MT pois as funções 51/51N são proteção de retaguarda dessas seções. Devido a falha da proteção principal fica difícil dizer exatamente quais dessas seções estão sob falta. Através do critério de parcimônia de minimalidade a metodologia encontrou que a explicação mais simples para a atuação dos relés r04 da SD01, e r01 e r02 da SD04 é dada pela solução mínima que contém as seções SD04-BP-AT e SD04-RG01. Neste caso o critério está considerando que houve a menor quantidade possível de falhas na proteção, ou seja, somente houve falha das proteções principais das seções SD04-BP-AT funções 50/50N,

27 e 59 de r01 e SD04-RG01 funções 50/50N de r02 (menor inconsistência entre os alarmes e o estado esperado da função de proteção). Esta seria uma consideração naturalmente adotada em um primeiro momento por um operador como explicado a seguir. Comparando a solução mínima com a melhor solução subótima  $p=5$  (27%) observa-se que ambas as soluções diferem no número de seções e nas inconsistências, ou seja,  $E_{min}=k_1 \times 0 + k_2 \times 46 + k_3 \times 5 = 465$  (uma seção a mais e três inconsistências a menos) e  $E_{min}=k_1 \times 0 + k_2 \times 49 + k_3 \times 4 = 494$  (uma seção a menos e três inconsistências a mais), com  $k_1=1000$ ,  $k_2=10$  e  $k_3=1$ . Deste modo pode-se dizer que poderia haver uma falta em TF01 mas com menor probabilidade de ocorrência porque neste caso todas as proteções que protegem o transformador teriam que ter falhado, ou seja, além dos relés r01 e r02, também teria falhado r03.

### 6.1.3.2 Alarmes Gerados a partir do AGPA

O objetivo dessa seção é estudar o desempenho do AG para conjuntos de alarmes gerados aleatoriamente através do AGPA. Na Tabela 6.7 são apresentados 6 casos de falta base e um conjunto de alarmes por caso de falta gerado pelo AGPA, bem como os tempos de processamento gastos para a geração dos alarmes. Na Tabela 6.8 são apresentados os resultados dos diagnósticos globais para os alarmes gerados pelo AGPA. Todas as soluções diferentes obtidas pelo AG também são apresentadas em ordem crescente em relação ao valor da função objetivo respectiva e a porcentagem que elas ocorrem considerando um universo de  $n_{diag}=100$  soluções para cada conjunto de alarmes. É observado que o maior tempo médio de processamento é de 1,357 (s) (caso 4) e o tempo máximo de convergência do algoritmo é 3,495 (s) (caso 0). Na Tabela 6.9 são apresentados os diagnósticos de faltas detalhados para as soluções mínimas de cada conjunto de alarmes. Todas as soluções encontradas para os 6 casos de faltas são corretas. Deve-se observar que para a maioria das soluções apresentadas na Tabela 6.8 a solução mínima ocorreu mais vezes exceto para o caso 1. Neste caso a solução subótima  $p=1$  ocorreu mais vezes (46%) que qualquer outra solução inclusive a solução mínima (5%). Mesmo outras soluções subótimas como  $p=15$  e  $p=8$  foram encontradas mais vezes que a mínima. Analisando as funções de proteção associadas às seções sob falta para as soluções  $p=42$  e  $p=1$  para o caso 1 (Tabela 6.9) observa-se que as únicas seções que aparecem em comum com ambas as soluções são as seções em que existem proteções primárias associadas s(48) com a função 27 e s(67) com a função 50NS. O restante das seções diagnosticadas não são comuns a ambos os diagnósticos e apresentam somente proteções de retaguarda associadas.

Tabela 6.7 – Seis casos de falta base e um conjunto de alarmes gerados pelo AGPA ( $nfalta=6$ ,  $nalarmes=1$ ).

Casos de falta	Entrada do AGPA		Saída do AGPA		t(s)×10 <sup>-3</sup>	
	Seções sob falta j (fase)	Chaves abertas (subestação)	Função de transferência Estado (subestação)	Relé(funções atuadas) (subestação)		Disjuntores abertos (subestação)
0	1(aN); 2(aN); 12(ac); 37(aN); 44(aN); 50(aN)	7 <sup>(1)</sup> , 8 <sup>(1)</sup> , 13 <sup>(1)</sup> , 14 <sup>(1)</sup> , 17 <sup>(1)</sup> , 18 <sup>(1)</sup> , 19 <sup>(1)</sup> , 20 <sup>(1)</sup> , 45 <sup>(1)</sup> - 63 <sup>(1)</sup> , 7 <sup>(2)</sup> , 8 <sup>(2)</sup> , 29 <sup>(2)</sup> , 30 <sup>(2)</sup> , 39 <sup>(2)</sup> , 40 <sup>(2)</sup> , 42 <sup>(2)</sup> -49 <sup>(2)</sup> , 51 <sup>(2)</sup> -54 <sup>(2)</sup> , 56 <sup>(2)</sup> , 5 <sup>(3)</sup> , 6 <sup>(3)</sup> , 31 <sup>(3)</sup> -43 <sup>(3)</sup> , 1 <sup>(4)</sup> , 2 <sup>(4)</sup> , 17 <sup>(4)</sup> - 21 <sup>(4)</sup>	1N <sup>(1)</sup> -8N <sup>(1)</sup> , 1N <sup>(2)</sup> , 2N <sup>(2)</sup> , 3T <sup>(2)</sup> , 4N <sup>(2)</sup> - 7N <sup>(2)</sup> , 1N <sup>(3)</sup> -5N <sup>(3)</sup> , 1T <sup>(4)</sup> , 2T <sup>(4)</sup>	r01(51ac/67a/67N) <sup>(1)</sup> ; r02(50a/50N) <sup>(1)</sup> ; r09(50ac) <sup>(1)</sup> ; r14(50ac/46ac/50BF) <sup>(1)</sup> ; r01(50a/50N) <sup>(2)</sup> ; r03(50a/50N/79) <sup>(2)</sup> ; r09(51a/51N/51NS/79) <sup>(2)</sup> ; r01(50a/50N/27a) <sup>(3)</sup> ; r02(50a/50N/27a) <sup>(3)</sup> ; r03(51a/51N/79) <sup>(3)</sup> ; r05(51a/51N) <sup>(3)</sup> ; r08(51a/51N/50BF) <sup>(3)</sup> ; r09(51a/51N/50NS/50BF) <sup>(3)</sup>	1 <sup>(1)</sup> , 2 <sup>(1)</sup> , 4 <sup>(1)</sup> , 8 <sup>(1)</sup> , 10 <sup>(1)</sup> , 1 <sup>(2)</sup> , 3 <sup>(2)</sup> , 4 <sup>(2)</sup> , 8 <sup>(2)</sup> , 16 <sup>(2)</sup> ; 1 <sup>(3)</sup> -4 <sup>(3)</sup> , 1 <sup>(4)</sup>	16
1	11(aN); 27(cN); 48(cN); 67(cN)	7 <sup>(1)</sup> , 8 <sup>(1)</sup> , 17 <sup>(1)</sup> , 18 <sup>(1)</sup> , 45 <sup>(1)</sup> - 65 <sup>(1)</sup> , 5 <sup>(2)</sup> , 6 <sup>(2)</sup> , 15 <sup>(2)</sup> , 16 <sup>(2)</sup> , 39 <sup>(2)</sup> -56 <sup>(2)</sup> , 5 <sup>(3)</sup> , 6 <sup>(3)</sup> , 12 <sup>(3)</sup> , 13 <sup>(3)</sup> , 31 <sup>(3)</sup> -35 <sup>(3)</sup> , 37 <sup>(3)</sup> - 43 <sup>(3)</sup> , 3 <sup>(4)</sup> , 4 <sup>(4)</sup> , 6 <sup>(4)</sup> , 7 <sup>(4)</sup> , 16 <sup>(4)</sup> , 17 <sup>(4)</sup> , 19 <sup>(4)</sup> -21 <sup>(4)</sup>	1N <sup>(1)</sup> -8N <sup>(1)</sup> , 1N <sup>(2)</sup> - 7N <sup>(2)</sup> , 1N <sup>(3)</sup> -5N <sup>(3)</sup> , 1N <sup>(4)</sup> , 2N <sup>(4)</sup>	r01(51a/51N/50BF) <sup>(1)</sup> ; r02(51a/51N) <sup>(1)</sup> ; r03(51a/51N/50BF) <sup>(1)</sup> ; r06(51a/51N/50BF) <sup>(1)</sup> ; r11(51a/51N/50BF) <sup>(1)</sup> ; r01(51c/51N) <sup>(2)</sup> ; r04(51c/51N/50BF) <sup>(2)</sup> ; r01(51c/51N) <sup>(3)</sup> ; r09(27c) <sup>(3)</sup> ; r10(27c) <sup>(3)</sup> ; r11(27c) <sup>(3)</sup> ; r12(27c) <sup>(3)</sup> ; r13(27c) <sup>(3)</sup> ; r14(27c) <sup>(3)</sup> ; r15(27c/50BF) <sup>(3)</sup> ; r07(50NS/46c/50BF) <sup>(4)</sup>	2 <sup>(1)</sup> , 4 <sup>(1)</sup> ; 1 <sup>(2)</sup> -4 <sup>(2)</sup> ; 1 <sup>(3)</sup> , 3 <sup>(3)</sup> -11 <sup>(3)</sup> , 2 <sup>(4)</sup> - 3 <sup>(4)</sup>	31
2	1(bN); 5(bN); 9(ab); 16(bN)	3 <sup>(1)</sup> , 4 <sup>(1)</sup> , 15 <sup>(1)</sup> , 16 <sup>(1)</sup> , 45 <sup>(1)</sup> ; 47 <sup>(1)</sup> -50 <sup>(1)</sup> , 52 <sup>(1)</sup> -63 <sup>(1)</sup> ; 65 <sup>(1)</sup> , 7 <sup>(2)</sup> , 8 <sup>(2)</sup> , 15 <sup>(2)</sup> , 16 <sup>(2)</sup> , 39 <sup>(2)</sup> , 40 <sup>(2)</sup> , 42 <sup>(2)</sup> -56 <sup>(2)</sup> , 5 <sup>(3)</sup> , 6 <sup>(3)</sup> , 23 <sup>(3)</sup> , 24 <sup>(3)</sup> , 31 <sup>(3)</sup> -39 <sup>(3)</sup> ; 41 <sup>(3)</sup> -43 <sup>(3)</sup> , 3 <sup>(4)</sup> , 4 <sup>(4)</sup> , 16 <sup>(4)</sup> -	1N <sup>(1)</sup> ; 2T <sup>(1)</sup> ; 3N <sup>(1)</sup> - 5N <sup>(1)</sup> ; 6T <sup>(1)</sup> ; 7N <sup>(1)</sup> ; 8N <sup>(1)</sup> ; 1N <sup>(2)</sup> ; 2N <sup>(2)</sup> ; 3T <sup>(2)</sup> ; 4N <sup>(2)</sup> -7N <sup>(2)</sup> ; 1N <sup>(3)</sup> -5N <sup>(3)</sup> ; 1N <sup>(4)</sup> ; 2N <sup>(4)</sup>	r01(50b/50N) <sup>(1)</sup> ; r02(50b/50N/59b) <sup>(1)</sup> ; r03(50b/50N) <sup>(1)</sup> ; r12(27ab/50BF) <sup>(1)</sup> ; r14(27ab/50BF) <sup>(1)</sup> ; r15(27ab) <sup>(1)</sup> ; r16(27ab/50BF) <sup>(1)</sup> ; r18(50b/50N/27ab/50BF) <sup>(1)</sup> ; r01(51b/51N) <sup>(2)</sup> ;	1 <sup>(1)</sup> -4 <sup>(1)</sup> , 8 <sup>(1)</sup> , 9 <sup>(1)</sup> ; 14 <sup>(1)</sup> , 1 <sup>(2)</sup> , 2 <sup>(2)</sup> , 4 <sup>(2)</sup> , 3 <sup>(3)</sup> , 11 <sup>(3)</sup> , 2 <sup>(4)</sup>	31

			r03(50b/50N/67b/67N/50BF) <sup>(2)</sup>	
3	<p>21<sup>(4)</sup></p> <p>1<sup>(1)</sup>; 2<sup>(1)</sup>; 17<sup>(1)</sup>; 18<sup>(1)</sup>; 41<sup>(1)</sup>-44<sup>(1)</sup>; 46<sup>(1)</sup>-65<sup>(1)</sup>; 1<sup>(2)</sup>; 2<sup>(2)</sup>; 45(A*); 46(A*); 49(ac); 66(abc)</p> <p>1T<sup>(1)</sup>; 2N<sup>(1)</sup>-8N<sup>(1)</sup>; 1N<sup>(2)</sup>-7N<sup>(2)</sup>; 1N<sup>(3)</sup>; 3N<sup>(3)</sup>; 4T<sup>(3)</sup>; 5N<sup>(3)</sup>; 1N<sup>(4)</sup>; 2N<sup>(4)</sup></p> <p>1<sup>(1)</sup>; 2<sup>(1)</sup>; 7<sup>(1)</sup>-12<sup>(1)</sup>; 15<sup>(1)</sup>-18<sup>(1)</sup>; 41<sup>(1)</sup>-63<sup>(1)</sup>; 9<sup>(2)</sup>; 10<sup>(2)</sup>; 33<sup>(2)</sup>; 34<sup>(2)</sup>; 39<sup>(2)</sup>-41<sup>(2)</sup>; 43<sup>(2)</sup>-51<sup>(2)</sup>; 53<sup>(2)</sup>-55<sup>(2)</sup>; 3<sup>(3)</sup>; 4<sup>(3)</sup>; 7<sup>(3)</sup>; 8<sup>(3)</sup>; 31<sup>(3)</sup>; 33<sup>(3)</sup>-43<sup>(3)</sup>; 1<sup>(4)</sup>-21<sup>(4)</sup></p>	<p>r01(50ac)<sup>(3)</sup>; r02(50ac/50BF)<sup>(3)</sup>; r03(50ac)<sup>(3)</sup>; r04(51ac)<sup>(3)</sup>; r05(50ac/50BF)<sup>(3)</sup>; r06(63A)<sup>(3)</sup>; r09(59ac/50BF)<sup>(3)</sup>; r06(50abc/79)<sup>(4)</sup></p> <p>r08(63/63A/80/26/50BF)<sup>(1)</sup>; r11(<i>pvca</i>)<sup>(1)</sup>; r05(51b/51N/50BF)<sup>(2)</sup>; r08(51b/51N/50BF)<sup>(2)</sup>; r09(51NS/46b/79)<sup>(2)</sup>; r10(50b/50N/50BF)<sup>(2)</sup>; r11(27b)<sup>(2)</sup>; r12(50NS/27b)<sup>(2)</sup>; r13(27b/50BF)<sup>(2)</sup>; r14(27b)<sup>(2)</sup>; r15(27b)<sup>(2)</sup>; r16(27b)<sup>(2)</sup>; r17(27b/50BF)<sup>(2)</sup>; r18(27b/50BF)<sup>(2)</sup>; r20(27b)<sup>(2)</sup>; r21(27b)<sup>(2)</sup>; r01(51ab)<sup>(3)</sup>; r04(50ab)<sup>(3)</sup>; r06(87ab/80/26/49/71/50BF)<sup>(3)</sup></p>	<p>1<sup>(1)</sup>; 22<sup>(1)</sup>; 23<sup>(1)</sup>; 3<sup>(2)</sup>; 11<sup>(2)</sup>; 17<sup>(2)</sup>-20<sup>(2)</sup>; 1<sup>(3)</sup>; 3<sup>(3)</sup>-5<sup>(3)</sup>; 2<sup>(4)</sup>; 5<sup>(4)</sup></p> <p>1<sup>(1)</sup>-4<sup>(1)</sup>; 22<sup>(1)</sup>; 23<sup>(1)</sup>; 1<sup>(2)</sup>-5<sup>(2)</sup>; 8<sup>(2)</sup>; 11<sup>(2)</sup>; 13<sup>(2)</sup>-15<sup>(2)</sup>; 18<sup>(2)</sup>; 20<sup>(2)</sup>; 1<sup>(3)</sup>; 2<sup>(3)</sup>; 2<sup>(4)</sup>; 4<sup>(4)</sup>-6<sup>(4)</sup></p>	47
4	<p>7(A*); 29(bN); 32(bN); 39(bN); 46(abA*)</p> <p>1N<sup>(1)</sup>-8N<sup>(1)</sup>; 1N<sup>(2)</sup>; 3N<sup>(2)</sup>; 4T<sup>(2)</sup>; 5N<sup>(2)</sup>-7N<sup>(2)</sup>; 1N<sup>(3)</sup>; 2T<sup>(3)</sup>; 3N<sup>(3)</sup>; 4T<sup>(3)</sup>; 5T<sup>(3)</sup>; 1N<sup>(4)</sup>; 2N<sup>(4)</sup></p> <p>1<sup>(1)</sup>; 2<sup>(1)</sup>; 7<sup>(1)</sup>-12<sup>(1)</sup>; 15<sup>(1)</sup>-18<sup>(1)</sup>; 41<sup>(1)</sup>-63<sup>(1)</sup>; 9<sup>(2)</sup>; 10<sup>(2)</sup>; 33<sup>(2)</sup>; 34<sup>(2)</sup>; 39<sup>(2)</sup>-41<sup>(2)</sup>; 43<sup>(2)</sup>-51<sup>(2)</sup>; 53<sup>(2)</sup>-55<sup>(2)</sup>; 3<sup>(3)</sup>; 4<sup>(3)</sup>; 7<sup>(3)</sup>; 8<sup>(3)</sup>; 31<sup>(3)</sup>; 33<sup>(3)</sup>-43<sup>(3)</sup>; 1<sup>(4)</sup>-21<sup>(4)</sup></p>	<p>r05(51b/51N/50BF)<sup>(2)</sup>; r08(51b/51N/50BF)<sup>(2)</sup>; r09(51NS/46b/79)<sup>(2)</sup>; r10(50b/50N/50BF)<sup>(2)</sup>; r11(27b)<sup>(2)</sup>; r12(50NS/27b)<sup>(2)</sup>; r13(27b/50BF)<sup>(2)</sup>; r14(27b)<sup>(2)</sup>; r15(27b)<sup>(2)</sup>; r16(27b)<sup>(2)</sup>; r17(27b/50BF)<sup>(2)</sup>; r18(27b/50BF)<sup>(2)</sup>; r20(27b)<sup>(2)</sup>; r21(27b)<sup>(2)</sup>; r01(51ab)<sup>(3)</sup>; r04(50ab)<sup>(3)</sup>; r06(87ab/80/26/49/71/50BF)<sup>(3)</sup></p>	<p>1<sup>(1)</sup>-4<sup>(1)</sup>; 22<sup>(1)</sup>; 23<sup>(1)</sup>; 1<sup>(2)</sup>-5<sup>(2)</sup>; 8<sup>(2)</sup>; 11<sup>(2)</sup>; 13<sup>(2)</sup>-15<sup>(2)</sup>; 18<sup>(2)</sup>; 20<sup>(2)</sup>; 1<sup>(3)</sup>; 2<sup>(3)</sup>; 2<sup>(4)</sup>; 4<sup>(4)</sup>-6<sup>(4)</sup></p>	31
5	<p>7(abA*); 41(bN); 44(bc)</p> <p>1N<sup>(1)</sup>-8N<sup>(1)</sup>; 1N<sup>(2)</sup>; 6N<sup>(2)</sup>; 7T<sup>(2)</sup>; 1N<sup>(3)</sup>; 5N<sup>(3)</sup>; 1N<sup>(4)</sup>; 2N<sup>(4)</sup></p> <p>1<sup>(1)</sup>-4<sup>(1)</sup>; 7<sup>(1)</sup>-12<sup>(1)</sup>; 15<sup>(1)</sup>-18<sup>(1)</sup>; 21<sup>(1)</sup>; 23<sup>(1)</sup>-32<sup>(1)</sup>; 45<sup>(1)</sup>-65<sup>(1)</sup>; 7<sup>(2)</sup>; 8<sup>(2)</sup>; 11<sup>(2)</sup>; 12<sup>(2)</sup>; 25<sup>(2)</sup>; 26<sup>(2)</sup>; 39<sup>(2)</sup>-42<sup>(2)</sup>; 44<sup>(2)</sup>-47<sup>(2)</sup>; 49<sup>(2)</sup>-51<sup>(2)</sup>; 53<sup>(2)</sup>; 54<sup>(2)</sup>; 56<sup>(2)</sup>; 5<sup>(3)</sup>-8<sup>(3)</sup>; 31<sup>(3)</sup>-43<sup>(3)</sup>; 1<sup>(4)</sup>-21<sup>(4)</sup></p>	<p>r06(50ab/50BF)<sup>(1)</sup>; r08(51G/63/63A/26/49/71/50BF)<sup>(1)</sup>; r21(51NS/79)<sup>(2)</sup>; r01(50bc/27bc/50BF)<sup>(3)</sup>; r02(51bc/27bc/50BF)<sup>(3)</sup></p>	<p>1<sup>(1)</sup>-4<sup>(1)</sup>; 11<sup>(1)</sup>; 13<sup>(1)</sup>-17<sup>(1)</sup>; 6<sup>(2)</sup>; 14<sup>(2)</sup>; 20<sup>(2)</sup>; 3<sup>(3)</sup>; 4<sup>(3)</sup>; 2<sup>(4)</sup>; 4<sup>(4)</sup>-6<sup>(4)</sup></p>	31

Nota(\*): Refere-se a alarmes não envolvendo qualquer umas das fases a,b,c ou N, ou seja, alarmes do tipo 50BF, 79, 63, 63A, 26, etc.

Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela 6.8 – Diagnóstico de faltas global para todas as soluções (*ndiag=100*) – Alarmes gerados pelo AGPA (Tabela 6.7).

Casos	Solução <i>p</i>	<i>E<sub>min</sub></i> (%)	<i>t</i> (s) médio	Tempos mínimo e máximo de convergência			Seções sob falta	Relés	Disjuntores
				Solução <i>p</i>	<i>t</i> (s) Min/Max	<i>E<sub>min</sub></i>			
0	1	1557	1,147	14	0,430	2094	s(0)->LINHA LST_1-4.(SDL01_SD01->EDL01_SD04)	RELÉS EM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO.  FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(4) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(7) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(9) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(10) CHECAR.....: SD(1)->Disjuntor(13) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(4) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(16) FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(3) CHECAR.....: SD(3)->Disjuntor(5) CHECAR.....: SD(3)->Disjuntor(6) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(1)	
	3	1576					s(1)->LINHA LST_2-1.(SDL01_SD02->EDL02_SD01)		
	77	1578					s(2)->LINHA LST_3-1.(SDL01_SD03->EDL01_SD01)		
	4	1597					s(3)->SD01->EDL03		
	38	1617					s(4)->SD01->Barra BP-AT		
	22	1618					s(10)->SD01->Banco de Capacitores BC01		
	19	1628					s(11)->SD01->Banco de Capacitores BC02		
	6	1637					s(12)->SD01->Alimentador AL01		
	54	1647					s(13)->SD01->Alimentador AL02		
	35	1649					s(15)->SD01->Alimentador AL04		
	36	1657					s(16)->SD01->Alimentador AL05		
	2	1658					s(17)->SD01->Alimentador AL06		
	26	1659					s(19)->SD01->Alimentador AL08		
53	1668	s(20)->SD01->Alimentador AL09							
42	1678	s(21)->SD01->Alimentador AL10							
58	1680	s(23)->SD02->EDL01							
92	1688	s(24)->SD02->EDL02							
99	1689	s(25)->SD02->Barra BP-AT							
70	1699	s(26)->SD02->Barra BT-AT							
17	1708	s(30)->SD02->Barra BT-MT							
80	1709	s(37)->SD02->Alimentador AL05							
95	1719	s(42)->SD03->EDL01							
64	1728	s(43)->SD03->EDL02							
44	1730	s(44)->SD03->Barra BP-AT							
86	1749	s(47)->SD03->Transformador TF02							
97	1770	s(48)->SD03->Barra BP-MT							
7	1791	s(50)->SD03->Banco de Capacitores BC01							
84	1810	s(51)->SD03->Banco de Capacitores BC02							
47	1850	s(53)->SD03->Alimentador AL02							
39	1852	s(54)->SD03->Alimentador AL03							
32	1912	s(56)->SD03->Alimentador AL05							
49	1994	s(57)->SD03->Alimentador AL06							
13	2094	s(58)->SD03->Alimentador AL07							

1	42	484	5	1,031	32	0,601	656	s(11)->SD01->Banco de Capacitores BC02 s(15)->SD01->Alimentador AL04 s(17)->SD01->Alimentador AL06 s(18)->SD01->Alimentador AL07 s(19)->SD01->Alimentador AL08 s(20)->SD01->Alimentador AL09 s(21)->SD01->Alimentador AL10 s(22)->SD01->Alimentador AL11 s(23)->SD02->EDL01 s(27)->SD02->Transformador TF01 s(29)->SD02->Barra BP-MT s(31)->SD02->Banco de Capacitores BC01 s(33)->SD02->Alimentador AL01 s(34)->SD02->Alimentador AL02 s(35)->SD02->Alimentador AL03 s(36)->SD02->Alimentador AL04 s(37)->SD02->Alimentador AL05 s(38)->SD02->Alimentador AL06 s(41)->SD02->Alimentador AL09 s(42)->SD03->EDL01 s(44)->SD03->Barra BP-AT s(48)->SD03->Barra BP-MT s(49)->SD03->Barra BA-MT s(57)->SD03->Alimentador AL06 s(67)->SD04->Alimentador AL02	RELÉS EM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO.	CHECAR.....: SD(1)->Disjuntor(1) CHECAR.....: SD(1)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(4) CHECAR.....: SD(1)->Disjuntor(7) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(9) CHECAR.....: SD(1)->Disjuntor(10) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(3) CHECAR.....: SD(2)->Disjuntor(5) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(8) FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(3) CHECAR.....: SD(3)->Disjuntor(12) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(2) CHECAR.....: SD(4)->Disjuntor(6)	
	3	344	48		1,068	29	0,639	586	s(1)->LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02->EDL02_SD01) s(3)->SD01->EDL03 s(4)->SD01->Barra BP-AT s(5)->SD01->Barra BT-AT s(8)->SD01->Barra BP-MT s(9)->SD01->Barra BT-MT s(16)->SD01->Alimentador AL05 s(23)->SD02->EDL01 s(24)->SD02->EDL02 s(25)->SD02->Barra BP-AT s(26)->SD02->Barra BT-AT s(27)->SD02->Transformador TF01 s(33)->SD02->Alimentador AL01 s(34)->SD02->Alimentador AL02 s(35)->SD02->Alimentador AL03 s(36)->SD02->Alimentador AL04 s(37)->SD02->Alimentador AL05	RELÉS EM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO.	FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(2) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(8) CHECAR.....: SD(1)->Disjuntor(11) CHECAR.....: SD(1)->Disjuntor(13) CHECAR.....: SD(1)->Disjuntor(15) CHECAR.....: SD(1)->Disjuntor(17) CHECAR.....: SD(2)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(4) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(8) FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(11) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(2)
	5	364	18			27	1,546	344			
	48	365	3								
	9	405	5								
	6	425	1								
	31	426	1								
	36	446	2								
	38	447	1								
	80	467	1								
4	484	5									
28	495	1									
30	496	1									
1	504	1									
33	545	2									
15	557	3									
2	565	1									
7	566	1									



						FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(2) CHECAR.....: SD(3)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(4) CHECAR.....: SD(3)->Disjuntor(5) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(1) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(2) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(4) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(5) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(6) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(1) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(2) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(4) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(5) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(6) CHECAR.....: SD(1)->Disjuntor(7) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(8) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(9) CHECAR.....: SD(1)->Disjuntor(10) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(11) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(13) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(14) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(15) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(16) FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(17) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(4) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(6) FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(14) CHECAR.....: SD(3)->Disjuntor(1) CHECAR.....: SD(3)->Disjuntor(2) FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(4) FORA DE SDRVIÇO: SD(4)->Disjuntor(1) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(2) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(3) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(4) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(5) FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(6)
						RELÉS EM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO.
5	1	243	100	1,313		s(7)->SD01->Transformador TF02 s(41)->SD02->Alimentador AL09 s(44)->SD03->Barra BP-AT
		85	0,870	243		
		95	1,838	243		

Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela 6.9 – Diagnóstico de faltas detalhado para as melhores soluções (ndiag=100) – Alarmes gerados pelo AGPA (Tabela 6.7).

Casos	Solução <i>p</i>	Seções sob falta	Operação de Relés -> Informações adicionais	<i>E<sub>min</sub></i>	<i>t</i> (s)
0	1	s(2)->Linha LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01) s(2)->Linha LST_3-1..(SDL01_SD03->EDL01_SD01) s(3)->SD01->EDL03 s(3)->SD01->EDL03 s(3)->SD01->EDL03 s(12)->SD01->Alimentador AL01 s(12)->SD01->Alimentador AL01 s(12)->SD01->Alimentador AL01 s(12)->SD01->Alimentador AL01 s(23)->SD02->EDL01 s(23)->SD02->EDL01 s(23)->SD02->EDL01 s(23)->SD02->EDL01 s(37)->SD02->Alimentador AL05 s(37)->SD02->Alimentador AL05 s(37)->SD02->Alimentador AL05 s(37)->SD02->Alimentador AL05 s(44)->SD03->Barra BP-AT s(44)->SD03->Barra BP-AT s(44)->SD03->Barra BP-AT s(44)->SD03->Barra BP-AT s(44)->SD03->Barra BP-AT s(44)->SD03->Barra BP-AT s(44)->SD03->Barra BP-AT s(44)->SD03->Barra BP-AT s(50)->SD03->Banco de Capacitores BC01 s(50)->SD03->Banco de Capacitores BC01	SD(1)->relé(1)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fases C-A SD(1)->relé(1)->Função 67 Direcional->Sobrecorrente Fase A SD(1)->relé(1)->Função 67N Direcional->Sobrecorrente de Neutro SD(3)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A SD(3)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente de Neutro SD(3)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A SD(3)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente de Neutro SD(3)->relé(3)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase A SD(3)->relé(3)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente de Neutro SD(3)->relé(3)->Função 79->Religamento SD(1)->relé(1)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fases C-A SD(1)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A SD(1)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente de Neutro SD(1)->relé(9)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(1)->relé(14)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(1)->relé(14)->Função 46 Sequência Negativa->Sobrecorrente Fases C-A SD(1)->relé(14)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(2)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A SD(2)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente de Neutro SD(2)->relé(3)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A SD(2)->relé(3)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente de Neutro SD(2)->relé(9)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase A SD(2)->relé(9)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente de Neutro SD(2)->relé(9)->Função 51NS (Temporizada Neutro Sensível)->Sobrecorrente de Neutro SD(2)->relé(9)->Função 79->Religamento SD(3)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A SD(3)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente de Neutro SD(3)->relé(1)->Função 27->Subtensão Fase A SD(3)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase A SD(3)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente de Neutro SD(3)->relé(2)->Função 27->Subtensão Fase A SD(3)->relé(3)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase A SD(3)->relé(3)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente de Neutro SD(3)->relé(3)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase A SD(3)->relé(3)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente de Neutro	1557	1,487

	<p>s(50)-&gt;SD03-&gt;Banco de Capacitores BC01 s(50)-&gt;SD03-&gt;Banco de Capacitores BC01</p>	<p>SD(3)-&gt;relé(5)-&gt;Funcão 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase A SD(3)-&gt;relé(5)-&gt;Funcão 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Funcão 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase A SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Funcão 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Funcão 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase A SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Funcão 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Funcão 50NS (Instantânea Neutro Sensível)-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor</p>	
1	<p>s(21)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL10 s(21)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL10 s(27)-&gt;SD02-&gt;Transformador TF01 s(27)-&gt;SD02-&gt;Transformador TF01 s(27)-&gt;SD02-&gt;Transformador TF01 s(27)-&gt;SD02-&gt;Transformador TF01 s(27)-&gt;SD02-&gt;Transformador TF01 s(27)-&gt;SD02-&gt;Transformador TF01 s(27)-&gt;SD02-&gt;Transformador TF01 s(27)-&gt;SD02-&gt;Transformador TF01 s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT s(67)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL02 s(67)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL02 s(67)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL02</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(1)-&gt;Funcão 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase A SD(1)-&gt;relé(1)-&gt;Funcão 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(1)-&gt;relé(1)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor SD(1)-&gt;relé(2)-&gt;Funcão 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase A SD(1)-&gt;relé(2)-&gt;Funcão 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Funcão 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase A SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Funcão 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor SD(1)-&gt;relé(6)-&gt;Funcão 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase A SD(1)-&gt;relé(6)-&gt;Funcão 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(1)-&gt;relé(6)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor SD(1)-&gt;relé(11)-&gt;Funcão 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase A SD(1)-&gt;relé(11)-&gt;Funcão 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(1)-&gt;relé(11)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor SD(2)-&gt;relé(1)-&gt;Funcão 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C SD(2)-&gt;relé(1)-&gt;Funcão 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(2)-&gt;relé(4)-&gt;Funcão 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C SD(2)-&gt;relé(4)-&gt;Funcão 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(2)-&gt;relé(4)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Funcão 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Funcão 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Funcão 27 -&gt;Subtensão Fase C SD(3)-&gt;relé(10)-&gt;Funcão 27 -&gt;Subtensão Fase C SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Funcão 27 -&gt;Subtensão Fase C SD(3)-&gt;relé(12)-&gt;Funcão 27 -&gt;Subtensão Fase C SD(3)-&gt;relé(13)-&gt;Funcão 27 -&gt;Subtensão Fase C SD(3)-&gt;relé(14)-&gt;Funcão 27 -&gt;Subtensão Fase C SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Funcão 27 -&gt;Subtensão Fase C SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor SD(4)-&gt;relé(7)-&gt;Funcão 50NS (Instantânea Neutro Sensível)-&gt;Sobrecorrente de Neutro SD(4)-&gt;relé(7)-&gt;Funcão 46 Sequência Negativa-&gt;Sobrecorrente Fase C SD(4)-&gt;relé(7)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor</p>	<p>484 0,890</p>



	<p>s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(5)-&gt;SD01-&gt;Barra BT-AT  s(9)-&gt;SD01-&gt;Barra BT-MT  s(16)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL05  s(16)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL05  s(16)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL05</p>	<p>SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Funcão 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Funcão 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Funcão 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(1)-&gt;relé(1)-&gt;Funcão 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(1)-&gt;Funcão 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(2)-&gt;Funcão 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(2)-&gt;Funcão 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(2)-&gt;Funcão 59 -&gt;Sobretensão Fase B  SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Funcão 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(3)-&gt;Funcão 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(12)-&gt;Funcão 27 -&gt;Subtensão Fases A-B  SD(1)-&gt;relé(12)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(1)-&gt;relé(14)-&gt;Funcão 27 -&gt;Subtensão Fases A-B  SD(1)-&gt;relé(14)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Funcão 27 -&gt;Subtensão Fases A-B  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Funcão 27 -&gt;Subtensão Fases A-B  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Funcão 27 -&gt;Subtensão Fases A-B  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(1)-&gt;relé(18)-&gt;Funcão 27 -&gt;Subtensão Fases A-B  SD(1)-&gt;relé(18)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(1)-&gt;relé(18)-&gt;Funcão 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(18)-&gt;Funcão 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(18)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor</p>	
<p>3</p>	<p>s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(49)-&gt;SD03-&gt;Barra BA-MT  s(66)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01  s(66)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01</p>	<p>SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Funcão 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fases C-A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Funcão 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fases C-A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(3)-&gt;relé(3)-&gt;Funcão 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fases C-A  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Funcão 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases C-A  SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Funcão 63A-&gt;Válvula de alívio de pressão  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Funcão 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fases C-A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Funcão 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fases C-A  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(3)-&gt;relé(3)-&gt;Funcão 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fases C-A  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Funcão 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases C-A  SD(3)-&gt;relé(5)-&gt;Funcão 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fases C-A  SD(3)-&gt;relé(5)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Funcão 59 -&gt;Sobretensão Fases C-A  SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Funcão 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Funcão 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fases A-B-C  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Funcão 79-&gt;Religamento</p>	<p>383</p> <p>1,881</p>
<p>4</p>	<p>s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02  s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Funcão 63 Buchholz-&gt;Sobrepressão no tanque de óleo  SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Funcão 63A-&gt;Válvula de alívio de pressão</p>	<p>545</p> <p>1,551</p>



	<p>s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02  s(29)-&gt;SD02-&gt;Barra BP-MT  s(30)-&gt;SD02-&gt;Barra BT-MT  s(32)-&gt;SD02-&gt;Banco de Capacitores BC02  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL07  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01  s(46)-&gt;SD03-&gt;Transformador TF01</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(2)-&gt;relé(5)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(2)-&gt;relé(5)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(5)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(2)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(2)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(8)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(2)-&gt;relé(10)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(2)-&gt;relé(10)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(10)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(2)-&gt;relé(11)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fase B  SD(2)-&gt;relé(12)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fase B  SD(2)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fase B  SD(2)-&gt;relé(13)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(2)-&gt;relé(14)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fase B  SD(2)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fase B  SD(2)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fase B  SD(2)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fase B  SD(2)-&gt;relé(17)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(2)-&gt;relé(18)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fase B  SD(2)-&gt;relé(18)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(2)-&gt;relé(20)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fase B  SD(2)-&gt;relé(21)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fase B  SD(2)-&gt;relé(9)-&gt;Função 51NS (Temporizada Neutro Sensível)-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(9)-&gt;Função 46 Sequência Negativa-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(2)-&gt;relé(12)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fase B  SD(2)-&gt;relé(18)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fase B  SD(2)-&gt;relé(18)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(2)-&gt;relé(20)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fase B  SD(2)-&gt;relé(21)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fase B  SD(2)-&gt;relé(12)-&gt;Função 50NS (Instantânea Neutro Sensível)-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(9)-&gt;Função 51NS (Temporizada Neutro Sensível)-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(9)-&gt;Função 46 Sequência Negativa-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(2)-&gt;relé(9)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(3)-&gt;relé(4)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 87 -&gt;Diferencial Fases A-B  SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 80-&gt;Sobrepresão CDC  SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 26-&gt;Temperatura do óleo  SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 49-&gt;Temperatura do enrolamento  SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 71-&gt;Nível do óleo  SD(3)-&gt;relé(6)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor</p>
--	--	--



5	1	<p>s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02  s(7)-&gt;SD01-&gt;Transformador TF02  s(41)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL09  s(41)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL09  s(44)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-AT  s(44)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-AT  s(44)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-AT  s(44)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-AT  s(44)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-AT  s(44)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-AT</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(6)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(1)-&gt;relé(6)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51G-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 63 Buchholz-&gt;Sobrepresão no tanque de óleo  SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 63A-&gt;Válvula de alívio de pressão  SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 26-&gt;Temperatura do óleo  SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 49-&gt;Temperatura do enrolamento  SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 71-&gt;Nível do óleo  SD(1)-&gt;relé(8)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(2)-&gt;relé(21)-&gt;Função 51NS (Temporizada Neutro Sensível)-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(21)-&gt;Função 79-&gt; Religamento  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases B-C  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases B-C  SD(3)-&gt;relé(2)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor</p>	243	1,252
---	---	---	--	-----	-------

Fonte: Dados do próprio autor.

Comumente, proteções de retaguarda protegem várias seções e suas atuações juntamente com a falha das proteções principais e falha de disjuntores aumentam a complexidade dos alarmes e é refletido no aumento do espaço de busca e do número de soluções obtidas, tal como maior dificuldade de convergência do AG para a solução mínima. No caso dos alarmes da Tabela 6.8 uma quantidade máxima de três diagnósticos ou  $ndiag=3$  seria necessária para obter uma condição real de operação do sistema, pois as soluções ótimas para os casos 0 e 2 até 5 são obtidas e também a melhor solução subótima é encontrada para o caso de falta 1.

A eficiência e precisão do AG foram analisadas para 60 conjuntos de alarmes gerados pelo AGPA a partir dos 6 casos de falta da Tabela 6.7. Neste caso foram gerados 10 conjuntos de alarmes para cada caso de falta e os resultados obtidos para a análise do AG são mostrados na Tabela 6.10. A análise de precisão é feita a partir de três níveis: em nível de casos, alarmes e total. Na Tabela 6.10 são apresentados somente os casos em que o AG não converge. O número máximo de gerações utilizado para parar o AG no caso de não convergência é  $ngmax=1000$ . Como observado o maior erro obtido é 1% e é dado em nível de alarmes, enquanto o menor erro é de 0,033% em nível total. É notado que esses percentuais encontrados são coerentes com o universo de cada análise. A seguinte expressão é utilizada para o cálculo dos erros percentuais para cada nível de precisão:

$$Erro(\%)(i) = \left[ \frac{nerros(i)}{conjunto(i) \times ndiag} \right] \times 100 \quad (6.1)$$

sendo:

$i$  : nível de precisão; (1-caso, 2-alarmes e 3-total);

$nerros(i)$  : quantidade de erros para o nível  $i$  analisado;

$conjunto(i)$  : quantidade de conjuntos de alarmes para o nível  $i$ ;

Tabela 6.10 – Precisão da metodologia ( $ndiag=100$ ) – 60 conjuntos de alarmes gerados pelo AGPA ( $nfalta=6$ ,  $nalarmes=10$ ).

Casos	Erro(s) por Caso	Acerto (%) <sup>(1)</sup>	Erro (%) <sup>(1)</sup>	Conjuntos de Alarmes	Solução $p$	t(s)	$E_{min}$	Erro(s) por Conjunto de Alarme	Acerto (%) <sup>(2)</sup>	Erro (%) <sup>(2)</sup>	Erro Total	Acerto (%) <sup>(3)</sup>	Erro (%) <sup>(3)</sup>
1	1	99,90	0,10	0	48	15,90	387	1	99	1	2	99,967	0,033
3				4	33	16,87	415						

Notas: (1) Refere-se ao percentual calculado em relação a um caso com 10 conjuntos de alarmes com 100 diagnósticos por conjunto ( $ndiag=100$ ), logo 1000 diagnósticos de falta.

(2) Refere-se ao percentual calculado em relação a 1 conjunto de alarme com 100 diagnósticos ( $ndiag=100$ ), logo 100 diagnósticos de falta.

(3) Refere-se ao percentual calculado em relação aos 60 conjuntos de alarmes com 100 diagnósticos por conjunto ( $ndiag=100$ ), logo 6000 diagnósticos de falta.

Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela 6.11 – Comparação entre a solução mínima e solução incorreta ( $ndiag=100$ ) – 60 conjuntos de alarmes gerados pelo AGPA ( $nfalta=6$ ,  $nalarmes=10$ ).

Casos	Conjunto Alarmes	Solução Incorreta/Mínima - $p$	$E_{min}$	(%)	Seções sob falta	Operação de Relés -> Informações adicionais
1	0	48	387	1	s(11)->SD01->Banco de Capacitores BC02 s(26)->SD02->Barra BT-AT s(27)->SD02->Transformador TF01 s(27)->SD02->Transformador TF01 s(27)->SD02->Transformador TF01 s(30)->SD02->Barra BT-MT s(48)->SD03->Barra BP-MT s(48)->SD03->Barra BP-MT	SD(1)->relé(13)->Função 50NS (Instantânea Neutro Sensível)->Sobrecorrente de Neutro SD(2)->relé(4)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase C SD(2)->relé(4)->Função 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro SD(2)->relé(6)->Função 87 ->Diferencial Fase C SD(3)->relé(9)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(9)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(10)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(10)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(11)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(11)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(13)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(14)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(14)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(15)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(16)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(16)->Função 50BF->Falha de disjuntor

					s(48)->SD03->Barra BP-MT s(48)->SD03->Barra BP-MT s(60)->SD04->Barra BT-AT s(67)->SD04->Alimentador AL02 s(67)->SD04->Alimentador AL02 s(67)->SD04->Alimentador AL02	SD(3)->relé(17)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(17)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(4)->relé(7)->Função 50NS (Instantânea Neutro Sensível)->Sobrecorrente de Neutro SD(4)->relé(7)->Função 46 Sequência Negativa->Sobrecorrente Fase C SD(4)->relé(7)->Função 79-> Religamento
		1	384	75	s(11)->SD01->Banco de Capacitores BC02 s(27)->SD02->Transformador TF01 s(27)->SD02->Transformador TF01 s(27)->SD02->Transformador TF01 s(48)->SD03->Barra BP-MT s(48)->SD03->Barra BP-MT s(67)->SD04->Alimentador AL02 s(67)->SD04->Alimentador AL02 s(67)->SD04->Alimentador AL02	SD(1)->relé(13)->Função 50NS (Instantânea Neutro Sensível)->Sobrecorrente de Neutro SD(2)->relé(4)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fase C SD(2)->relé(4)->Função 50N Instantânea->Sobrecorrente de Neutro SD(2)->relé(6)->Função 87 ->Diferencial Fase C SD(3)->relé(9)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(9)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(10)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(10)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(11)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(11)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(13)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(14)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(14)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(15)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(16)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(16)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(17)->Função 27 ->Subtensão Fase C SD(3)->relé(17)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(4)->relé(7)->Função 50NS (Instantânea Neutro Sensível)->Sobrecorrente de Neutro SD(4)->relé(7)->Função 46 Sequência Negativa->Sobrecorrente Fase C SD(4)->relé(7)->Função 79-> Religamento
3	4	33	415	1	s(21)->SD01->Alimentador AL10 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(49)->SD03->Barra BA-MT s(49)->SD03->Barra BA-MT s(49)->SD03->Barra BA-MT s(49)->SD03->Barra BA-MT	SD(3)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(3)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(3)->relé(3)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(3)->relé(3)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(6)->Função 51G->Sobrecorrente de Neutro SD(3)->relé(6)->Função 63A->Válvula de alívio de pressão SD(3)->relé(6)->Função 80->Sobreprensão CDC SD(3)->relé(6)->Função 49->Temperatura do enrolamento SD(3)->relé(6)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(3)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(3)->relé(3)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(3)->relé(3)->Função 50BF->Falha de disjuntor

				s(49)->SD03->Barra BA-MT s(49)->SD03->Barra BA-MT s(59)->SD04->Barra BP-AT s(67)->SD04->Alimentador AL02	SD(3)->relé(5)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(3)->relé(9)->Função 27 ->Subtensão Fases C-A SD(3)->relé(9)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(10)->Função 27 ->Subtensão Fases C-A SD(3)->relé(13)->Função 27 ->Subtensão Fases C-A SD(3)->relé(14)->Função 27 ->Subtensão Fases C-A SD(3)->relé(14)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(15)->Função 27 ->Subtensão Fases C-A SD(3)->relé(16)->Função 27 ->Subtensão Fases C-A SD(3)->relé(16)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(17)->Função 27 ->Subtensão Fases C-A SD(4)->relé(1)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fases A-B-C SD(4)->relé(4)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B-C
	3	384	74	s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(46)->SD03->Transformador TF01 s(49)->SD03->Barra BA-MT s(49)->SD03->Barra BA-MT s(62)->SD04->Regulador RG01 s(63)->SD04->Barra BP-MT	SD(3)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(3)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(3)->relé(3)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(3)->relé(3)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(6)->Função 51G->Sobrecorrente de Neutro SD(3)->relé(6)->Função 63A->Válvula de alívio de pressão SD(3)->relé(6)->Função 80->Sobreprensão CDC SD(3)->relé(6)->Função 49->Temperatura do enrolamento SD(3)->relé(6)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(1)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(3)->relé(2)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(3)->relé(3)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(3)->relé(3)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(5)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases C-A SD(3)->relé(9)->Função 27 ->Subtensão Fases C-A SD(3)->relé(9)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(10)->Função 27 ->Subtensão Fases C-A SD(3)->relé(13)->Função 27 ->Subtensão Fases C-A SD(3)->relé(14)->Função 27 ->Subtensão Fases C-A SD(3)->relé(14)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(15)->Função 27 ->Subtensão Fases C-A SD(3)->relé(16)->Função 27 ->Subtensão Fases C-A SD(3)->relé(16)->Função 50BF->Falha de disjuntor SD(3)->relé(17)->Função 27 ->Subtensão Fases C-A SD(4)->relé(1)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fases A-B-C SD(4)->relé(4)->Função 50 Instantânea->Sobrecorrente Fases A-B-C

Fonte: Dados do próprio autor.

Na Tabela 6.11 são apresentados os diagnósticos detalhados para a solução incorreta (não convergência do algoritmo) e mínima para os casos da Tabela 6.10. Observe que para o caso 1 a solução mínima é encontrada 75% das 100 execuções do AG, enquanto a incorreta apenas 1%. Para o caso 3 a solução mínima é encontrada em 74% das execuções do AG e a incorreta novamente 1%. Esses resultados confirmam a eficiência do AG.

Uma das características importantes da metodologia desenvolvida é a capacidade de identificar se o diagnóstico está correto ou não (seção 5.2.5.3). Isto é feito apresentando ao operador quais seções diagnosticadas sob falta não apresentam associação com qualquer alarme de relés. Esta afirmação pode ser observada nas duas últimas colunas da Tabela 6.11. Para cada seção diagnosticada incorretamente dada na coluna “Seções sob falta” é observado que não existe qualquer alarme de relé associado na coluna à direita. A confirmação de que essas seções estão incorretamente diagnosticadas pode ser feita através da análise da solução mínima considerando o caso 1. Observa-se que as seções sob falta diagnosticadas incorretamente que aparecem na solução  $p=48$  não aparecem na solução mínima  $p=1$ . É interessante notar ainda que a solução incorreta poderia ser utilizada para traçar um diagnóstico preciso, bastando para isso descartar aquelas seções que não apresentam associação com alarmes de relés e analisar somente as seções que apresentam alarmes de relés associados. Este raciocínio pode ser estendido à análise de qualquer solução, considerando que somente seções que possuem associação com alarmes de relés atuados podem ser diagnosticadas como corretas.

Na Tabela 6.12 é apresentada a análise de precisão do AG para 300 conjuntos de alarmes gerados pelo AGPA. É observado que o erro total estimado é 0,037%. Comparando com o erro total da Tabela 6.10 a diferença é de 0,004%. Além disso, os erros em nível de conjunto de alarmes são iguais (1%). Isto mostra que o AG possui eficiência por apresentar um percentual de acerto próximo a 100% para todos os casos e robustez por apresentar uma variação de erro de somente 0,004% entre conjuntos distintos de alarmes. Para verificar a robustez e rapidez do AG para um tempo de resposta bastante rápido, são utilizados 1800 conjuntos de alarmes gerados pelo AGPA. Os alarmes são divididos em dois conjuntos de 600 e 1200 alarmes apresentados na Tabela 6.13. Para todos os diagnósticos foi adotado  $ndiag=1$ . Todos os diagnósticos encontrados pela metodologia para os 600 e 1200 alarmes são corretos e o maior tempo gasto considerando todos os 1800 diagnósticos é 6,16 segundos.

Tabela 6.12 – Precisão da metodologia ( $ndiag=100$ ) – 300 conjuntos de alarmes gerados pelo AGPA ( $nfalta=6$ ,  $nalarmes=50$ ).

Casos	Erro(s) por Caso	Acerto (%) <sup>(1)</sup>	Erro (%) <sup>(1)</sup>	Conjuntos de Alarmes	Solução $p$	t(s)	$E_{min}$	Erro(s) por Conjunto de Alarme	Acerto (%) <sup>(2)</sup>	Erro (%) <sup>(2)</sup>	Erro Total	Acerto (%) <sup>(3)</sup>	Erro (%) <sup>(3)</sup>
0	1	99,98	0,02	39	93	15,35	1527						
1	3	99,94	0,06	8	35	23,22	588						
				30	6	15,55	2587						
				40	63	15,64	1547						
				25	5	15,16	1367						
3	4	99,92	0,08	23	12	23,91	1337	1	99	1	11	99,963	0,037
				35	26	24,80	411						
				36	98	24,08	378						
				38	11	23,51	367						
4	1	99,98	0,02	36	83	15,95	699						
5	1	99,98	0,02	4	80	16,02	320						

Notas: (1) Refere-se ao percentual calculado em relação a um caso com 50 conjuntos de alarmes com 100 diagnósticos por conjunto, logo 5000 diagnósticos de falta.

(2) Refere-se ao percentual calculado em relação a 1 conjunto de alarme com 100 diagnósticos, logo 100 diagnósticos de falta.

(3) Refere-se ao percentual calculado em relação aos 300 conjuntos de alarmes com 100 diagnósticos por conjunto, logo 30000 diagnósticos de falta.

Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela 6.13 – Resultados do AG ( $ndiag=1$ ) para 600 alarmes –  $nfalta=6$ ,  $nalarmes=100$  e 1200 alarmes –  $nfalta=6$ ,  $nalarmes=200$ .

Quantidade de Alarmes	Tempo total de simulação (min)	Casos	Conjunto de Alarmes	Tempos mínimo e máximo de convergência		
				Solução $p$	t(s) Min/Max	$E_{min}$
600	12,63	1	73	1	0,45	1010
		1	1	1	5,06	1535
1200	29,03	0	22	1	0,36	4437
		5	107	1	6,16	364

Fonte: Dados do próprio autor.

Os testes constantes na Tabela 6.13 têm o objetivo de verificar a eficiência e rapidez da metodologia considerando que a ferramenta computacional sob análise está recebendo os alarmes e gerando os relatórios de diagnóstico em tempo real.

#### 6.1.3.2.1 Estudo do Caso 4

Para cada caso de falta apresentado na Tabela 6.7 é considerado que o sistema teste da Figura 6.1 está em diferentes condições topológicas definida pelos estados das chaves seccionadoras. Especificamente para o caso de falta 4, as seguintes seções estão fora de serviço: linhas LST\_3-1 e LST\_1-4, transformador TF01 e AL11 na subestação SD01 e a subestação SD04 inteira devido à repotencialização do transformador da subestação. Considerando os alarmes apresentados na Tabela 6.7 para o caso 4, são encontradas pelo AG uma solução ótima  $p=1$  e duas subótimas  $p=3$  e  $p=86$  (ver Tabela 6.8 e

Tabela 6.9). Analisando as três soluções encontradas observa-se que a solução  $p=1$  é a mais adequada para explicar as condições do sistema. Esta solução possui a menor quantidade de seções sob falta, a menor inconsistência entre alarmes e estados esperados de relés, ou seja,  $E_{min}=k1x0+k2x54+k3x5$ , com  $k1=1000$ ,  $k2=10$  e  $k3=1$ , e é capaz de explicar todos os alarmes informados satisfazendo o critério de parcimônia de minimalidade. Baseado na filosofia de proteção adotada e no conhecimento da lógica de operação do sistema de proteção pode-se verificar a exatidão das soluções para o caso de falta 4 a partir da explicação a seguir. A atuação das funções 63, 63A, 80 e 26 do relé r08 em SD01 é devido a uma falta no transformador SD01-TF02. Devido a não abertura de  $d07^{(1)}$  e  $d10^{(1)}$ , a função 50BF envia *trip* para  $d02^{(1)}$  e  $d03^{(1)}$  assim desenergizando toda a subestação SD01 (linha LST\_3-1 fora de serviço). Desde que  $d07^{(1)}$  e  $d10^{(1)}$  não abrirem, existe uma falha nesses equipamentos.

Com o relé r09 substituindo r19 em SD02 ( $c56^{(2)}$ ,  $c15^{(2)}$ ,  $c16^{(2)}$  e  $c52^{(2)}$  fechadas e  $c33^{(2)}$ ,  $c34^{(2)}$  e  $c55^{(2)}$  abertas), as atuações das funções 51NS, 46 fase b e 79 de r09 é devido a uma falta no alimentador SD02-AL07 e esta seção faltosa é isolada através da abertura de  $d08^{(2)}$ . A atuação da função 50NS de r12 é devido a uma falta no banco de capacitores SD02-BC02. Esta seção é isolada através da abertura do disjuntor  $d11^{(2)}$ .

Simultaneamente um curto-circuito na barra SD02-BP-MT resulta na atuação das funções 51 fase b, 51N e 50BF de r05, 51 fase b, 51N e 50BF de r08, 27 fase b de r20 e r21, 50 fase b, 50N e 50BF de r10 e 27 fase b de r11 até r18. Neste caso, o relé r10 envia *trip* para o disjuntor  $d09^{(2)}$ , mas este equipamento não abre causando a atuação da proteção de

retaguarda 51/51N de r05. Desde que  $d06^{(2)}$  não abriu devido a uma falha no disjuntor, a função 50BF de r05 envia um *trip* para  $d01^{(2)}$ ,  $d02^{(2)}$  e  $d04^{(2)}$  através das funções de transferência 43-1(N), 43-2(N) e 43-3(N), respectivamente. Além disso, devido a falha de  $d07^{(2)}$ , a função de proteção 50BF de r08 envia sinal para  $d03^{(2)}$  abrir através da chave 43-4(T). Desde que a função 51NS de r09 atuou e esta função protege a barra SD02-BT-MT e o alimentador SD02-AL07, é difícil apontar, exatamente, quais dessas seções estão sob falta utilizando somente esse alarme. Por outro lado, a função de proteção 27 fase b dos relés r12, r18, r20 e r21 estão atuadas e essas funções monitoram o barramento SD02-BP-MT bem como SD02-BT-MT. A partir do ponto de vista de um operador, esta análise resulta em provável falta na barra SD02-BT-MT (solução subótima  $p=3$ ) e esta seção deve ser verificada também. Raciocínio análogo pode ser usado para explicar as seções sob falta diagnosticadas SD03-TF01 (todas três soluções) e SD03-EDL01 (solução subótima  $p=86$ ).

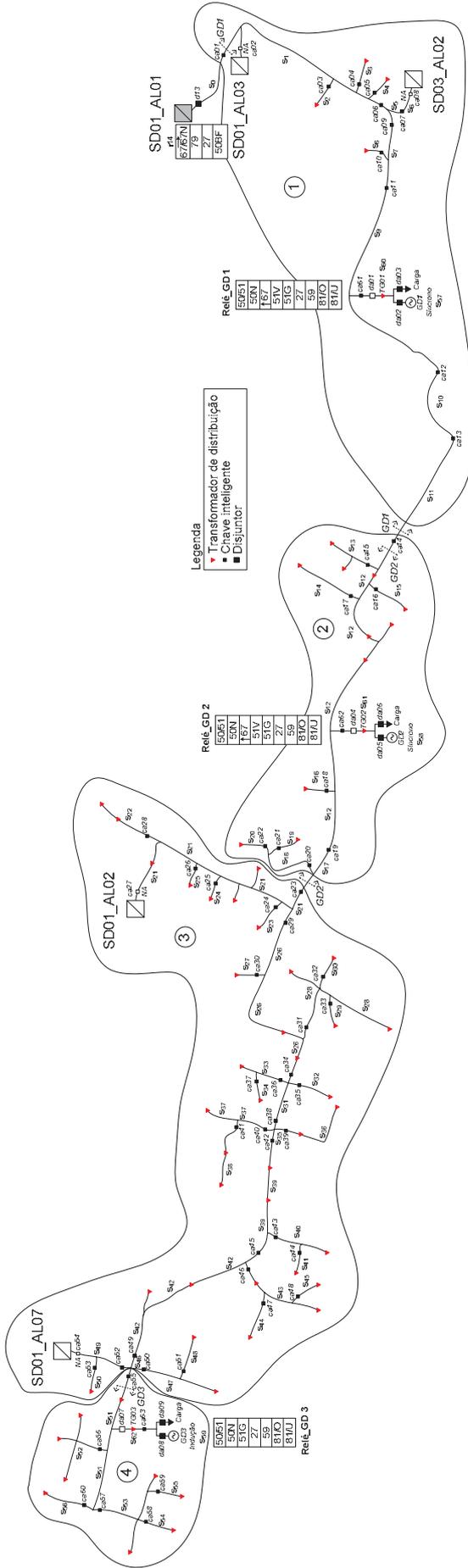
Deve ser notado aqui que para algumas funções de proteção que protegem mais de uma seção é impossível afirmar exatamente se o alarme está associado exclusivamente a uma ou outra seção. Por exemplo, considerando a rede causal ilustrada na Figura 3.7, e supondo que os alarmes  $a_1$ ,  $a_2$  e  $a_{na}$  atuaram, através do critério de parcimônia de minimalidade tem-se que a solução mínima é dada pelas seções  $s_1$  e  $s_2$ . Neste caso é impossível saber exatamente se o alarme  $a_1$  está associado somente a  $s_1$  ou somente a  $s_2$ . Portanto o raciocínio lógico abduutivo formado através da rede causal obriga a afirmar que a atuação do alarme  $a_1$  está associado a falta em ambas as seções. Do ponto de vista do modelo matemático de operação da proteção proposto, esta afirmação pode ser explicada considerando que para uma determinada função  $fp$  pode-se ter mais de um termo da equação de estado esperado com valor 1 (uma única função de proteção protegendo mais de uma seção), e isto quer dizer que mais de uma seção sob falta pode estar associada a um único alarme ou função de proteção. É o caso por exemplo das seções  $s(42) \rightarrow SD03-EDL01$  e  $s(46) \rightarrow SD03-TF01$  da solução  $p=86$  do caso 4, em que ambas as seções são associadas a função 51 fases a-b do relé r1 de SD03.

## 6.2 Diagnóstico das Redes de Distribuição sob o Novo Paradigma de Proteção Proposto

Na seção anterior foi demonstrada a eficiência da metodologia aplicada ao diagnóstico de faltas em nível de subestações considerando todo o alimentador como uma única seção. Nesta seção a metodologia é aplicada para o diagnóstico de faltas das redes de distribuição considerando a incorporação de alguns alimentadores nas subestações do sistema teste da Figura 6.1. É considerado que os alimentadores são protegidos utilizando o paradigma de proteção proposto no Capítulo 4. O objetivo é demonstrar a possibilidade da aplicação futura da metodologia para o diagnóstico de faltas em redes de distribuição inteligentes que possuem monitoramento em tempo real.

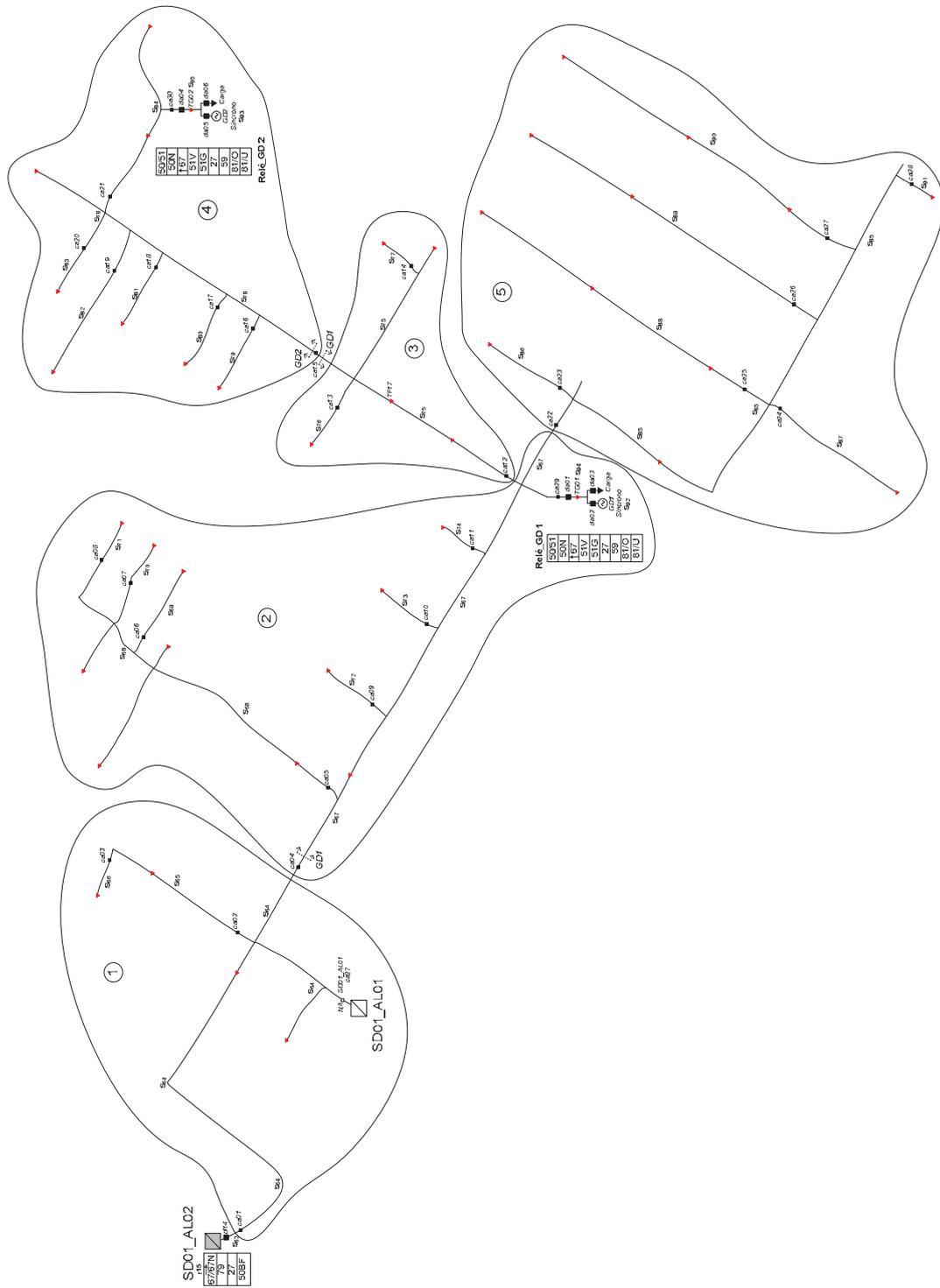
Na Figura 6.22 a Figura 6.28 estão ilustrados os diagramas unifilares dos sete alimentadores reais utilizados para testar a metodologia. São considerados três alimentadores na subestação SD01, dois na SD02, e um nas SDs 03 e 04. Todos os dispositivos de proteção tradicionais, tais como, chaves seccionadoras, religadores, seccionadores automáticos e elos fusíveis são substituídos pelas chaves inteligentes propostas na seção 4.3.2. As zonas de proteção das chaves são apresentadas nas figuras bem como as áreas de possibilidade de ilhamento intencional ou microrredes utilizando os geradores distribuídos alocados no alimentador. A numeração das seções é considerada separadamente para cada subestação, desta forma evita-se uma numeração muito grande. Para cada um dos relés pertencentes às subestações e alocados nos alimentadores foram desabilitadas as funções de sobrecorrente 50/51, (50/51)N, (50/51)NS e 46 e habilitadas as funções de sobrecorrente direcional 67/67N devido a presença dos geradores distribuídos. Esta consideração também foi feita para os grupos de funções de proteção dos relés de transferência responsáveis pela proteção dos alimentadores (grupo sem (\*)), ou seja, relés SD01-r10 e SD02-r09.

Figura 6.22 – Diagrama unifilar do alimentador AL01 – subestação 01.



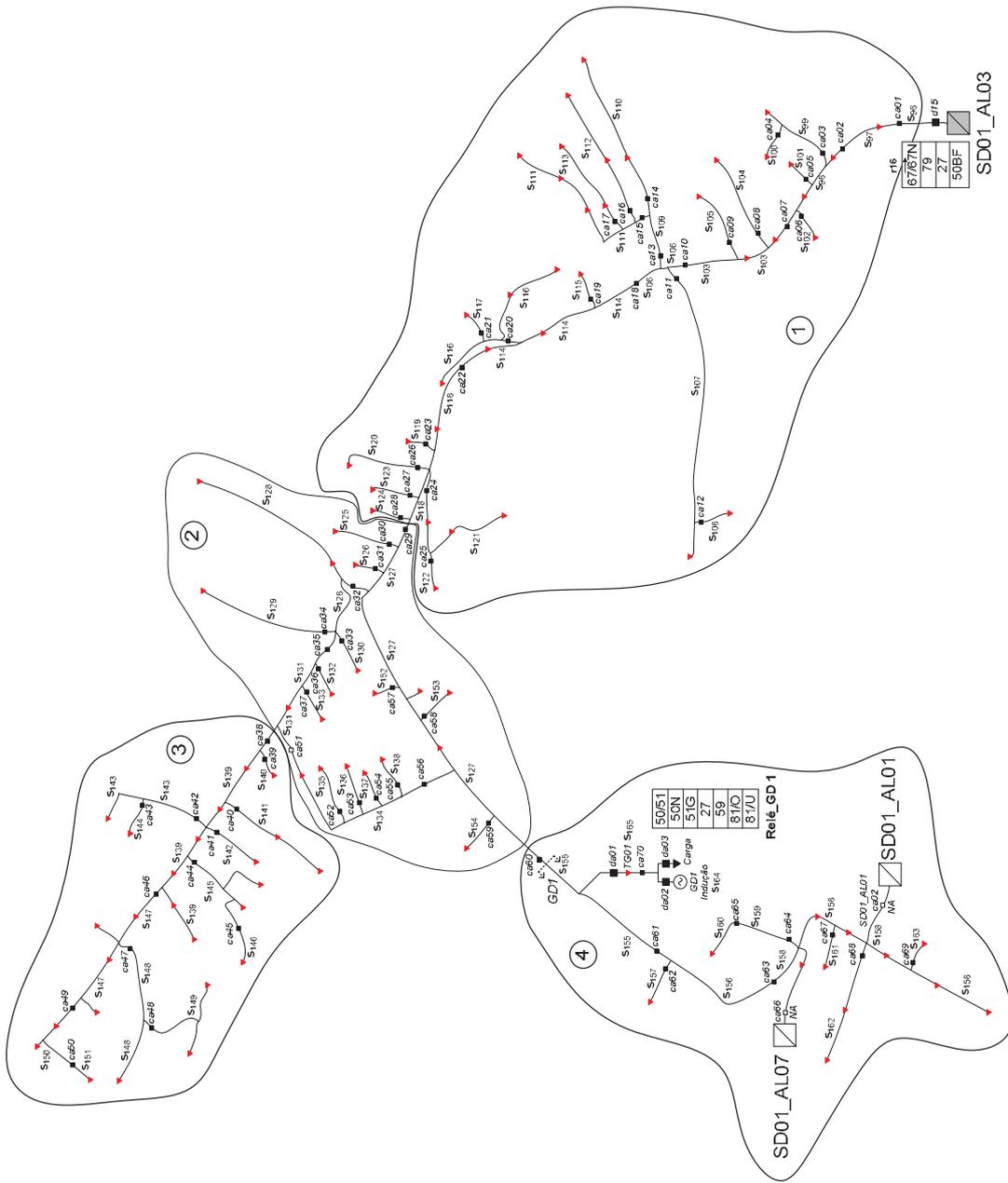
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.23 – Diagrama unifilar do alimentador AL02 - subestação 01.



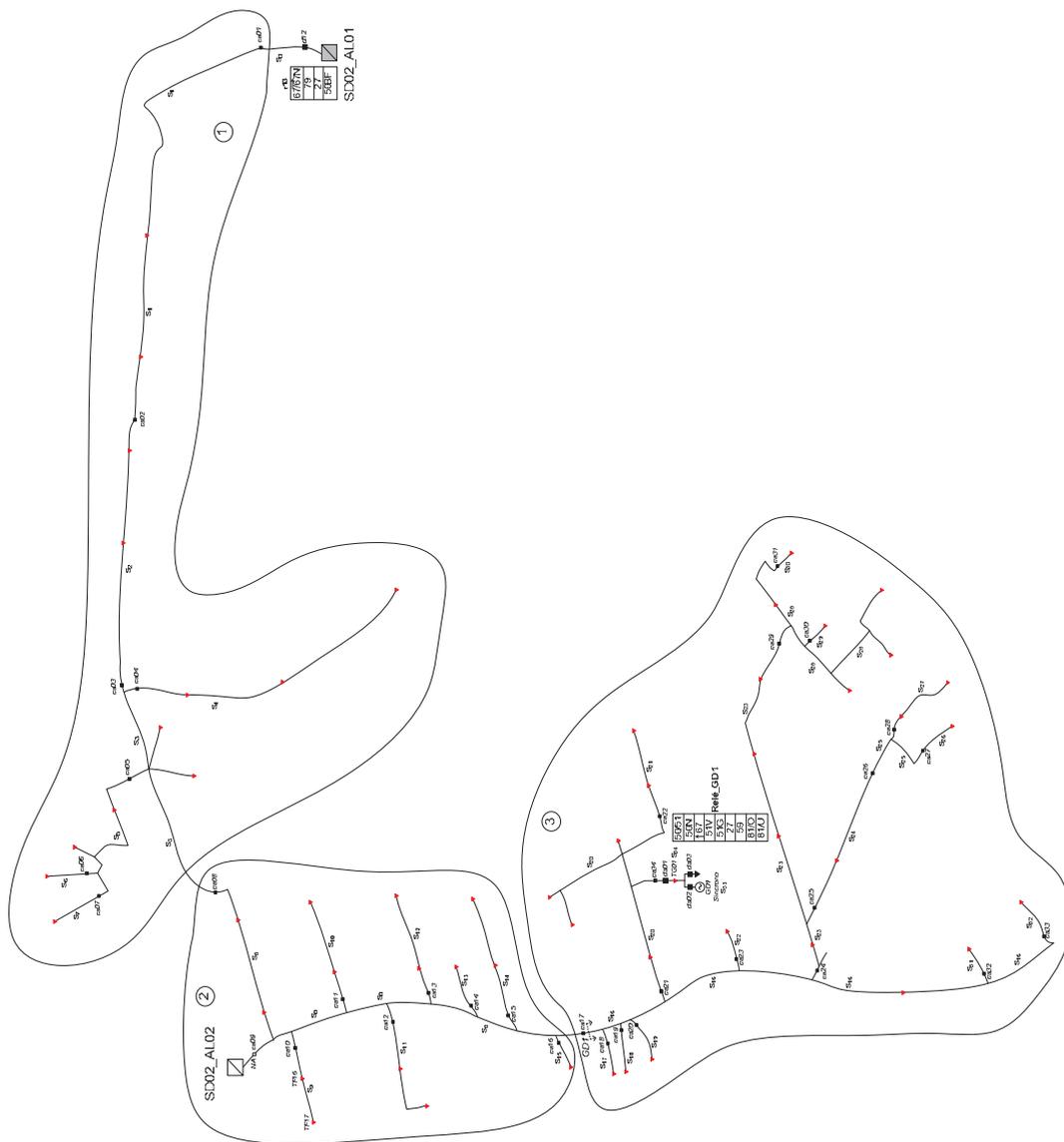
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.24 – Diagrama unifilar do alimentador AL03 – subestação 01.



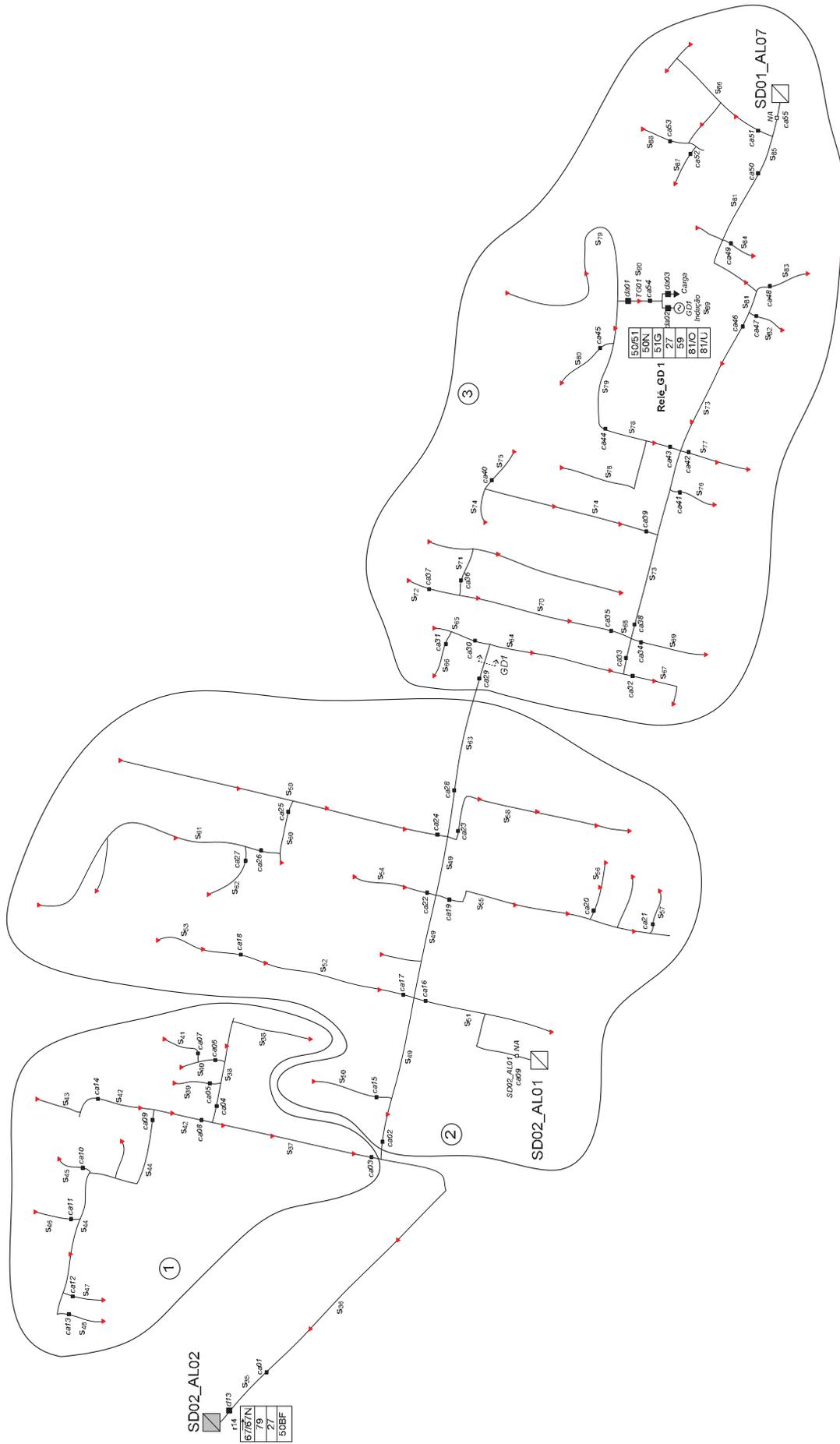
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.25 – Diagrama unifilar do alimentador AL01 – subestação 02.



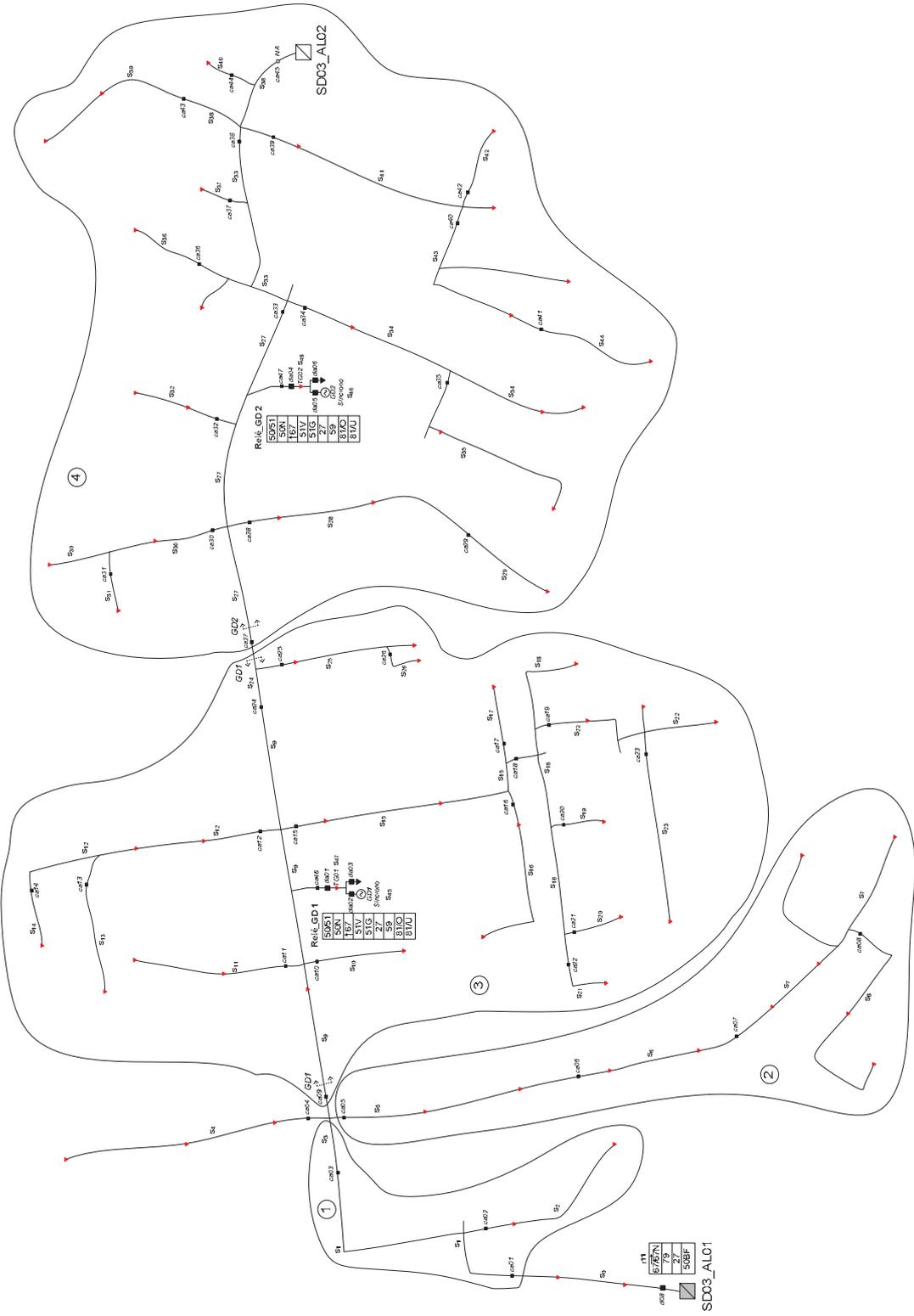
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.26 – Diagrama unifilar do alimentador AL02 – subestação 02.



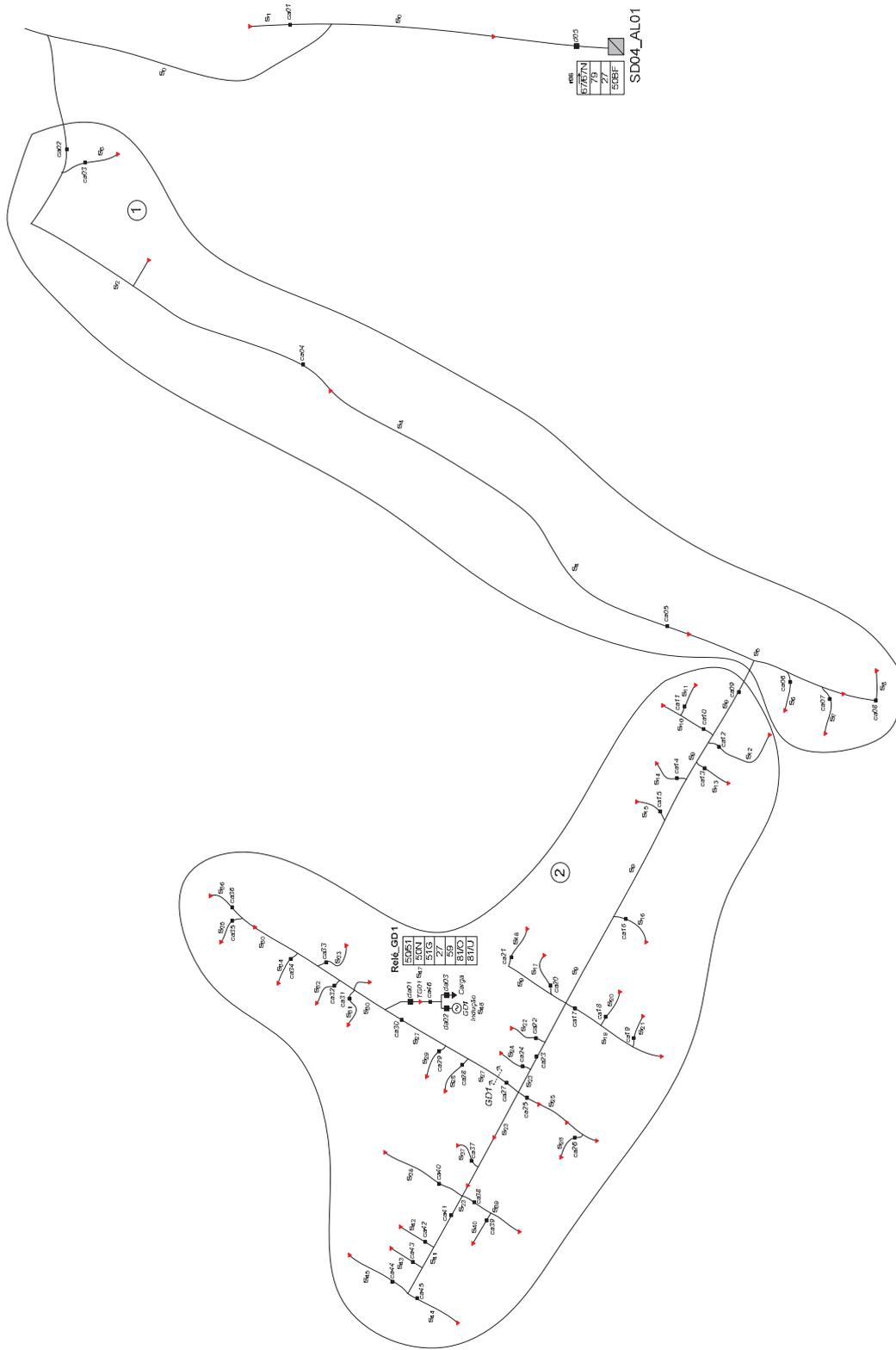
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.27 – Diagrama unifilar do alimentador AL01 – subestação 03.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.28 – Diagrama unifilar do alimentador AL01 - subestação 04.



Fonte: Dados do próprio autor.

A filosofia de proteção para os geradores e chaves inteligentes foi definida e discutida na seção 4.3.2 e é agora estendida para as redes testes. Além disso, é necessário que a filosofia de proteção inerente aos alcances dos relés alocados na subestação seja definida para os alimentadores. Por exemplo, considerando as funções 51/51N dos relés de EDL da SD01, ou seja, r01, r02 e r03, devem-se definir os seus alcances máximos no sistema, incluindo as seções pertencentes aos alimentadores AL01, AL02 e AL03 que foram incorporados. Desta forma, na Tabela 6.14 são apresentados os alcances máximos das funções de proteção das subestações.

Tabela 6.14 – Alcance máximo dos relés alocados nas subestações do sistema teste (Figura 6.1).

SDs	Relé(função de proteção)	(Seções protegidas)-Alimentador
01	r01(51/51N); r02(51/51N); r03(51/51N); r04(51/51N); r05(51/51N); r06(51/51N)	$(s_0-s_1)$ -AL01; $(s_{158})$ -AL01->AL03; $(s_{63-s_{64}})$ -AL02; $(s_{21})$ -AL02->AL01 <sup>a</sup> ; $(s_{96-s_{97}})$ -AL03;
	r09(50/50N); r10(50*/50N*); r11(50/50N)	$(s_0-s_4)$ -AL01 <sup>b</sup> ; $(s_{63-s_{65}})$ -AL02; $(s_{96-s_{102}})$ -AL03;
	r09(51/51N); r10(51*/51N*); r11(51/51N)	$(s_0-s_{11})$ -AL01; $(s_{158-s_{163}})$ -AL01->AL03; $(s_{63-s_{77}})$ -AL02; $(s_{21-s_{25}})$ -AL02->AL01; $(s_{96-s_{117}})$ -AL03
	r10(67/67N)	$(s_0-s_{56})$ -AL01; $(s_{155-s_{163}})$ -AL01->AL03; $(s_{63-s_{91}})$ -AL02; $(s_{12-s_{45}})$ -AL02->AL01; $(s_{96-s_{163}})$ -AL03
	r14(67/67N)	$(s_0-s_{56})$ -AL01; $(s_{155-s_{163}})$ -AL01->AL03
	r15(67/67N)	$(s_{63-s_{91}})$ -AL02; $(s_{12-s_{45}})$ -AL02->AL01
	r16(67/67N)	$(s_{96-s_{163}})$ -AL03
02	r01(51/51N); r02(51/51N); r03(51/51N); r04(51/51N); r05(51/51N)	$(s_0-s_1)$ -AL01; $(s_{35-s_{36}})$ -AL02
	r08(50/50N); r09(50*/50N*); r10(50/50N)	$(s_0-s_2)$ -AL01; $(s_{35-s_{53}})$ -AL02
	r08(51/51N); r09(51*/51N*); r10(51/51N)	$(s_0-s_7)$ -AL01; $(s_{35-s_{62}})$ -AL02; $(s_3-s_{15})$ -AL02->AL01
	r09(67/67N)	$(s_0-s_{32})$ -AL01; $(s_{36-s_{67}})$ -AL01->AL02; $(s_{35-s_{88}})$ -AL02; $(s_2-s_{15})$ -AL02->AL01
	r13(67/67N)	$(s_0-s_{32})$ -AL01; $(s_{36-s_{67}})$ -AL01->AL02
	r14(67/67N)	$(s_{35-s_{88}})$ -AL02; $(s_2-s_{15})$ -AL02->AL01
03	r01(51/51N); r02(51/51N); r03(51/51N); r04(51/51N);	$(s_0-s_2)$ -AL01

	r05(51/51N)	
	r08(50/50N)	( $s_0-s_8$ )-AL01
	r08(51/51N)	( $s_0-s_{23}$ )-AL01
	r11(67/67N)	( $s_0-s_{44}$ )-AL01
04	r01(51/51N); r02(51/51N)	( $s_0-s_1$ )-AL01
	r04(50/50N)	( $s_0-s_3$ )-AL01
	r04(51/51N)	( $s_0-s_8$ )-AL01
	r06(67/67N)	( $s_0-s_{45}$ )-AL01

Notas: <sup>(a)</sup> Significa que o alcance da função de proteção é até a seção  $s_{2j}$  considerando que o caminho de circuito entra pelo alimentador AL02, passando pela chave  $ca27$  do alimentador AL01 até a seção  $s_{2j}$  pertencente ao alimentador AL01. Este caminho deve ser considerado no caso de fechamento da chave  $ca27$  para restauração do sistema.

<sup>(b)</sup> As seções protegidas são  $s_0, s_1, s_2, s_3$  e  $s_4$  pertencentes ao alimentador AL01 da subestação SD01.

Fonte: Dados do próprio autor.

Do ponto de vista do modelo matemático proposto na seção 4.2 a incorporação dos alimentadores causa o aumento dos termos das equações de estado esperado das funções de proteção cujos alcances se estendem aos alimentadores incorporados. Em outras palavras, os conjuntos  $J_{fp}^r$  devem considerar as seções dos alimentadores como elementos adicionais se a função  $fp$  do relé  $r$  protege seções pertencentes aos alimentadores. Adicionalmente, a extensão do modelo matemático apresentado na seção 4.3.3 deve ser considerada de modo a incorporar todos os dispositivos de proteção alocados nas redes. A função objetivo para o problema é dada pela equação (4.49) e a nova codificação para o AG é a proposta na Figura 5.2. A partir dessas considerações a metodologia proposta na seção 5.2.5 é estendida para todo o sistema teste da Figura 6.1, considerando a incorporação de todos os alimentadores testes ilustrados na Figura 6.22 a Figura 6.28.

### 6.2.1 Simulações

A metodologia proposta para o diagnóstico de faltas considerando a incorporação das redes testes é testada utilizando um computador Intel<sup>(R)</sup> Core<sup>(TM)</sup> i7, 2,8 GHz e 4Gb de RAM. Para testar e validar a metodologia são realizados testes exaustivos com um conjunto de alarmes gerados manualmente a partir de 5 casos de falta apresentados na Tabela 6.15 e Tabela 6.16. Para todas as simulações realizadas para o diagnóstico os parâmetros calibrados para a função objetivo (4.49) são:  $k1=1000$ ,  $k2=10$ ,  $k3=1$  e para o AG são  $np=300$  e  $ngmax=1000$ .

Tabela 6.15 – Alarmes e topologia para as subestações de cinco conjuntos de alarmes gerados manualmente para testar a metodologia.

Casos	Alarmes informados			Topologia das subestações	
	Relé(funções atuadas) <sup>(subestação)</sup>	Disjuntores abertos <sup>(subestação)</sup>	Chaves abertas <sup>(subestação)</sup>	Função de transferência Estado <sup>(subestação)</sup>	
1	r1(50bc/27bc) <sup>(1)</sup> ; r2(50bc/27bc) <sup>(1)</sup> ; r3(50bc/27bc) <sup>(1)</sup> ; r14(67a/67N/79) <sup>(1)</sup> ; r13(67a/67N/79) <sup>(2)</sup> ; r11(67bc/79) <sup>(3)</sup>	1 <sup>(1)</sup> ; 2 <sup>(1)</sup> ; 3 <sup>(1)</sup> ; 4 <sup>(1)</sup> ; 9 <sup>(1)</sup> ; 13 <sup>(1)</sup> ; 3 <sup>(2)</sup> ; 8 <sup>(2)</sup> ; 3 <sup>(3)</sup> ; 8 <sup>(3)</sup> ; 2 <sup>(4)</sup>	7 <sup>(0)</sup> ; 8 <sup>(0)</sup> ; 17 <sup>(0)</sup> ; 18 <sup>(0)</sup> ; 45 <sup>(0)</sup> ; 46 <sup>(0)</sup> ; 47 <sup>(0)</sup> ; 48 <sup>(0)</sup> ; 49 <sup>(0)</sup> ; 50 <sup>(0)</sup> ; 51 <sup>(0)</sup> ; 52 <sup>(0)</sup> ; 53 <sup>(0)</sup> ; 54 <sup>(0)</sup> ; 55 <sup>(0)</sup> ; 56 <sup>(0)</sup> ; 57 <sup>(0)</sup> ; 58 <sup>(0)</sup> ; 59 <sup>(0)</sup> ; 60 <sup>(0)</sup> ; 61 <sup>(0)</sup> ; 62 <sup>(0)</sup> ; 63 <sup>(0)</sup> ; 64 <sup>(0)</sup> ; 65 <sup>(0)</sup> ; 5 <sup>(2)</sup> ; 6 <sup>(2)</sup> ; 15 <sup>(2)</sup> ; 16 <sup>(2)</sup> ; 39 <sup>(2)</sup> ; 40 <sup>(2)</sup> ; 41 <sup>(2)</sup> ; 42 <sup>(2)</sup> ; 43 <sup>(2)</sup> ; 44 <sup>(2)</sup> ; 45 <sup>(2)</sup> ; 46 <sup>(2)</sup> ; 47 <sup>(2)</sup> ; 48 <sup>(2)</sup> ; 49 <sup>(2)</sup> ; 50 <sup>(2)</sup> ; 51 <sup>(2)</sup> ; 52 <sup>(2)</sup> ; 53 <sup>(2)</sup> ; 54 <sup>(2)</sup> ; 55 <sup>(2)</sup> ; 56 <sup>(2)</sup> ; 5 <sup>(3)</sup> ; 6 <sup>(3)</sup> ; 31 <sup>(3)</sup> ; 32 <sup>(3)</sup> ; 33 <sup>(3)</sup> ; 34 <sup>(3)</sup> ; 35 <sup>(3)</sup> ; 36 <sup>(3)</sup> ; 37 <sup>(3)</sup> ; 38 <sup>(3)</sup> ; 39 <sup>(3)</sup> ; 40 <sup>(3)</sup> ; 41 <sup>(3)</sup> ; 42 <sup>(3)</sup> ; 43 <sup>(3)</sup> ; 3 <sup>(4)</sup> ; 4 <sup>(4)</sup> ; 16 <sup>(4)</sup> ; 17 <sup>(4)</sup> ; 18 <sup>(4)</sup> ; 19 <sup>(4)</sup> ; 20 <sup>(4)</sup> ; 21 <sup>(4)</sup>	IN <sup>(1)</sup> -8N <sup>(1)</sup> ; IN <sup>(2)</sup> - 7N <sup>(2)</sup> ; IN <sup>(3)</sup> -5N <sup>(3)</sup> ; IN <sup>(4)</sup> -2N <sup>(4)</sup>	
2	r15(67b/67N/79) <sup>(1)</sup> ; r16(67c/67N) <sup>(1)</sup> ; r13(67a/67N/79) <sup>(2)</sup> ; r14(67b/67N/79) <sup>(2)</sup> ; r16(50b/50N/50BF) <sup>(2)</sup> ; r6(67a/67N/79) <sup>(4)</sup>	4 <sup>(0)</sup> ; 9 <sup>(0)</sup> ; 15 <sup>(0)</sup> ; 3 <sup>(2)</sup> ; 7 <sup>(2)</sup> ; 8 <sup>(2)</sup> ; 12 <sup>(2)</sup> ; 3 <sup>(3)</sup> ; 2 <sup>(4)</sup>	7 <sup>(0)</sup> ; 8 <sup>(0)</sup> ; 17 <sup>(0)</sup> ; 18 <sup>(0)</sup> ; 45 <sup>(0)</sup> ; 46 <sup>(0)</sup> ; 47 <sup>(0)</sup> ; 48 <sup>(0)</sup> ; 49 <sup>(0)</sup> ; 50 <sup>(0)</sup> ; 51 <sup>(0)</sup> ; 52 <sup>(0)</sup> ; 53 <sup>(0)</sup> ; 54 <sup>(0)</sup> ; 55 <sup>(0)</sup> ; 56 <sup>(0)</sup> ; 57 <sup>(0)</sup> ; 58 <sup>(0)</sup> ; 59 <sup>(0)</sup> ; 60 <sup>(0)</sup> ; 61 <sup>(0)</sup> ; 62 <sup>(0)</sup> ; 63 <sup>(0)</sup> ; 64 <sup>(0)</sup> ; 65 <sup>(0)</sup> ; 5 <sup>(2)</sup> ; 6 <sup>(2)</sup> ; 15 <sup>(2)</sup> ; 16 <sup>(2)</sup> ; 39 <sup>(2)</sup> ; 40 <sup>(2)</sup> ; 41 <sup>(2)</sup> ; 42 <sup>(2)</sup> ; 43 <sup>(2)</sup> ; 44 <sup>(2)</sup> ; 45 <sup>(2)</sup> ; 46 <sup>(2)</sup> ; 47 <sup>(2)</sup> ; 48 <sup>(2)</sup> ; 49 <sup>(2)</sup> ; 50 <sup>(2)</sup> ; 51 <sup>(2)</sup> ; 52 <sup>(2)</sup> ; 53 <sup>(2)</sup> ; 54 <sup>(2)</sup> ; 55 <sup>(2)</sup> ; 56 <sup>(2)</sup> ; 5 <sup>(3)</sup> ; 6 <sup>(3)</sup> ; 31 <sup>(3)</sup> ; 32 <sup>(3)</sup> ; 33 <sup>(3)</sup> ; 34 <sup>(3)</sup> ; 35 <sup>(3)</sup> ; 36 <sup>(3)</sup> ; 37 <sup>(3)</sup> ; 38 <sup>(3)</sup> ; 39 <sup>(3)</sup> ; 40 <sup>(3)</sup> ; 41 <sup>(3)</sup> ; 42 <sup>(3)</sup> ; 43 <sup>(3)</sup> ; 3 <sup>(4)</sup> ; 4 <sup>(4)</sup> ; 16 <sup>(4)</sup> ; 17 <sup>(4)</sup> ; 18 <sup>(4)</sup> ; 19 <sup>(4)</sup> ; 20 <sup>(4)</sup> ; 21 <sup>(4)</sup>	IN <sup>(1)</sup> -8N <sup>(1)</sup> ; IN <sup>(2)</sup> - 7N <sup>(2)</sup> ; IN <sup>(3)</sup> -5N <sup>(3)</sup> ; IN <sup>(4)</sup> -2N <sup>(4)</sup>	
3	r4(21-sb/21N-s) <sup>(0)</sup> ; r12(27abc) <sup>(0)</sup> ; r13(27abc) <sup>(1)</sup> ; r14(27abc) <sup>(0)</sup> ; r15(67c/67N/27abc/50BF) <sup>(0)</sup> ; r16(27abc) <sup>(1)</sup> ; r17(27abc) <sup>(0)</sup> ; r18(27abc) <sup>(0)</sup> ; r19(27abc) <sup>(1)</sup> ; r20(27abc) <sup>(1)</sup> ; r21(27abc) <sup>(1)</sup> ; r22(27abc) <sup>(1)</sup> ; r23(27abc) <sup>(1)</sup> ; r24(27abc) <sup>(0)</sup> ; r9(67b/67N/79) <sup>(2)</sup> ; r11(67c/67N/79) <sup>(3)</sup> ; r1(51b/51N/27abc) <sup>(4)</sup> ; r2(51b/51N) <sup>(4)</sup> ; r5(27abc) <sup>(4)</sup> ; r6(27abc) <sup>(4)</sup> ; r7(27abc) <sup>(4)</sup>	4 <sup>(0)</sup> ; 5 <sup>(0)</sup> ; 6 <sup>(0)</sup> ; 8 <sup>(0)</sup> ; 9 <sup>(0)</sup> ; 10 <sup>(0)</sup> ; 11 <sup>(0)</sup> ; 12 <sup>(0)</sup> ; 13 <sup>(0)</sup> ; 15 <sup>(0)</sup> ; 16 <sup>(0)</sup> ; 17 <sup>(0)</sup> ; 18 <sup>(0)</sup> ; 19 <sup>(0)</sup> ; 20 <sup>(0)</sup> ; 21 <sup>(0)</sup> ; 22 <sup>(0)</sup> ; 23 <sup>(0)</sup> ; 3 <sup>(2)</sup> ; 8 <sup>(2)</sup> ; 13 <sup>(2)</sup> ; 2 <sup>(3)</sup> ; 2 <sup>(4)</sup> ; 4 <sup>(4)</sup> ; 5 <sup>(4)</sup> ; 6 <sup>(4)</sup> ;	7 <sup>(0)</sup> ; 8 <sup>(0)</sup> ; 11 <sup>(0)</sup> ; 12 <sup>(0)</sup> ; 15 <sup>(0)</sup> ; 16 <sup>(0)</sup> ; 17 <sup>(0)</sup> ; 18 <sup>(0)</sup> ; 45 <sup>(0)</sup> ; 46 <sup>(0)</sup> ; 47 <sup>(0)</sup> ; 48 <sup>(0)</sup> ; 49 <sup>(0)</sup> ; 50 <sup>(0)</sup> ; 51 <sup>(0)</sup> ; 52 <sup>(0)</sup> ; 53 <sup>(0)</sup> ; 54 <sup>(0)</sup> ; 55 <sup>(0)</sup> ; 56 <sup>(0)</sup> ; 57 <sup>(0)</sup> ; 58 <sup>(0)</sup> ; 59 <sup>(0)</sup> ; 60 <sup>(0)</sup> ; 61 <sup>(0)</sup> ; 62 <sup>(0)</sup> ; 63 <sup>(0)</sup> ; 64 <sup>(0)</sup> ; 65 <sup>(0)</sup> ; 5 <sup>(2)</sup> ; 6 <sup>(2)</sup> ; 23 <sup>(2)</sup> ; 24 <sup>(2)</sup> ; 39 <sup>(2)</sup> ; 40 <sup>(2)</sup> ; 41 <sup>(2)</sup> ; 42 <sup>(2)</sup> ; 43 <sup>(2)</sup> ; 44 <sup>(2)</sup> ; 45 <sup>(2)</sup> ; 46 <sup>(2)</sup> ; 48 <sup>(2)</sup> ; 49 <sup>(2)</sup> ; 50 <sup>(2)</sup> ; 51 <sup>(2)</sup> ; 52 <sup>(2)</sup> ; 53 <sup>(2)</sup> ; 54 <sup>(2)</sup> ; 56 <sup>(2)</sup> ; 3 <sup>(3)</sup> ; 4 <sup>(3)</sup> ; 31 <sup>(3)</sup> ; 33 <sup>(3)</sup> ; 34 <sup>(3)</sup> ; 35 <sup>(3)</sup> ; 36 <sup>(3)</sup> ; 37 <sup>(3)</sup> ; 38 <sup>(3)</sup> ; 39 <sup>(3)</sup> ; 40 <sup>(3)</sup> ; 41 <sup>(3)</sup> ; 42 <sup>(3)</sup> ; 43 <sup>(3)</sup> ; 3 <sup>(4)</sup> ; 4 <sup>(4)</sup> ; 16 <sup>(4)</sup> ; 17 <sup>(4)</sup> ; 18 <sup>(4)</sup> ; 19 <sup>(4)</sup> ; 20 <sup>(4)</sup> ; 21 <sup>(4)</sup>	IN <sup>(1)</sup> -8N <sup>(1)</sup> ; IN <sup>(2)</sup> - 7N <sup>(2)</sup> ; IN <sup>(3)</sup> ; 2T <sup>(3)</sup> ; 3N <sup>(3)</sup> -5N <sup>(3)</sup> ; IN <sup>(4)</sup> - 2N <sup>(4)</sup>	
4	r2(67c/67N) <sup>(1)</sup> ; r14(67ab/79) <sup>(1)</sup> ; r15(67bc/79) <sup>(1)</sup> ; r16(67c/67N/79) <sup>(1)</sup> ; r21(50a/50N) <sup>(1)</sup> ; r3(21-pc/21N-p/67c/67N) <sup>(2)</sup> ; r14(67bc/79) <sup>(2)</sup> ; r8(51ab/51N) <sup>(3)</sup> ; r9(27abc) <sup>(3)</sup> ; r10(27abc) <sup>(3)</sup> ; r11(67ab/67N/27abc/50BF) <sup>(3)</sup> ; r12(27abc) <sup>(3)</sup> ; r13(27abc) <sup>(3)</sup> ; r15(27abc) <sup>(3)</sup> ; r16(27abc) <sup>(3)</sup> ; r17(27abc) <sup>(3)</sup> ; r6(67bc/79) <sup>(4)</sup>	2 <sup>(1)</sup> ; 3 <sup>(1)</sup> ; 9 <sup>(1)</sup> ; 13 <sup>(1)</sup> ; 14 <sup>(1)</sup> ; 20 <sup>(1)</sup> ; 3 <sup>(2)</sup> ; 4 <sup>(2)</sup> ; 8 <sup>(2)</sup> ; 13 <sup>(2)</sup> ; 3 <sup>(3)</sup> ; 5 <sup>(3)</sup> ; 6 <sup>(3)</sup> ; 7 <sup>(3)</sup> ; 9 <sup>(3)</sup> ; 10 <sup>(3)</sup> ; 11 <sup>(3)</sup> ; 12 <sup>(3)</sup> ; 13 <sup>(3)</sup> ; 14 <sup>(3)</sup> ; 1 <sup>(4)</sup> ; 5 <sup>(4)</sup>	5 <sup>(0)</sup> ; 6 <sup>(0)</sup> ; 17 <sup>(0)</sup> ; 18 <sup>(0)</sup> ; 45 <sup>(0)</sup> ; 46 <sup>(0)</sup> ; 48 <sup>(0)</sup> ; 49 <sup>(0)</sup> ; 50 <sup>(0)</sup> ; 51 <sup>(0)</sup> ; 52 <sup>(0)</sup> ; 53 <sup>(0)</sup> ; 54 <sup>(0)</sup> ; 55 <sup>(0)</sup> ; 56 <sup>(0)</sup> ; 57 <sup>(0)</sup> ; 58 <sup>(0)</sup> ; 59 <sup>(0)</sup> ; 60 <sup>(0)</sup> ; 61 <sup>(0)</sup> ; 62 <sup>(0)</sup> ; 63 <sup>(0)</sup> ; 64 <sup>(0)</sup> ; 65 <sup>(0)</sup> ; 5 <sup>(2)</sup> ; 6 <sup>(2)</sup> ; 15 <sup>(2)</sup> ; 16 <sup>(2)</sup> ; 39 <sup>(2)</sup> ; 40 <sup>(2)</sup> ; 41 <sup>(2)</sup> ; 42 <sup>(2)</sup> ; 43 <sup>(2)</sup> ; 44 <sup>(2)</sup> ; 45 <sup>(2)</sup> ; 46 <sup>(2)</sup> ; 47 <sup>(2)</sup> ; 48 <sup>(2)</sup> ; 49 <sup>(2)</sup> ; 50 <sup>(2)</sup> ; 51 <sup>(2)</sup> ; 52 <sup>(2)</sup> ; 53 <sup>(2)</sup> ; 54 <sup>(2)</sup> ; 55 <sup>(2)</sup> ; 56 <sup>(2)</sup> ; 5 <sup>(3)</sup> ; 6 <sup>(3)</sup> ; 23 <sup>(3)</sup> ; 24 <sup>(3)</sup> ; 31 <sup>(3)</sup> ; 32 <sup>(3)</sup> ; 33 <sup>(3)</sup> ; 34 <sup>(3)</sup> ; 35 <sup>(3)</sup> ; 36 <sup>(3)</sup> ; 37 <sup>(3)</sup> ; 38 <sup>(3)</sup> ; 39 <sup>(3)</sup> ; 40 <sup>(3)</sup> ; 41 <sup>(3)</sup> ; 42 <sup>(3)</sup> ; 43 <sup>(3)</sup> ; 1 <sup>(4)</sup> ; 2 <sup>(4)</sup> ; 6 <sup>(4)</sup> ; 7 <sup>(4)</sup> ; 17 <sup>(4)</sup> ; 19 <sup>(4)</sup> ; 20 <sup>(4)</sup> ; 21 <sup>(4)</sup>	IN <sup>(1)</sup> ; 2N <sup>(1)</sup> ; 3T <sup>(1)</sup> ; 4N <sup>(1)</sup> -8N <sup>(1)</sup> ; IN <sup>(2)</sup> - 7N <sup>(2)</sup> ; IN <sup>(3)</sup> -5N <sup>(3)</sup> ; 1T <sup>(4)</sup> -2T <sup>(4)</sup>	
5	r15(67a/67N/79) <sup>(1)</sup> ; r16(67b/67N/79) <sup>(1)</sup> ; r13(67c/67N/79) <sup>(2)</sup> ; r14(67a/79) <sup>(2)</sup> ; r19(50c/50N/79) <sup>(2)</sup> ; r19(50c/50N/79) <sup>(2)</sup> ; r1(50a/50N) <sup>(3)</sup> ; r6(67c/67N/79) <sup>(4)</sup>	4 <sup>(0)</sup> ; 8 <sup>(0)</sup> ; 13 <sup>(0)</sup> ; 3 <sup>(2)</sup> ; 6 <sup>(2)</sup> ; 8 <sup>(2)</sup> ; 9 <sup>(2)</sup> ; 12 <sup>(2)</sup> ; 13 <sup>(2)</sup> ; 18 <sup>(2)</sup> ; 1 <sup>(3)</sup> ; 3 <sup>(3)</sup> ; 2 <sup>(4)</sup>	7 <sup>(0)</sup> ; 8 <sup>(0)</sup> ; 15 <sup>(0)</sup> ; 16 <sup>(0)</sup> ; 23 <sup>(0)</sup> ; 24 <sup>(0)</sup> ; 45 <sup>(0)</sup> ; 46 <sup>(0)</sup> ; 47 <sup>(0)</sup> ; 48 <sup>(0)</sup> ; 49 <sup>(0)</sup> ; 50 <sup>(0)</sup> ; 52 <sup>(0)</sup> ; 53 <sup>(0)</sup> ; 54 <sup>(0)</sup> ; 55 <sup>(0)</sup> ; 56 <sup>(0)</sup> ; 57 <sup>(0)</sup> ; 58 <sup>(0)</sup> ; 59 <sup>(0)</sup> ; 60 <sup>(0)</sup> ; 61 <sup>(0)</sup> ; 62 <sup>(0)</sup> ; 63 <sup>(0)</sup> ; 65 <sup>(0)</sup> ; 5 <sup>(2)</sup> ; 6 <sup>(2)</sup> ; 11 <sup>(2)</sup> ; 12 <sup>(2)</sup> ; 15 <sup>(2)</sup> ; 16 <sup>(2)</sup> ; 17 <sup>(2)</sup> ; 18 <sup>(2)</sup> ; 39 <sup>(2)</sup> ; 40 <sup>(2)</sup> ; 41 <sup>(2)</sup> ; 42 <sup>(2)</sup> ; 43 <sup>(2)</sup> ; 44 <sup>(2)</sup> ; 45 <sup>(2)</sup> ; 46 <sup>(2)</sup> ; 47 <sup>(2)</sup> ; 48 <sup>(2)</sup> ; 49 <sup>(2)</sup> ; 50 <sup>(2)</sup> ; 51 <sup>(2)</sup> ; 52 <sup>(2)</sup> ; 53 <sup>(2)</sup> ; 54 <sup>(2)</sup> ; 5 <sup>(3)</sup> ; 6 <sup>(3)</sup> ; 31 <sup>(3)</sup> ; 32 <sup>(3)</sup> ; 33 <sup>(3)</sup> ; 34 <sup>(3)</sup> ; 35 <sup>(3)</sup> ; 36 <sup>(3)</sup> ; 37 <sup>(3)</sup> ; 38 <sup>(3)</sup> ; 39 <sup>(3)</sup> ; 40 <sup>(3)</sup> ; 41 <sup>(3)</sup> ; 42 <sup>(3)</sup> ; 43 <sup>(3)</sup> ; 3 <sup>(4)</sup> ; 4 <sup>(4)</sup> ; 16 <sup>(4)</sup> ; 17 <sup>(4)</sup> ; 18 <sup>(4)</sup> ; 19 <sup>(4)</sup> ; 20 <sup>(4)</sup> ; 21 <sup>(4)</sup>	IN <sup>(1)</sup> -5(N) <sup>(1)</sup> ; 6T <sup>(1)</sup> ; 7N <sup>(1)</sup> -8N <sup>(1)</sup> ; IN <sup>(2)</sup> - 7N <sup>(2)</sup> ; IN <sup>(3)</sup> -5N <sup>(3)</sup> ; IN <sup>(4)</sup> -2N <sup>(4)</sup>	

Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela 6.16 – Alarmes e topologia para os alimentadores de cinco conjuntos de alarmes gerados manualmente para testar a metodologia.

Casos	Alarmes informados			Topologia dos alimentadores
	Relé_GD(funções atuadas) <sup>(subestação)(alimentador)</sup>	Disjuntor_GD aberto <sup>(subestação)(alimentador)</sup>	Chave inteligente atuada <sup>(subestação)(alimentador)</sup>	Chave inteligente aberta <sup>(subestação)(alimentador)</sup>
1	r1(27abc/81U) <sup>(1)(1)</sup> ; r2(27abc/81U) <sup>(1)(1)</sup> ; r3(27abc/81U) <sup>(1)(1)</sup> ; r1(27abc/81U) <sup>(1)(2)</sup> ; r2(27abc/81U) <sup>(1)(2)</sup> ; r1(27abc/81U) <sup>(1)(3)</sup> ; r1(27abc/81U) <sup>(2)(1)</sup> ; r1(67bc/51Vbc) <sup>(3)(1)</sup> ; r1(27abc/81U) <sup>(4)(1)</sup> ;	1 <sup>(1)(1)</sup> ; 4 <sup>(1)(1)</sup> ; 7 <sup>(1)(1)</sup> ; 1 <sup>(1)(2)</sup> ; 4 <sup>(1)(2)</sup> ; 1 <sup>(1)(3)</sup> ; 1 <sup>(2)(1)</sup> ; 1 <sup>(3)(1)</sup> ; 2 <sup>(3)(1)</sup> ; 1 <sup>(4)(1)</sup>	23 <sup>(1)(1)</sup> ; 29 <sup>(1)(1)</sup> ; 31 <sup>(1)(1)</sup> ; 33 <sup>(1)(1)</sup> ; 12 <sup>(2)(1)</sup> ; 9 <sup>(3)(1)</sup> ; 12 <sup>(3)(1)</sup> ; 13 <sup>(3)(1)</sup> ; 46 <sup>(3)(1)</sup>	2 <sup>(1)(1)</sup> ; 8 <sup>(1)(1)</sup> ; 27 <sup>(1)(1)</sup> ; 54 <sup>(1)(1)</sup> ; 51 <sup>(1)(3)</sup> ; 66 <sup>(1)(3)</sup> ; 9 <sup>(2)(1)</sup> ; 55 <sup>(2)(2)</sup> ; 24 <sup>(3)(1)</sup> ; 25 <sup>(3)(1)</sup> ; 27 <sup>(3)(1)</sup> ; 45 <sup>(3)(1)</sup>
2	r1(27abc/81U) <sup>(1)(2)</sup> ; r2(27abc/81U) <sup>(1)(2)</sup> ; r1(27abc/81U) <sup>(1)(3)</sup> ; r1(51a/51Va) <sup>(2)(1)</sup> ; r1(27abc/81U) <sup>(2)(2)</sup> ; r1(51a) <sup>(4)(1)</sup> ;	1 <sup>(1)(2)</sup> ; 4 <sup>(1)(2)</sup> ; 1 <sup>(1)(3)</sup> ; 1 <sup>(2)(1)</sup> ; 1 <sup>(2)(2)</sup> ; 1 <sup>(4)(1)</sup>	25 <sup>(1)(1)</sup> ; 28 <sup>(1)(1)</sup> ; 29 <sup>(1)(3)</sup> ; 32 <sup>(1)(3)</sup> ; 35 <sup>(1)(3)</sup> ; 37 <sup>(1)(3)</sup> ; 17 <sup>(2)(1)</sup> ; 24 <sup>(2)(1)</sup> ; 29 <sup>(2)(1)</sup> ; 30 <sup>(2)(1)</sup> ; 34 <sup>(2)(1)</sup> ; 2 <sup>(2)(2)</sup> ; 28 <sup>(2)(2)</sup> ; 9 <sup>(4)(1)</sup> ; 23 <sup>(4)(1)</sup> ; 25 <sup>(4)(1)</sup> ; 26 <sup>(4)(1)</sup> ; 46 <sup>(4)(1)</sup>	2 <sup>(1)(1)</sup> ; 8 <sup>(1)(1)</sup> ; 13 <sup>(1)(1)</sup> ; 14 <sup>(1)(1)</sup> ; 23 <sup>(1)(1)</sup> ; 54 <sup>(1)(1)</sup> ; 55 <sup>(1)(1)</sup> ; 51 <sup>(1)(3)</sup> ; 66 <sup>(1)(3)</sup> ; 9 <sup>(2)(1)</sup> ; 55 <sup>(2)(2)</sup> ; 45 <sup>(3)(1)</sup>
3	r1(27abc/81U) <sup>(1)(1)</sup> ; r2(27abc/81U) <sup>(1)(1)</sup> ; r3(27abc/81U) <sup>(1)(1)</sup> ; r1(51c/51Vc) <sup>(1)(2)</sup> ; r2(67c/51Vc) <sup>(1)(2)</sup> ; r1(27abc/81U) <sup>(1)(3)</sup> ; r1(51b/27abc) <sup>(2)(2)</sup> ; r1(27abc/81U) <sup>(3)(1)</sup> ; r2(51c/27abc) <sup>(3)(1)</sup> ; r1(27abc/81U) <sup>(4)(1)</sup> ;	1 <sup>(1)(1)</sup> ; 4 <sup>(1)(1)</sup> ; 7 <sup>(1)(1)</sup> ; 1 <sup>(1)(2)</sup> ; 4 <sup>(1)(2)</sup> ; 1 <sup>(1)(3)</sup> ; 1 <sup>(2)(2)</sup> ; 1 <sup>(3)(1)</sup> ; 4 <sup>(3)(1)</sup> ; 1 <sup>(4)(1)</sup> ;	4 <sup>(1)(2)</sup> ; 5 <sup>(1)(2)</sup> ; 6 <sup>(1)(2)</sup> ; 15 <sup>(1)(2)</sup> ; 18 <sup>(1)(2)</sup> ; 29 <sup>(1)(2)</sup> ; 30 <sup>(1)(2)</sup> ; 29 <sup>(2)(2)</sup> ; 33 <sup>(2)(2)</sup> ; 38 <sup>(2)(2)</sup> ; 46 <sup>(2)(2)</sup> ; 50 <sup>(2)(2)</sup> ; 51 <sup>(2)(2)</sup> ; 52 <sup>(2)(2)</sup> ; 27 <sup>(3)(1)</sup> ; 33 <sup>(3)(1)</sup> ; 39 <sup>(3)(1)</sup> ; 47 <sup>(3)(1)</sup>	2 <sup>(1)(1)</sup> ; 8 <sup>(1)(1)</sup> ; 27 <sup>(1)(1)</sup> ; 54 <sup>(1)(1)</sup> ; 51 <sup>(1)(3)</sup> ; 66 <sup>(1)(3)</sup> ; 9 <sup>(2)(1)</sup> ; 55 <sup>(2)(2)</sup> ; 45 <sup>(3)(1)</sup>
4	r1(27abc/81U) <sup>(1)(1)</sup> ; r2(67ab) <sup>(1)(1)</sup> ; r3(51c) <sup>(1)(1)</sup> ; r1(67bc/51Vbc) <sup>(1)(2)</sup> ; r2(27abc/81U) <sup>(1)(2)</sup> ; r1(67ab/51Vab) <sup>(3)(1)</sup> ; r2(27abc/81U) <sup>(3)(1)</sup> ; r1(50b/50N) <sup>(4)(1)</sup>	1 <sup>(1)(1)</sup> ; 4 <sup>(1)(1)</sup> ; 7 <sup>(1)(1)</sup> ; 1 <sup>(1)(2)</sup> ; 4 <sup>(1)(2)</sup> ; 1 <sup>(3)(1)</sup> ; 4 <sup>(3)(1)</sup> ; 1 <sup>(4)(1)</sup> ; 2 <sup>(4)(1)</sup> ;	14 <sup>(1)(1)</sup> ; 15 <sup>(1)(1)</sup> ; 57 <sup>(1)(1)</sup> ; 59 <sup>(1)(1)</sup> ; 62 <sup>(1)(1)</sup> ; 63 <sup>(1)(1)</sup> ; 22 <sup>(1)(2)</sup> ; 28 <sup>(1)(2)</sup> ; 29 <sup>(1)(2)</sup> ; 38 <sup>(1)(3)</sup> ; 46 <sup>(1)(3)</sup> ; 13 <sup>(2)(1)</sup> ; 15 <sup>(3)(1)</sup> ; 18 <sup>(3)(1)</sup> ; 46 <sup>(3)(1)</sup> ; 9 <sup>(4)(1)</sup> ; 23 <sup>(4)(1)</sup> ; 46 <sup>(4)(1)</sup>	2 <sup>(1)(1)</sup> ; 8 <sup>(1)(1)</sup> ; 27 <sup>(1)(1)</sup> ; 54 <sup>(1)(1)</sup> ; 55 <sup>(1)(1)</sup> ; 32 <sup>(1)(3)</sup> ; 35 <sup>(1)(3)</sup> ; 60 <sup>(1)(3)</sup> ; 66 <sup>(1)(3)</sup> ; 3 <sup>(2)(1)</sup> ; 8 <sup>(2)(1)</sup> ; 17 <sup>(2)(1)</sup> ; 29 <sup>(2)(2)</sup> ; 55 <sup>(2)(2)</sup> ; 45 <sup>(3)(1)</sup> ; 27 <sup>(4)(1)</sup>
5	r1(67a) <sup>(1)(1)</sup> ; r2(51c/81O) <sup>(1)(1)</sup> ; r1(51bc/81O) <sup>(1)(2)</sup> ; r2(51ab) <sup>(1)(2)</sup> ; r1(Pvca/AUD) <sup>(1)(3)</sup> ; r1(27abc/81U) <sup>(2)(1)</sup> ; r1(27abc/81U) <sup>(2)(2)</sup> ; r1(51ab/51G) <sup>(3)(1)</sup> ; r2(67bc/51Vbc) <sup>(3)(1)</sup> ; r1(27abc/81U) <sup>(4)(1)</sup>	1 <sup>(1)(1)</sup> ; 4 <sup>(1)(1)</sup> ; 1 <sup>(1)(2)</sup> ; 4 <sup>(1)(2)</sup> ; 1 <sup>(2)(1)</sup> ; 1 <sup>(2)(2)</sup> ; 1 <sup>(3)(1)</sup> ; 4 <sup>(3)(1)</sup> ; 1 <sup>(4)(1)</sup>	10 <sup>(1)(1)</sup> ; 20 <sup>(1)(1)</sup> ; 21 <sup>(1)(1)</sup> ; 22 <sup>(1)(1)</sup> ; 29 <sup>(1)(1)</sup> ; 34 <sup>(1)(1)</sup> ; 38 <sup>(1)(1)</sup> ; 61 <sup>(1)(1)</sup> ; 62 <sup>(1)(1)</sup> ; 5 <sup>(1)(2)</sup> ; 8 <sup>(1)(2)</sup> ; 16 <sup>(1)(2)</sup> ; 29 <sup>(1)(2)</sup> ; 30 <sup>(1)(2)</sup> ; 1 <sup>(1)(3)</sup> ; 2 <sup>(1)(3)</sup> ; 7 <sup>(1)(3)</sup> ; 10 <sup>(1)(3)</sup> ; 18 <sup>(1)(3)</sup> ; 22 <sup>(1)(3)</sup> ; 1 <sup>(2)(1)</sup> ; 2 <sup>(2)(1)</sup> ; 3 <sup>(2)(1)</sup> ; 5 <sup>(2)(1)</sup> ; 6 <sup>(2)(1)</sup> ; 7 <sup>(2)(1)</sup> ; 2 <sup>(2)(2)</sup> ; 3 <sup>(2)(2)</sup> ; 8 <sup>(2)(2)</sup> ; 9 <sup>(2)(2)</sup> ; 12 <sup>(2)(2)</sup> ; 25 <sup>(2)(2)</sup> ; 26 <sup>(2)(2)</sup> ; 28 <sup>(3)(1)</sup> ; 29 <sup>(3)(1)</sup> ; 47 <sup>(3)(1)</sup> ; 2 <sup>(4)(1)</sup> ; 4 <sup>(4)(1)</sup> ; 5 <sup>(4)(1)</sup> ; 8 <sup>(4)(1)</sup> ;	1 <sup>(1)(1)</sup> ; 2 <sup>(1)(1)</sup> ; 8 <sup>(1)(1)</sup> ; 14 <sup>(1)(1)</sup> ; 23 <sup>(1)(1)</sup> ; 54 <sup>(1)(1)</sup> ; 55 <sup>(1)(1)</sup> ; 4 <sup>(1)(2)</sup> ; 15 <sup>(1)(2)</sup> ; 51 <sup>(1)(3)</sup> ; 60 <sup>(1)(3)</sup> ; 66 <sup>(1)(3)</sup> ; 9 <sup>(2)(1)</sup> ; 55 <sup>(2)(2)</sup> ; 27 <sup>(3)(1)</sup> ; 45 <sup>(3)(1)</sup>

Fonte: Dados do próprio autor.

Para cada caso de falta são definidas as topologias das redes e subestações e consideradas faltas dos tipos permanentes e temporárias. Ambos os tipos de faltas podem ser identificados considerando a operação dos dispositivos de proteção.

Na Tabela 6.18 são apresentados os resultados dos diagnósticos globais para os alarmes da Tabela 6.15 e Tabela 6.16. Todas as soluções diferentes obtidas pelo AG também são apresentadas em ordem crescente em relação ao valor da função objetivo, respectiva, e a porcentagem que elas ocorrem considerando um universo de  $ndiag=100$  soluções para cada conjunto de alarmes. O caso 0 refere-se à execução do algoritmo considerando o sistema em condições normais de operação, ou seja, sem qualquer atuação da proteção. Todas as soluções encontradas pelo AG apresentadas na Tabela 6.18 estão corretas. Na Tabela 6.18 “s(i)” refere-se a codificação implementada sendo i o índice do bit do vetor que representa um indivíduo e “si” representa a seção nos alimentadores, sendo i o número da seção.

É observado que o maior tempo médio de processamento é de 35,03 (s) (caso 1) e o tempo máximo de convergência do algoritmo é 53,67 (s) (caso 4). Comparando com os tempos de processamento da metodologia aplicada ao diagnóstico em nível de subestações observa-se um aumento de 51,79 (s) em relação ao tempo máximo de processamento gasto pelo algoritmo para encontrar uma solução (Tabela 6.17).

Tabela 6.17 – Diferença dos tempos computacionais para o diagnóstico de faltas considerando alarmes gerados manualmente.

Maior tempo de processamento (s)	Diagnóstico em nível de Subestações <sup>(a)</sup>	Diagnóstico em nível de Redes <sup>(b)</sup>	Aumento <sup>(b)-(a)</sup> (s)
Médio	1,37	35,03	33,66
Máximo	1,88	53,67	51,79
Mínimo	0,51	18,54	18,03

Fonte: Dados do próprio autor.

Esse aumento do tempo é devido principalmente ao tempo adicional gasto para a estimação dos estados esperados dos dispositivos de proteção alocados ao longo da rede (chaves inteligentes e relés de geradores distribuídos) e ao aumento do tempo gasto para as operações genéticas do AG devido ao aumento de variáveis da codificação para o problema. Considerando o sistema teste da Figura 6.1, em nível de subestações, a codificação é definida por um indivíduo com 67 genes ou estados de seções para serem diagnosticados, enquanto para o problema incorporando as redes tem-se uma codificação com 414 estados de seções, o que representa um aumento de 347 estados de seções para serem diagnosticados em cada execução da metodologia.

Embora as soluções mínimas para todos os casos sejam encontradas, o número de vezes ou a porcentagem que elas ocorrem nem sempre são as maiores como observado nos casos 2, 3, 4 e 5 da Tabela 6.18. No caso 2, a melhor solução subótima encontrada em  $p=2$  ocorre 18 vezes contra 17 da ótima. No caso 3, a solução ótima encontrada em  $p=1$  ocorre 11 vezes, igualmente a solução  $p=17$  (sexta melhor solução subótima). No caso 4, a solução ótima é encontrada em  $p=12$  e apresenta uma ocorrência a menos que a solução  $p=15$  (maior número de ocorrências). Finalmente, no caso 5 a solução ótima é encontrada somente uma vez em  $p=38$ . Do ponto de vista da frequência com que as soluções mínimas são encontradas o caso 5 apresenta a maior diferença (3%), quando a solução mínima é comparada com a solução com maior número de vezes encontrada. Isto demonstra que o AG apresenta bom desempenho para os casos 0, 1, 2 e 3, e apresenta maior dificuldade para convergência para os casos 4 e 5 (o que é esperado, pois se tratam dos casos mais complexos). Ainda assim é observado que para os casos 1, 2 e 3 as soluções mínimas são encontradas na primeira execução do algoritmo ou  $p=1$ . Na Tabela 6.19 são apresentados os diagnósticos de faltas detalhados para as soluções sublinhadas da Tabela 6.18. Na Tabela 6.19 estão sublinhadas as seções que são diagnosticadas com falta diferentes daquelas obtidas nas soluções mínimas. Para o caso 2 é observado que a solução subótima encontrada em  $p=2$  apresenta somente uma seção a mais diagnosticada sob falta que a solução ótima. Isto quer dizer que a consistência entre alarmes e estados esperados para ambas as soluções é a mesma, como observado no segundo termo da função objetivo, ou seja,  $E_{min}(p=1)=k1x0+k2x43+k3x11=441$  e  $E_{min}(p=2)=k1x0+k2x43+k3x12=442$ . Analisando-se a solução  $p=2$  juntamente com os diagramas contendo os alarmes atuados da subestação e rede (Apêndice B, Figura B-1 e Figura B-2), observa-se que a seção s9 está entre a chave ca09 e a seção s26 diagnosticada na solução mínima. Como encontrado na solução mínima e constatado na Figura B-2 é mais provável que haja somente uma falta na seção s26 envolvendo a atuação de todas as chaves entre a fonte do curto-circuito e a falta. Entretanto é possível que hajam faltas simultâneas na seção s26 e em outras seções entre a chave ca09 e esta seção (diagnosticado como várias soluções subótimas com  $E_{min}=442$ ), entretanto com menor probabilidade de ocorrência. Neste caso a metodologia fornece uma região estimada que, provavelmente, apresenta problemas e caso a falta fosse permanente caberia a operação checar esta condição. Devido a falta ser temporária e a metodologia estimar a seção sob falta, este dado pode ser utilizado para identificar pontos na rede com maior incidência de faltas e tomar ações preventivas futuras.

Tabela 6.18 – Diagnóstico de faltas global para todas as soluções (*ndiag*=100) - Alarmes Tabela 6.15 e Tabela 6.16.

Casos	Solução $p$	$E_{min}$ (%)	t(s) médio	Tempos mínimo e máximo de convergência			Seções sob falta	Relés	Disjuntores subestação
				Solução $p$	t(s) Min/Max	$E_{min}$			
0	1	0	30,79	1	26,87	0	SISTEMA ELÉTRICO EM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO.	RELÉS EM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO.	FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(4)
				1	36,33	0			FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(9)
1	82	60	35,03	65	29,54	762	s(4)->SD01->Barra BP-AT s(12)->SD01->Alimentador AL01->s0 s(52)->SD03->Alimentador AL01->s0 s(79)->SD01->Alimentador AL01->s12 s(93)->SD01->Alimentador AL01->s26 s(95)->SD01->Alimentador AL01->s28 s(96)->SD01->Alimentador AL01->s29 s(98)->SD01->Alimentador AL01->s31 s(102)->SD01->Alimentador AL01->s35 s(127)->SD01->Alimentador AL01->TG01->s60 s(128)->SD01->Alimentador AL01->TG02->s61 s(129)->SD01->Alimentador AL01->TG03->s62 s(160)->SD01->Alimentador AL02->TG01->s94 s(161)->SD01->Alimentador AL02->TG02->s95 s(230)->SD01->Alimentador AL03->TG01->s165 s(238)->SD02->Alimentador AL01->s8 s(239)->SD02->Alimentador AL01->s9 s(241)->SD02->Alimentador AL01->s11 s(244)->SD02->Alimentador AL01->s14 s(253)->SD02->Alimentador AL01->s23 s(254)->SD02->Alimentador AL01->s24 s(264)->SD02->Alimentador AL01->TG01->s34 s(323)->SD03->Alimentador AL01->s4 s(331)->SD03->Alimentador AL01->s12 s(332)->SD03->Alimentador AL01->s13 s(414)->SD04->Alimentador AL01->TG01->s47	RELÉS EM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO	FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(4)
				31	41,51	762			FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(9)

1	441	17			s(13)->SD01->Alimentador AL02->s63				
2	442	18			s(14)->SD01->Alimentador AL03->s96				
5	443	9			s(33)->SD02->Alimentador AL01->s0				
39	444	5			s(34)->SD02->Alimentador AL02->s35				
12	445	3			s(36)->SD02->Alimentador AL04				
34	452	1			s(88)->SD01->Alimentador AL01->s21				
11	453	3			s(89)->SD01->Alimentador AL01->s22				
26	454	2			s(91)->SD01->Alimentador AL01->s24				
20	455	2			s(93)->SD01->Alimentador AL01->s26				
45	462	1			s(95)->SD01->Alimentador AL01->s28				
10	463	4	49	25,19	s(98)->SD01->Alimentador AL01->s31				
76	464	1		620	s(100)->SD01->Alimentador AL01->s33				
7	465	2			s(102)->SD01->Alimentador AL01->s35				
92	466	1			s(104)->SD01->Alimentador AL01->s37				
80	474	1			s(105)->SD01->Alimentador AL01->s38				
47	477	1			s(106)->SD01->Alimentador AL01->s39				
52	478	1			s(109)->SD01->Alimentador AL01->s42				
41	486	1			s(110)->SD01->Alimentador AL01->s43				
18	487	1			s(130)->SD01->Alimentador AL02->s64				
48	494	1			s(133)->SD01->Alimentador AL02->s67				
72	503	1			s(138)->SD01->Alimentador AL02->s72				
19	504	2		33,01	s(144)->SD01->Alimentador AL02->s78				
29	506	1			s(151)->SD01->Alimentador AL02->s85				
32	507	1			s(160)->SD01->Alimentador AL02->TG01->s94				
30	510	1			s(161)->SD01->Alimentador AL02->TG02->s95				
96	511	1			s(162)->SD01->Alimentador AL03->s97				
78	515	1			s(163)->SD01->Alimentador AL03->s98				
17	522	1			s(167)->SD01->Alimentador AL03->s102				
61	524	2			s(168)->SD01->Alimentador AL03->s103				
4	525	1			s(171)->SD01->Alimentador AL03->s106				
6	526	2			s(176)->SD01->Alimentador AL03->s111				
98	527	1			s(178)->SD01->Alimentador AL03->s113				
85	529	1			s(179)->SD01->Alimentador AL03->s114				
9	548	1			s(180)->SD01->Alimentador AL03->s115				
63	564	1			s(181)->SD01->Alimentador AL03->s116				
25	603	1			s(192)->SD01->Alimentador AL03->s127				
51	618	1			s(193)->SD01->Alimentador AL03->s128				
49	620	1			s(195)->SD01->Alimentador AL03->s130				
28	621	1			s(196)->SD01->Alimentador AL03->s131				
70	622	1			s(198)->SD01->Alimentador AL03->s133				
58	656	1			s(204)->SD01->Alimentador AL03->s139				
84	690	1			s(208)->SD01->Alimentador AL03->s143				

FORA DE SDRVICO: SD(1)->Disjuntor(4)  
 FORA DE SDRVICO: SD(1)->Disjuntor(9)  
 FORA DE SDRVICO: SD(2)->Disjuntor(3)  
 FORA DE SDRVICO: SD(2)->Disjuntor(8)  
 CHECAR.....: SD(2)->Disjuntor(15)  
 FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(3)  
 FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(2)

RELÉS EM CONDIÇÕES  
 NORMAIS DE OPERAÇÃO

						<p> s(210)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s145  s(211)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s146  s(212)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s147  s(215)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s150  s(216)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s151  s(219)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s154  s(220)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s155  s(221)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s156  s(222)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s157  s(223)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s158  s(230)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;TG01-&gt;s165  s(232)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s2  s(233)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s3  s(238)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(244)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s14  s(246)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s16  s(252)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s22  s(253)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s23  s(254)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s24  s(255)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s25  s(256)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s26  s(258)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s28  s(259)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s29  s(267)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s38  s(271)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s42  s(278)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s49  s(279)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s50  s(281)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s52  s(284)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s55  s(288)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s59  s(289)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s60  s(292)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s63  s(293)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s64  s(294)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s65  s(297)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s68  s(299)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s70  s(301)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s72  s(302)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s73  s(308)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s79  s(310)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s81  s(314)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s85 </p>
--	--	--	--	--	--	--





81	651	1	s(120)->SD01->Alimentador AL01->s53
83	652	1	s(122)->SD01->Alimentador AL01->s55
56	656	1	s(123)->SD01->Alimentador AL01->s56
75	658	1	s(127)->SD01->Alimentador AL01->TG01->s60
85	661	1	s(130)->SD01->Alimentador AL02->s64
68	663	1	s(151)->SD01->Alimentador AL02->s85
6	667	2	s(155)->SD01->Alimentador AL02->s89
88	671	1	s(157)->SD01->Alimentador AL02->s91
40	689	1	s(158)->SD01->Alimentador AL02-> >GDI(Sincrono)->s92
34	690	1	s(161)->SD01->Alimentador AL02->TG02->s95
11	712	1	s(162)->SD01->Alimentador AL03->s97
33	718	1	s(163)->SD01->Alimentador AL03->s98
20	731	1	s(166)->SD01->Alimentador AL03->s101
27	739	1	s(168)->SD01->Alimentador AL03->s103
87	743	1	s(171)->SD01->Alimentador AL03->s106
1	744	1	s(174)->SD01->Alimentador AL03->s109
36	765	1	s(176)->SD01->Alimentador AL03->s111
86	768	1	s(178)->SD01->Alimentador AL03->s113
38	774	1	s(179)->SD01->Alimentador AL03->s114
67	775	2	s(183)->SD01->Alimentador AL03->s118
4	776	2	s(186)->SD01->Alimentador AL03->s121
60	777	2	s(192)->SD01->Alimentador AL03->s127
7	784	2	s(196)->SD01->Alimentador AL03->s131
77	785	1	s(204)->SD01->Alimentador AL03->s139
9	786	1	s(207)->SD01->Alimentador AL03->s142
3	795	1	s(212)->SD01->Alimentador AL03->s147
47	796	1	s(213)->SD01->Alimentador AL03->s148
44	798	1	s(214)->SD01->Alimentador AL03->s149
92	802	1	s(215)->SD01->Alimentador AL03->s150
66	805	1	s(216)->SD01->Alimentador AL03->s151
73	806	1	s(217)->SD01->Alimentador AL03->s152
35	807	1	s(218)->SD01->Alimentador AL03->s153
100	818	1	s(238)->SD02->Alimentador AL01->s8
72	826	1	s(242)->SD02->Alimentador AL01->s12
39	827	1	s(244)->SD02->Alimentador AL01->s14
78	838	1	s(266)->SD02->Alimentador AL02->s37
32	841	1	s(267)->SD02->Alimentador AL02->s38
52	845	1	s(273)->SD02->Alimentador AL02->s44
31	859	1	s(278)->SD02->Alimentador AL02->s49
89	862	1	s(281)->SD02->Alimentador AL02->s52
16	867	1	s(284)->SD02->Alimentador AL02->s55

			<p>s(288)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s59  s(324)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s5  s(329)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s10  s(334)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s15  s(337)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s18  s(338)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s19  s(339)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s20  s(340)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s21  s(341)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s22  s(342)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s23  s(343)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s24  s(344)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s25  s(367)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG02-&gt;s48  s(376)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s9  s(383)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s16  s(389)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s22  s(390)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s23  s(391)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s24  s(392)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s25  s(393)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s26  s(394)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s27  s(397)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s30  s(399)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s32  s(404)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s37  s(405)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s38  s(406)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s39  s(408)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s41  s(409)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s42  s(410)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s43  s(411)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s44  s(412)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s45  s(414)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s47</p>	
--	--	--	---	--

38	801	1				s(2)->LINHA LST_3-1.(SDL01_SD03->EDL01_SD01)			
30	802	2				s(13)->SD01->Alimentador AL02->s63			
59	803	1				s(14)->SD01->Alimentador AL03->s96			
93	805	1				s(33)->SD02->Alimentador AL01->s0			
48	807	1				s(34)->SD02->Alimentador AL02->s35			
92	811	2				s(39)->SD02->Alimentador AL07			
51	812	2				s(42)->SD03->EDL01			
20	813	1				s(43)->SD03->EDL02			
74	815	1				s(44)->SD03->Barra BP-AT			
18	816	2	36	18,54	1598	s(46)->SD03->Transformador TF01			
94	817	1				s(47)->SD03->Transformador TF02			
65	818	1				s(49)->SD03->Barra BA-MT			
60	820	1				s(68)->SD01->Alimentador AL01->s1			
28	824	1				s(71)->SD01->Alimentador AL01->s4			
1	825	1				s(72)->SD01->Alimentador AL01->s5			
12	826	1				s(74)->SD01->Alimentador AL01->s7			
44	827	1				s(75)->SD01->Alimentador AL01->s8			
17	828	1				s(79)->SD01->Alimentador AL01->s12			
61	830	1				s(84)->SD01->Alimentador AL01->s17			
42	831	1				s(85)->SD01->Alimentador AL01->s18			
71	832	1				s(86)->SD01->Alimentador AL01->s19			
3	834	1				s(87)->SD01->Alimentador AL01->s20			
22	835	1				s(88)->SD01->Alimentador AL01->s21			
55	836	3				s(90)->SD01->Alimentador AL01->s23			
24	837	1				s(93)->SD01->Alimentador AL01->s26			
27	838	1				s(95)->SD01->Alimentador AL01->s28			
64	840	1				s(97)->SD01->Alimentador AL01->s30			
53	863	1				s(98)->SD01->Alimentador AL01->s31			
52	865	2				s(100)->SD01->Alimentador AL01->s33			
45	866	1				s(102)->SD01->Alimentador AL01->s35			
99	868	1				s(103)->SD01->Alimentador AL01->s36			
21	872	2	46	39,25	872	s(104)->SD01->Alimentador AL01->s37			
58	874	1				s(105)->SD01->Alimentador AL01->s38			
66	876	1				s(106)->SD01->Alimentador AL01->s39			
11	877	1				s(107)->SD01->Alimentador AL01->s40			
50	879	1				s(109)->SD01->Alimentador AL01->s42			
29	882	4				s(110)->SD01->Alimentador AL01->s43			
39	884	1				s(111)->SD01->Alimentador AL01->s44			
2	885	1				s(113)->SD01->Alimentador AL01->s46			
56	886	2				s(116)->SD01->Alimentador AL01->s49			
13	887	2				s(117)->SD01->Alimentador AL01->s50			
23	893	3							

FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(4)  
 FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(8)  
 FORA DE SERVIÇO: SD(1)->Disjuntor(13)  
 FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(3)  
 FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(6)  
 FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(8)  
 FORA DE SERVIÇO: SD(2)->Disjuntor(9)  
 FORA DE SERVIÇO: SD(3)->Disjuntor(3)  
 FORA DE SERVIÇO: SD(4)->Disjuntor(2)

SD(1)->Alimentador(3)->relé\_GD(1)->Checar Alimentação Vca  
 SD(1)->Alimentador(3)->relé\_GD(1)->Checar Relé (Sinal Autodiagnóstico-AUD)

16	894	2	s(125)->SD01->Alimentador AL01->GD2(Sincrono)->s58
49	895	2	s(128)->SD01->Alimentador AL01->TG02->s61
37	901	3	s(131)->SD01->Alimentador AL02->s65
73	902	1	s(132)->SD01->Alimentador AL02->s66
95	903	1	s(133)->SD01->Alimentador AL02->s67
32	904	2	s(134)->SD01->Alimentador AL02->s68
70	906	4	s(137)->SD01->Alimentador AL02->s71
10	907	1	s(138)->SD01->Alimentador AL02->s72
82	912	1	s(141)->SD01->Alimentador AL02->s75
62	921	1	s(144)->SD01->Alimentador AL02->s78
68	924	1	s(145)->SD01->Alimentador AL02->s79
80	925	1	s(151)->SD01->Alimentador AL02->s85
41	926	1	s(152)->SD01->Alimentador AL02->s86
7	943	1	s(157)->SD01->Alimentador AL02->s91
4	952	1	s(158)->SD01->Alimentador AL02->GD1(Sincrono)->s92
26	987	1	s(160)->SD01->Alimentador AL02->TG01->s94
43	992	1	s(162)->SD01->Alimentador AL03->s97
8	994	1	s(163)->SD01->Alimentador AL03->s98
87	1017	1	s(168)->SD01->Alimentador AL03->s103
25	1019	2	s(169)->SD01->Alimentador AL03->s104
100	1023	1	s(171)->SD01->Alimentador AL03->s106
19	1033	1	s(174)->SD01->Alimentador AL03->s109
90	1043	1	s(176)->SD01->Alimentador AL03->s111
35	1045	1	s(178)->SD01->Alimentador AL03->s113
15	1052	1	s(179)->SD01->Alimentador AL03->s114
6	1081	1	s(181)->SD01->Alimentador AL03->s116
9	1083	1	s(183)->SD01->Alimentador AL03->s118
89	1096	1	s(184)->SD01->Alimentador AL03->s119
88	1105	1	s(185)->SD01->Alimentador AL03->s120
5	1125	1	s(186)->SD01->Alimentador AL03->s121
40	1135	1	s(187)->SD01->Alimentador AL03->s122
14	1143	1	s(188)->SD01->Alimentador AL03->s123
84	1145	1	s(189)->SD01->Alimentador AL03->s124
83	1259	1	s(190)->SD01->Alimentador AL03->s125
36	1598	1	s(192)->SD01->Alimentador AL03->s127
			s(193)->SD01->Alimentador AL03->s128
			s(199)->SD01->Alimentador AL03->s134
			s(200)->SD01->Alimentador AL03->s135
			s(204)->SD01->Alimentador AL03->s139

			<p>s(207)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s142 s(212)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s147 s(215)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s150 s(219)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s154 s(231)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s1 s(232)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s2 s(233)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s3 s(235)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s5 s(236)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s6 s(237)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s7 s(238)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8 s(240)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s10 s(241)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s11 s(244)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s14 s(245)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s15 s(246)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s16 s(250)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s20 s(258)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s28 s(264)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s34 s(266)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s37 s(267)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s38 s(268)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s39 s(271)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s42 s(272)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s43 s(273)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s44 s(275)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s46 s(276)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s47 s(278)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s49 s(280)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s51 s(284)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s55 s(286)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s57 s(288)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s59 s(289)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s60 s(290)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s61 s(291)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s62 s(293)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s64 s(296)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s67 s(297)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s68 s(301)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s72 s(302)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s73 s(305)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s76 s(319)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG01-&gt;s90</p>			
--	--	--	---	--	--	--



	<p>s(96)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s29  s(96)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s29  s(96)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s29  s(96)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s29  s(127)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s60  s(127)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s60  s(128)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG02-&gt;s61  s(128)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG02-&gt;s61  s(129)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG03-&gt;s62  s(129)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG03-&gt;s62  s(160)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG01-&gt;s94  s(160)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG01-&gt;s94  s(161)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG02-&gt;s95  s(161)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG02-&gt;s95  s(230)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;TG01-&gt;s165  s(230)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;TG01-&gt;s165  s(241)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s11  s(241)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s11  s(241)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s11  s(241)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s11  s(264)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s34  s(264)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s34  s(332)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s13  s(414)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s47  s(414)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s47</p>	<p>SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(23)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(29)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(31)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(33)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(3)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(3)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(1)-&gt;Alimentador(3)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(3)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(2)-&gt;relé(13)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(2)-&gt;relé(13)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(13)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(12)  SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 51V-&gt;Sobrecorrente com queda de tensão Fases B-C  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(9)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(12)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(13)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(46)  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência</p>	
<p>1</p>	<p>s(36)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL04  s(36)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL04  s(36)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL04  s(89)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s22  s(89)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s22  s(89)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s22  s(89)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s22  s(91)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s24  s(91)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s24  s(91)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s24</p>	<p>SD(2)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(2)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(16)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(28)  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 79-&gt;Religamento</p>	<p>441</p> <p>35,49</p>
<p>2</p>			



s(36)->SD02->Alimentador AL04	SD(2)->relé(16)->Função 50BF->Falha de disjuntor	
s(89)->SD01->Alimentador AL01->s22	SD(1)->relé(15)->Função 67 Direcional->Sobrecorrente Fase B	
s(89)->SD01->Alimentador AL01->s22	SD(1)->relé(15)->Função 67N Direcional->Sobrecorrente de Neutro	
s(89)->SD01->Alimentador AL01->s22	SD(1)->relé(15)->Função 79->Religamento	
s(89)->SD01->Alimentador AL01->s22	SD(1)->Alimentador (1)->ca(28)	
s(91)->SD01->Alimentador AL01->s24	SD(1)->relé(15)->Função 67 Direcional->Sobrecorrente Fase B	
s(91)->SD01->Alimentador AL01->s24	SD(1)->relé(15)->Função 67N Direcional->Sobrecorrente de Neutro	
s(91)->SD01->Alimentador AL01->s24	SD(1)->relé(15)->Função 79->Religamento	
s(91)->SD01->Alimentador AL01->s24	SD(1)->Alimentador (1)->ca(25)	
s(160)->SD01->Alimentador AL02->TG01->s94	SD(1)->Alimentador(2)->relé_GD(1)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C	
s(160)->SD01->Alimentador AL02->TG01->s94	SD(1)->Alimentador(2)->relé_GD(1)->Função 81U->Subfrequência	
s(161)->SD01->Alimentador AL02->TG02->s95	SD(1)->Alimentador(2)->relé_GD(2)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C	
s(161)->SD01->Alimentador AL02->TG02->s95	SD(1)->Alimentador(2)->relé_GD(2)->Função 81U->Subfrequência	
s(198)->SD01->Alimentador AL03->s133	SD(1)->relé(16)->Função 67 Direcional->Sobrecorrente Fase C	
s(198)->SD01->Alimentador AL03->s133	SD(1)->relé(16)->Função 67N Direcional->Sobrecorrente de Neutro	
s(198)->SD01->Alimentador AL03->s133	SD(1)->Alimentador (3)->ca(29)	
s(198)->SD01->Alimentador AL03->s133	SD(1)->Alimentador (3)->ca(32)	
s(198)->SD01->Alimentador AL03->s133	SD(1)->Alimentador (3)->ca(35)	
s(198)->SD01->Alimentador AL03->s133	SD(1)->Alimentador (3)->ca(37)	
s(230)->SD01->Alimentador AL03->TG01->s165	SD(1)->Alimentador(3)->relé_GD(1)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C	
s(230)->SD01->Alimentador AL03->TG01->s165	SD(1)->Alimentador(3)->relé_GD(1)->Função 81U->Subfrequência	
s(259)->SD02->Alimentador AL01->s29	SD(2)->relé(13)->Função 67 Direcional->Sobrecorrente Fase A	
s(259)->SD02->Alimentador AL01->s29	SD(2)->relé(13)->Função 67N Direcional->Sobrecorrente de Neutro	
s(259)->SD02->Alimentador AL01->s29	SD(2)->relé(13)->Função 79->Religamento	
s(259)->SD02->Alimentador AL01->s29	SD(2)->Alimentador(1)->relé_GD(1)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase A	
s(259)->SD02->Alimentador AL01->s29	SD(2)->Alimentador(1)->relé_GD(1)->Função 51V->Sobrecorrente com queda de tensão Fase A	
s(259)->SD02->Alimentador AL01->s29	SD(2)->Alimentador (1)->ca(17)	
s(259)->SD02->Alimentador AL01->s29	SD(2)->Alimentador (1)->ca(24)	
s(259)->SD02->Alimentador AL01->s29	SD(2)->Alimentador (1)->ca(29)	
s(259)->SD02->Alimentador AL01->s29	SD(2)->Alimentador (1)->ca(30)	
s(259)->SD02->Alimentador AL01->s29	SD(2)->Alimentador (1)->ca(34)	
s(292)->SD02->Alimentador AL02->s63	SD(2)->relé(14)->Função 67 Direcional->Sobrecorrente Fase B	
s(292)->SD02->Alimentador AL02->s63	SD(2)->relé(14)->Função 67N Direcional->Sobrecorrente de Neutro	
s(292)->SD02->Alimentador AL02->s63	SD(2)->relé(14)->Função 79->Religamento	
s(292)->SD02->Alimentador AL02->s63	SD(2)->Alimentador (2)->ca(2)	
s(292)->SD02->Alimentador AL02->s63	SD(2)->Alimentador (2)->ca(28)	
s(319)->SD02->Alimentador AL02->TG01->s90	SD(2)->Alimentador(2)->relé_GD(1)->Função 27 ->Subtensão Fases A-B-C	
s(319)->SD02->Alimentador AL02->TG01->s90	SD(2)->Alimentador(2)->relé_GD(1)->Função 81U->Subfrequência	
s(376)->SD04->Alimentador AL01->s9	SD(4)->relé(6)->Função 67 Direcional->Sobrecorrente Fase A	
s(376)->SD04->Alimentador AL01->s9	SD(4)->relé(6)->Função 67N Direcional->Sobrecorrente de Neutro	
s(376)->SD04->Alimentador AL01->s9	SD(4)->relé(6)->Função 79->Religamento	
s(376)->SD04->Alimentador AL01->s9	SD(4)->Alimentador(1)->relé_GD(1)->Função 51 Temporizada->Sobrecorrente Fase A	









	<p>s(361)-&gt;SD03-&gt;Alimentador_AL01-&gt;s42  s(366)-&gt;SD03-&gt;Alimentador_AL01-&gt;TG01-&gt;s47  s(366)-&gt;SD03-&gt;Alimentador_AL01-&gt;TG01-&gt;s47  s(367)-&gt;SD03-&gt;Alimentador_AL01-&gt;TG02-&gt;s48  s(367)-&gt;SD03-&gt;Alimentador_AL01-&gt;TG02-&gt;s48  s(414)-&gt;SD04-&gt;Alimentador_AL01-&gt;TG01-&gt;s47  s(414)-&gt;SD04-&gt;Alimentador_AL01-&gt;TG01-&gt;s47</p>	<p>SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(47)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência</p>	
4	<p>s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(19)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL08  s(19)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL08  s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT  s(80)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL01-&gt;s13  s(80)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL01-&gt;s13  s(80)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL01-&gt;s13  s(80)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL01-&gt;s13  s(80)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL01-&gt;s13  s(80)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL01-&gt;s13  s(80)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL01-&gt;s13  s(80)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL01-&gt;s13  s(80)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL01-&gt;s55  s(122)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL01-&gt;s55  s(122)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL01-&gt;s55  s(122)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL01-&gt;s55  s(122)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL01-&gt;s55  s(127)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL01-&gt;TG01-&gt;s60  s(127)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL01-&gt;TG01-&gt;s60  s(157)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL02-&gt;s91  s(157)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL02-&gt;s91  s(157)-&gt;SD01-&gt;Alimentador_AL02-&gt;s91</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(2)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(1)-&gt;relé(2)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21P Distância Primária-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21NP Distância Primária-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(10)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(3)-&gt;relé(12)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(14)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(1)-&gt;relé(14)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(14)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(15)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(62)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(3)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(57)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(59)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(63)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases B-C</p>	584 34,08

<p>15</p>	<p>s(157)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s91  s(157)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s91  s(157)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s91  s(157)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s91  s(161)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG02-&gt;s95  s(161)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG02-&gt;s95  s(212)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s147  s(212)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s147  s(212)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s147  s(212)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s147  s(212)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s147  s(212)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s147  s(242)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s12  s(242)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s12  s(242)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s12  s(337)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s18  s(367)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG02-&gt;s48  s(367)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG02-&gt;s48  s(390)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s23  s(390)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s23  s(390)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s23  s(390)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s23  s(397)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s30  s(397)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s30  s(397)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s30</p>	<p>SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 51V-&gt;Sobrecorrente com queda de tensão Fases B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(22)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(28)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(29)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;Alimentador(3)-&gt;ca(38)  SD(1)-&gt;Alimentador(3)-&gt;ca(46)  SD(2)-&gt;relé(14)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(2)-&gt;relé(14)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(13)  SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 51V-&gt;Sobrecorrente com queda de tensão Fases A-B  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(15)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(18)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(46)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(9)  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(23)  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(46)</p>	<p>615</p>	<p>31,14</p>
<p>15</p>	<p>s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;LINHA LST_2-1..(SDL01_SD02-&gt;EDL02_SD01)  s(1)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL08  s(19)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL08  s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT</p>	<p>SD(1)-&gt;relé(2)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(1)-&gt;relé(2)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21P Distância Primária-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(3)-&gt;Função 21NP Distância Primária-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(21)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases A-B</p>	<p>615</p>	<p>31,14</p>

<p>s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT  s(48)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-MT  s(80)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s13  s(122)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s55  s(122)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s55  s(122)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s55  s(122)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s55  s(127)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s60  s(127)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s60  s(151)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s85  s(151)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s85  s(151)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s85  s(151)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s85  s(151)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s85  s(157)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s91  s(161)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG02-&gt;s95  s(161)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG02-&gt;s95  s(215)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s150  s(215)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s150  s(215)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s150  s(215)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s150</p>	<p>SD(3)-&gt;relé(8)-&gt;Função 51N Temporizada-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(3)-&gt;relé(9)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(10)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(11)-&gt;Função 50BF-&gt;Falha de disjuntor  SD(3)-&gt;relé(12)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(13)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(15)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(16)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(3)-&gt;relé(17)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;relé(14)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(1)-&gt;relé(14)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;Alimentador (1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(1)-&gt;Alimentador (1)-&gt;ca(14)  SD(1)-&gt;Alimentador (1)-&gt;ca(15)  SD(1)-&gt;Alimentador (1)-&gt;ca(62)  SD(1)-&gt;Alimentador (1)-&gt;relé_GD(3)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(1)-&gt;Alimentador (1)-&gt;ca(57)  SD(1)-&gt;Alimentador (1)-&gt;ca(59)  SD(1)-&gt;Alimentador (1)-&gt;ca(63)  SD(1)-&gt;Alimentador (1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;Alimentador (1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 51V-&gt;Sobrecorrente com queda de tensão Fases B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(22)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(29)  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 51V-&gt;Sobrecorrente com queda de tensão Fases B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(28)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(29)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;Alimentador(3)-&gt;ca(38)</p>	
--	---	--





<p>s(276)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s47  s(276)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s47  s(276)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s47  s(276)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s47  s(276)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s47  s(276)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s47  s(290)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s61  s(290)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s61  s(290)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s61  s(290)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s61  s(290)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s61  s(290)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s61  s(319)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG01-&gt;s90  s(319)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG01-&gt;s90  s(348)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s29  s(348)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s29  s(348)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s29  s(348)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s29  s(348)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s29  s(366)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s47  s(366)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s47  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(414)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s47  s(414)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s47</p>	<p>SD(2)-&gt;relé(14)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(2)-&gt;relé(14)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(3)  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(8)  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(9)  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(12)  SD(2)-&gt;relé(14)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(2)-&gt;relé(14)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(2)  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(25)  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(26)  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 51V-&gt;Sobrecorrente com queda de tensão Fases B-C  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(28)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(29)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(47)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 51G-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(2)  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(4)  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(5)  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(8)  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência</p>	
<p>s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(44)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-AT  s(44)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-AT  s(75)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(75)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(75)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(86)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s19  s(86)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s19  s(86)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s19  s(86)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s19  s(87)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s20</p>	<p>SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(10)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(61)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(20)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(21)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(62)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C</p>	<p>882  31,24</p>

<p>s(87)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s20  s(87)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s20  s(87)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s20  s(102)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s35  s(102)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s35  s(102)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s35  s(102)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s35  s(102)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s35  s(102)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s35  s(128)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG02-&gt;s61  s(128)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG02-&gt;s61  s(137)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s71  s(137)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s71  s(137)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s71  s(137)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s71  s(145)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s79  s(145)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s79  s(145)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s79  s(160)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG01-&gt;s94  s(160)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG01-&gt;s94  s(163)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s98  s(163)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s98  s(163)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s98  s(163)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s98  s(183)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s118  s(236)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s6  s(236)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s6  s(236)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s6  s(236)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s6  s(236)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s6  s(236)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s6  s(236)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s6</p>	<p>SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(20)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(22)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(62)  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(29)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(34)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(38)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 810-&gt;Sobrefreqüência  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(5)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(8)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(29)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(16)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(30)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 810-&gt;Sobrefreqüência  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;Alimentador(3)-&gt;ca(1)  SD(1)-&gt;Alimentador(3)-&gt;ca(2)  SD(1)-&gt;Alimentador(3)-&gt;ca(7)  SD(1)-&gt;Alimentador(3)-&gt;ca(10)  SD(1)-&gt;Alimentador(3)-&gt;ca(18)  SD(1)-&gt;Alimentador(3)-&gt;ca(22)  SD(2)-&gt;relé(13)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(13)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(13)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(1)  SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(2)  SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(3)  SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(5)</p>
--	--

<p>s(236)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s6  s(237)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;s7  s(264)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s34  s(264)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s34  s(276)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s47  s(276)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s47  s(276)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s47  s(276)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s47  s(276)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s47  s(290)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s61  s(290)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s61  s(290)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s61  s(290)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;s61  s(319)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG01-&gt;s90  s(319)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG01-&gt;s90  s(348)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s29  s(348)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s29  s(348)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s29  s(348)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;s29  s(366)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s47  s(366)-&gt;SD03-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s47  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(414)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s47  s(414)-&gt;SD04-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG01-&gt;s47</p>	<p>SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(6)  SD(2)-&gt;relé(13)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(13)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(2)-&gt;relé(13)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(1)  SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(2)  SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(3)  SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(5)  SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(7)  SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(2)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(2)-&gt;relé(14)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(2)-&gt;relé(14)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(3)  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(8)  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(9)  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(12)  SD(2)-&gt;relé(14)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(2)-&gt;relé(14)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(2)  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(25)  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(26)  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 51V-&gt;Sobrecorrente com queda de tensão Fases B-C  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(28)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(29)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(47)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 51G-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(2)  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(4)  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(5)  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(8)  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência</p>	<p>70</p>
<p>s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07</p>	<p>SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro</p>	<p>906</p>
<p>70</p>	<p>906</p>	<p>35,11</p>

<p>s(39)-&gt;SD02-&gt;Alimentador AL07  s(44)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-AT  s(44)-&gt;SD03-&gt;Barra BP-AT  s(74)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s7  s(74)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s7  s(75)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(75)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(75)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s8  s(84)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s17  s(84)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s17  s(86)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s19  s(86)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s19  s(86)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s19  s(86)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s19  s(87)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s20  s(87)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s20  s(87)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s20  s(87)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s20  s(106)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s39  s(106)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s39  s(106)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s39  s(106)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s39  s(106)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s39  s(106)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;s39  s(128)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG02-&gt;s61  s(128)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL01-&gt;TG02-&gt;s61  s(137)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s71  s(137)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s71  s(137)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s71  s(137)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s71  s(144)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s78  s(144)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s78  s(145)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s79  s(145)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s79  s(145)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;s79  s(160)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG01-&gt;s94  s(160)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL02-&gt;TG01-&gt;s94  s(171)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s106  s(171)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s106  s(171)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s106  s(171)-&gt;SD01-&gt;Alimentador AL03-&gt;s106</p>	<p>SD(2)-&gt;relé(19)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50 Instantânea-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(3)-&gt;relé(1)-&gt;Função 50N Instantânea-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(61)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(10)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(61)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(62)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(20)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(21)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(62)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(20)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(22)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(62)  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase A  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(15)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(29)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(34)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(38)  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(1)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 810-&gt;Sobrefrequência  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(5)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(8)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(29)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(30)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(16)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(30)  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(1)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 810-&gt;Sobrefrequência  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase B  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(1)-&gt;relé(16)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(1)-&gt;Alimentador(3)-&gt;ca(1)</p>	
--	--	--



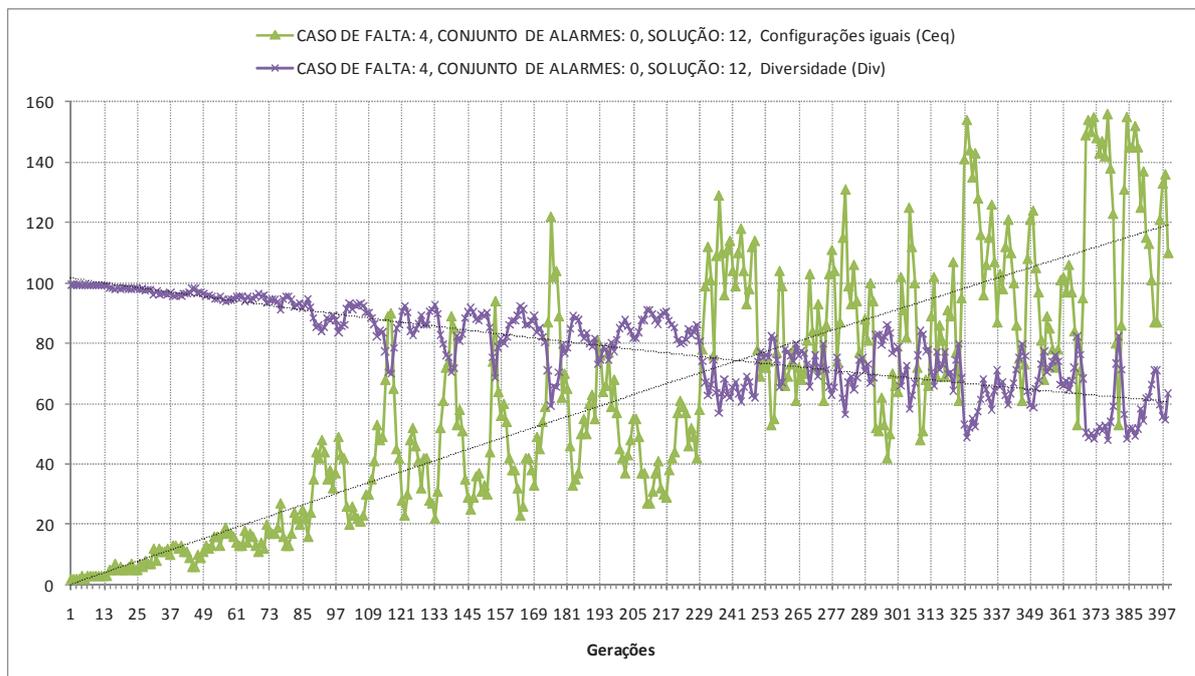
	<p>s(291)-&gt;SD02-&gt;Alimentador:AL02-&gt;s62  s(291)-&gt;SD02-&gt;Alimentador:AL02-&gt;s62  s(291)-&gt;SD02-&gt;Alimentador:AL02-&gt;s62  s(319)-&gt;SD02-&gt;Alimentador:AL02-&gt;TG01-&gt;s90  s(319)-&gt;SD02-&gt;Alimentador:AL02-&gt;TG01-&gt;s90  s(348)-&gt;SD03-&gt;Alimentador:AL01-&gt;s29  s(348)-&gt;SD03-&gt;Alimentador:AL01-&gt;s29  s(348)-&gt;SD03-&gt;Alimentador:AL01-&gt;s29  s(348)-&gt;SD03-&gt;Alimentador:AL01-&gt;s29  s(348)-&gt;SD03-&gt;Alimentador:AL01-&gt;s29  s(366)-&gt;SD03-&gt;Alimentador:AL01-&gt;TG01-&gt;s47  s(366)-&gt;SD03-&gt;Alimentador:AL01-&gt;TG01-&gt;s47  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador:AL01-&gt;s8  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador:AL01-&gt;s8  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador:AL01-&gt;s8  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador:AL01-&gt;s8  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador:AL01-&gt;s8  s(375)-&gt;SD04-&gt;Alimentador:AL01-&gt;s8  s(414)-&gt;SD04-&gt;Alimentador:AL01-&gt;TG01-&gt;s47  s(414)-&gt;SD04-&gt;Alimentador:AL01-&gt;TG01-&gt;s47</p>	<p>SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(2)  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(25)  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;ca(26)  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(2)-&gt;Alimentador(2)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fases B-C  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(2)-&gt;Função 51V-&gt;Sobrecorrente com queda de tensão Fases B-C  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(28)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(29)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(47)  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 51 Temporizada-&gt;Sobrecorrente Fases A-B  SD(3)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 51G-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 67 Direcional-&gt;Sobrecorrente Fase C  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 67N Direcional-&gt;Sobrecorrente de Neutro  SD(4)-&gt;relé(6)-&gt;Função 79-&gt;Religamento  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(2)  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(4)  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(5)  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;ca(8)  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 27 -&gt;Subtensão Fases A-B-C  SD(4)-&gt;Alimentador(1)-&gt;relé_GD(1)-&gt;Função 81U-&gt;Subfrequência</p>	
--	---	--	--

Fonte: Dados do próprio autor.

Para o caso de falta 3 comparou-se a solução mínima encontrada em  $p=1$  com a solução  $p=17$ , devido ambas as soluções apresentarem a mesma percentagem encontrada pelo AG após 100 execuções. Neste caso observa-se que a quantidade de seções sob falta é a mesma, entretanto a solução  $p=17$  apresenta uma inconsistência a mais que a mínima como observado no segundo termo das funções objetivo para ambas as soluções, ou seja,  $E_{min}(p=1)=k1x0+k2x75+k3x15=765$  e  $E_{min}(p=17)=k1x0+k2x76+k3x15=775$ . Comparando as duas soluções nota-se que para a solução mínima é encontrada a seção s41 enquanto para solução  $p=17$  é encontrada a solução s42. A partir dos alarmes para o caso 3 apresentados na rede da Figura B-4 observa-se que para a solução mínima contendo a seção s41 não existe inconsistências entre os alarmes informados e os estados esperados da proteção. Entretanto, considerando a seção s42 como solução, a condição é que existe uma falha de atuação da chave ca42, visto que esta deveria atuar, pois protege a seção s42. Logo existe uma inconsistência entre o alarme da chave ca42 (não atuado) e o estado esperado calculado como atuado para a mesma chave (devido a seção s42 ser diagnosticada com falta). Esta inconsistência é penalizada matematicamente pela teoria de parcimônia com um aumento na função objetivo considerando a menor probabilidade de ocorrência desta condição (falha nos dispositivos de proteção). Essa penalidade seria maior caso a seção s44 fosse diagnosticada com falta, visto que para isso as chaves ca40 e ca41 deveriam falhar e portanto essa solução apresentaria uma probabilidade menor ainda para ocorrer.

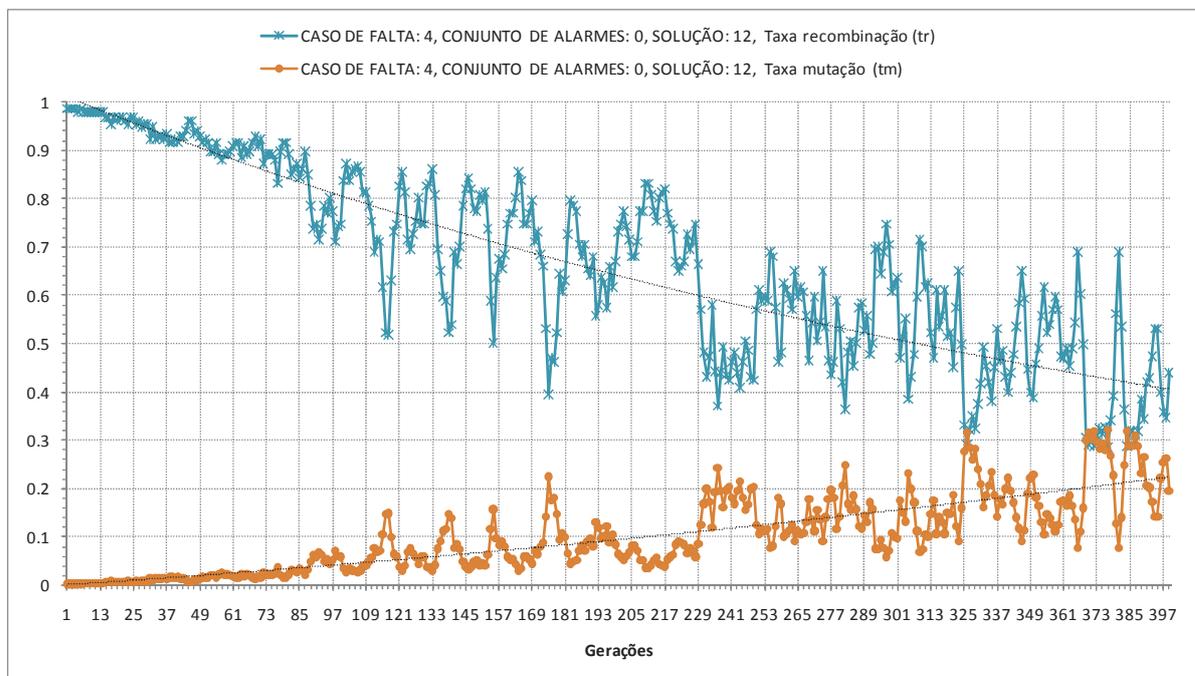
A análise do comportamento da função objetivo para os casos 2 e 3 pode ser estendida para os casos 4 e 5. Devido à maior complexidade dos dois últimos casos a quantidade de inconsistências e soluções encontradas é maior, demonstrando maior dificuldade de convergência do AG para estes casos. Para analisar o comportamento de convergência do AG são apresentados os gráficos da diversidade, taxas de recombinação e mutação bem como função objetivo em relação ao caso 4 para a solução ótima encontrada em  $p=12$  (Figura 6.29 a Figura 6.34). O comportamento das taxas de diversidade, recombinação e mutação são equivalentes ao comportamento do AG aplicado no problema em nível de subestações já discutido na seção 6.1.3.1. A diferença aqui fica por conta do número de configurações iguais máximas que é superior a 100 indivíduos, como observado no gráfico da Figura 6.29, já que a população utilizada é  $np=300$ . O algoritmo converge para a solução ótima na geração 399 onde a função objetivo tem o valor de  $E_{min}=k1x0+k2x57+k3x14=584$ .

Figura 6.29 – Comportamento do número de configurações iguais e taxa de diversidade – Caso 4, solução ótima  $E_{min}=584$ .



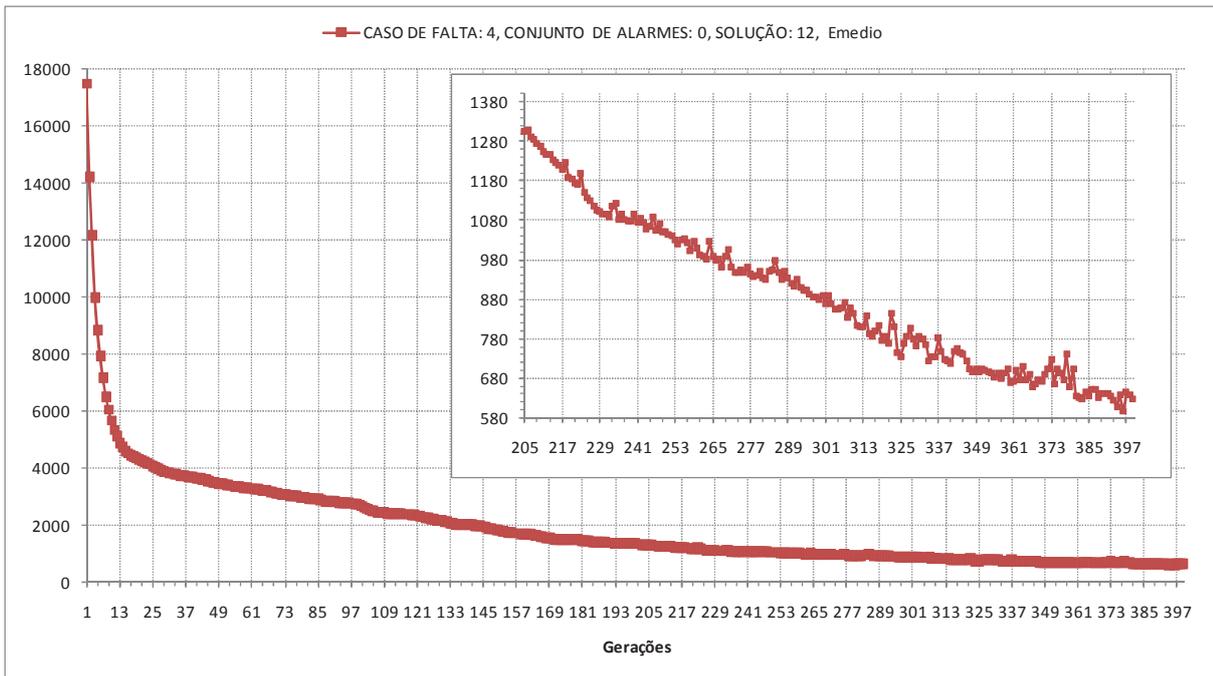
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.30 – Comportamento das taxas de recombinação e mutação - Caso 4, solução ótima  $E_{min}=584$ .



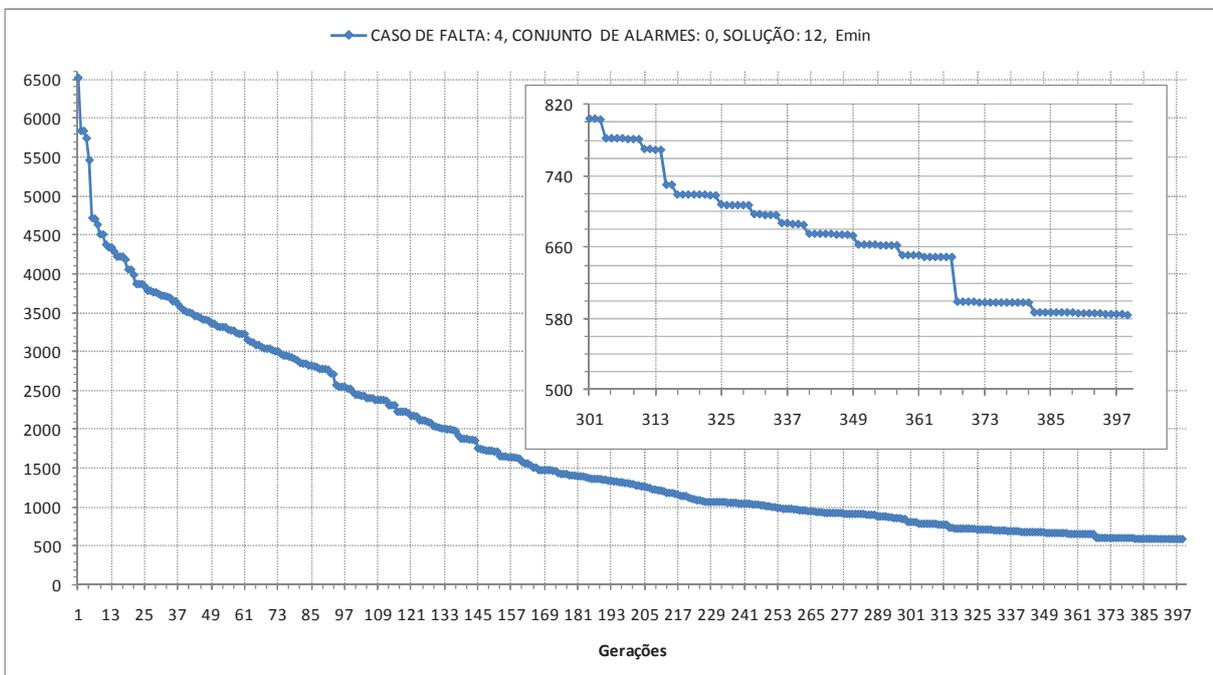
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.31 – Comportamento da função objetivo média – Caso 4, solução ótima  $E_{min}=584$ .



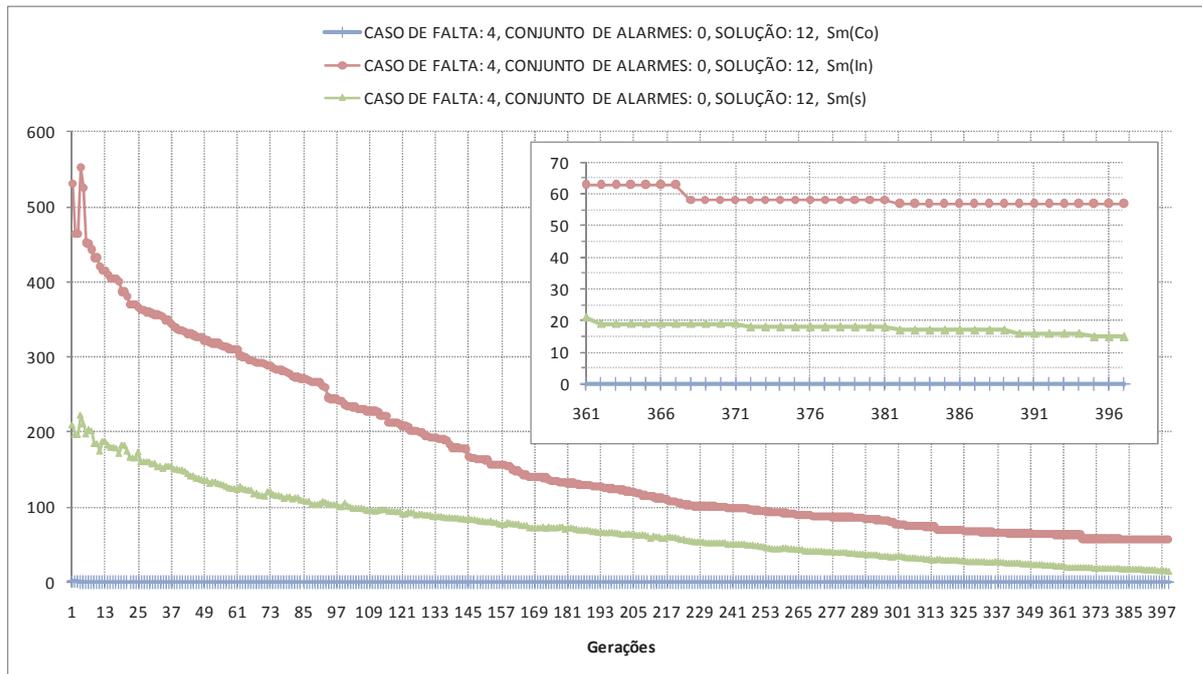
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.32 – Comportamento da função objetivo – Caso 4, solução ótima  $E_{min}=584$ .



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.33 – Comportamento dos termos da função objetivo – Caso 4, solução ótima  $E_{min}=584$ .

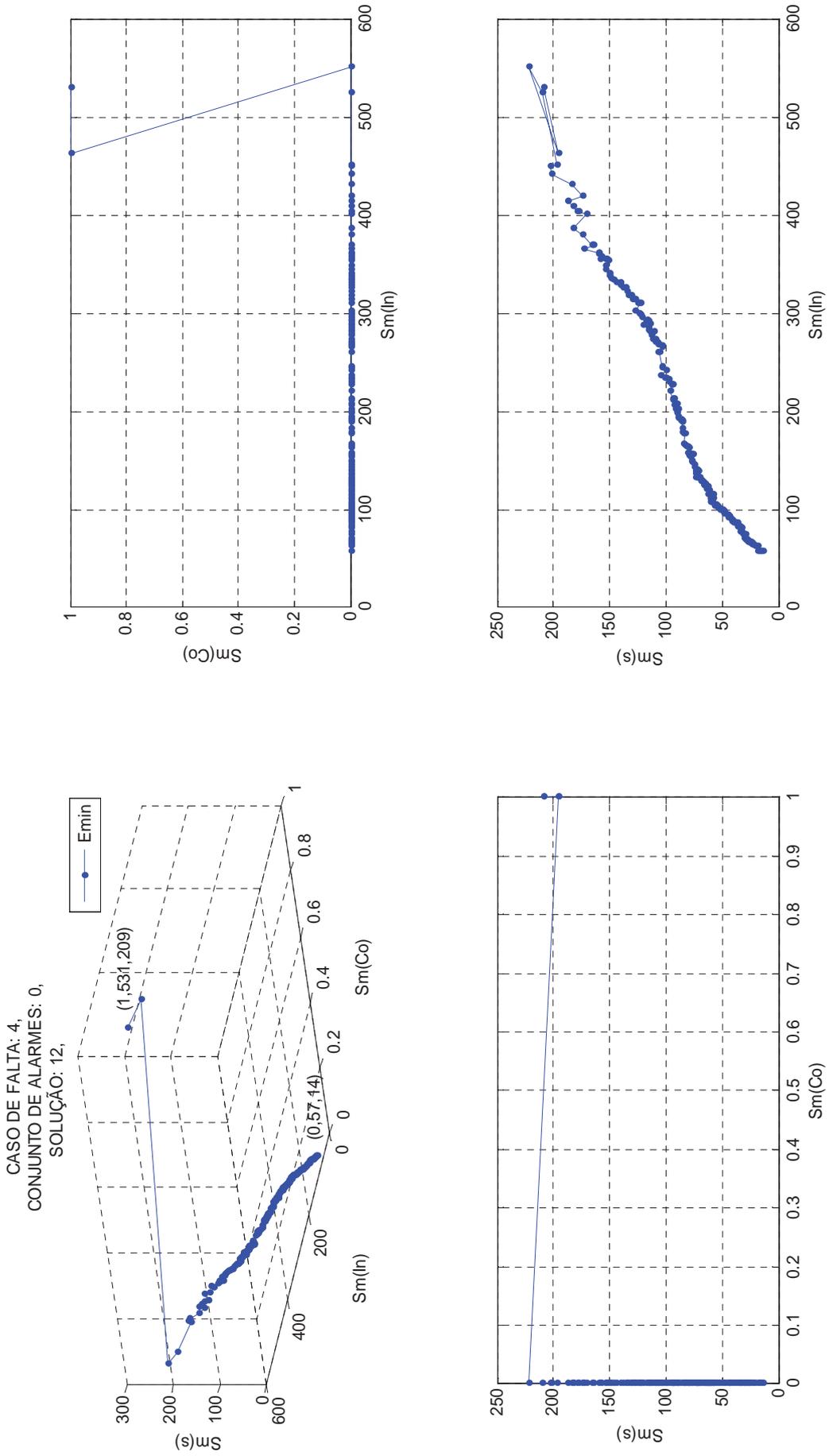


Fonte: Dados do próprio autor.

O comportamento do decaimento da função objetivo pode ser analisado através da Figura 6.31 e Figura 6.32. Na Figura 6.33 o decaimento de cada um dos termos da função objetivo é apresentado em função do número de gerações. Nesta figura  $Sm(Co)$  significa a soma de todas as parcelas do primeiro termo da função objetivo (4.49) o mesmo é considerado para os outros dois termos.

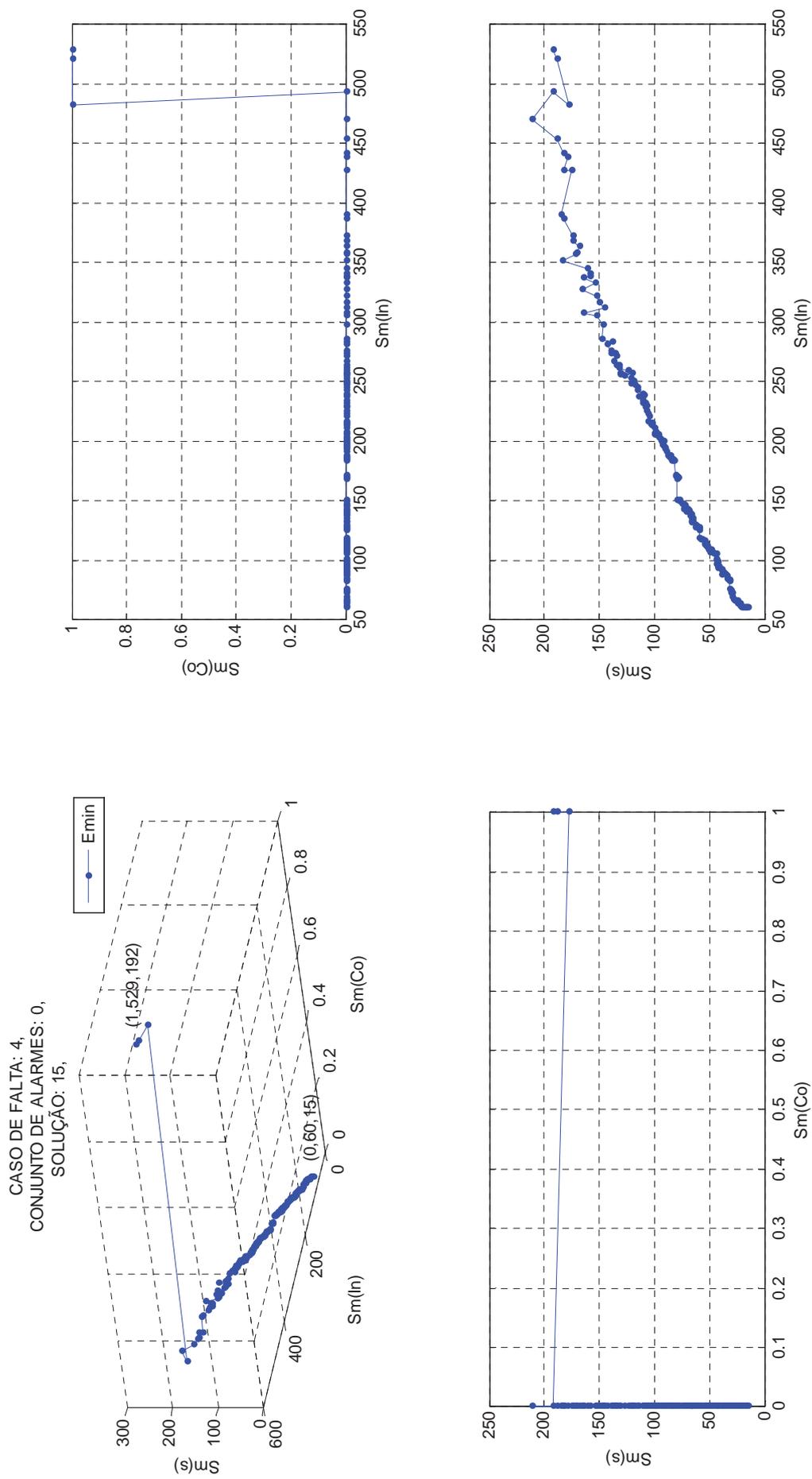
Um detalhamento maior do comportamento da função objetivo para o caso 4 considerando a solução ótima é apresentado na Figura 6.34. Esta figura mostra o comportamento da função objetivo em três dimensões considerando o comportamento dos três termos, simultaneamente, em que cada um dos pontos na figura representa uma geração do AG. A projeção de cada um dos planos descrevendo o comportamento dos pares de termos também é apresentada para melhor visualização. Como observado na figura, a solução encontrada pelo algoritmo é uma cobertura para os alarmes informados a partir da geração 4 visto que o primeiro termo é nulo a partir desta geração, e se mantém nulo até a convergência do segundo e terceiro termos para 57 e 14, respectivamente. Deve-se destacar que na segunda e terceira geração o valor de  $Sm(In)$  é o mesmo ou seja 464 e portanto existem dois pontos sobrepostos referentes à segunda e à terceira geração nos gráficos da Figura 6.34. A Figura 6.35 apresenta o comportamento da função objetivo para o caso 4, considerando  $p=15$ . A seguir é apresentado o estudo do caso de falta 5.

Figura 6.34 – Comportamento da função objetivo e dos três termos em três planos diferentes - Caso 4, solução ótima  $p=12$ ,  $E_{min}=584$ .



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.35 – Comportamento da função objetivo e dos três termos em três planos diferentes - Caso 4, solução  $p=15$ ,  $E_{min}=615$ .



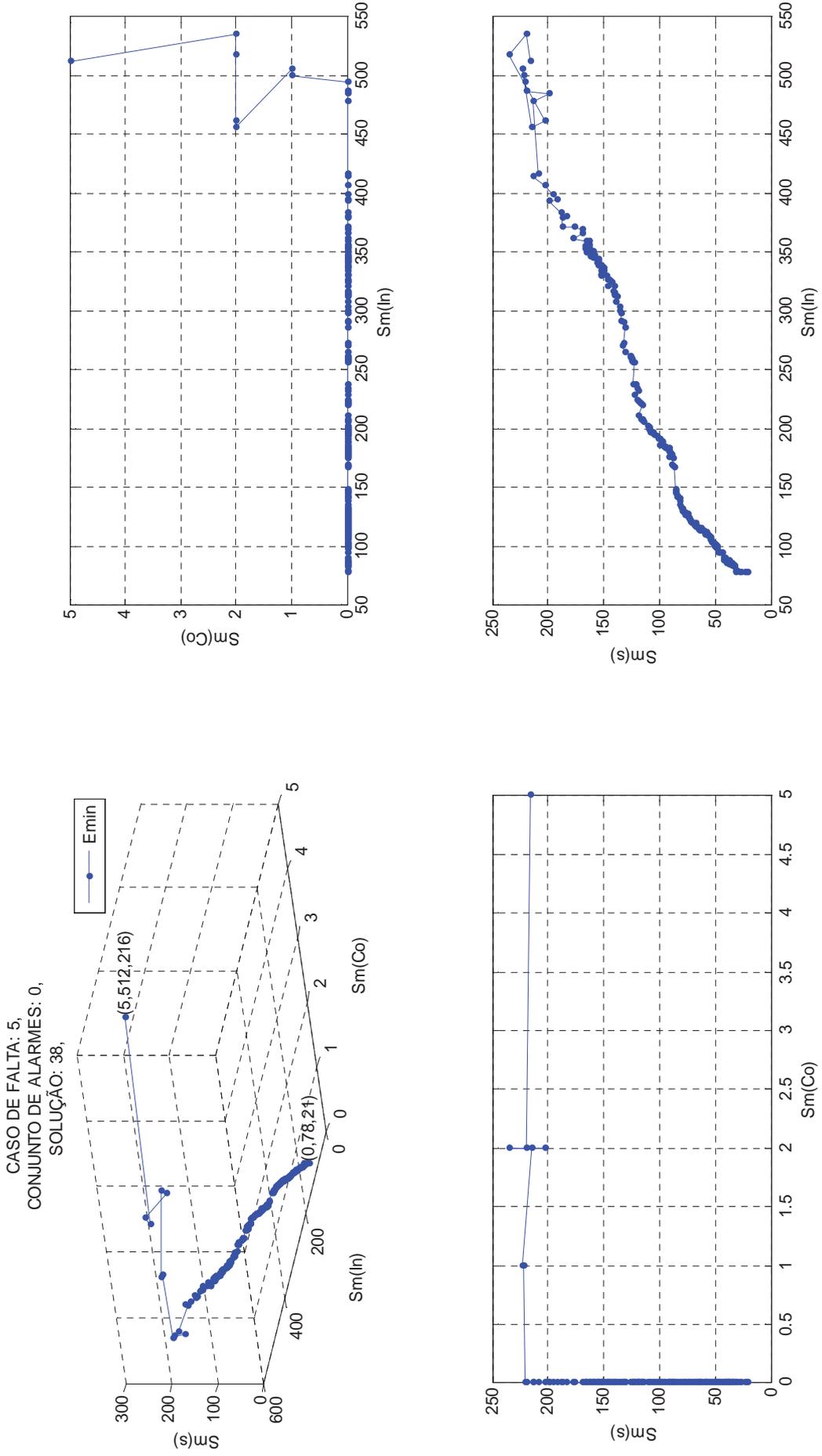
Fonte: Dados do próprio autor.

### 6.2.1.1 Estudo do Caso 5

Este caso foi o escolhido devido ser o mais complexo e as conclusões de sua análise podem ser estendidas para todos os outros casos. A Figura B-5 a Figura B-15 (Apêndice B) ilustram os alarmes atuados bem como a topologia de todo o sistema para o caso 5. Trata-se de um caso hipotético com vários alarmes atuados e várias faltas simultâneas no sistema. Baseado nas condições topológicas dos alimentadores e na filosofia de proteção adotada para as redes pode-se inferir todas as seções diagnosticadas com falta encontradas na solução ótima  $E_{min}(p=38)=k1x0+k2x78+k3x21=801$  apresentada na Tabela 6.19.

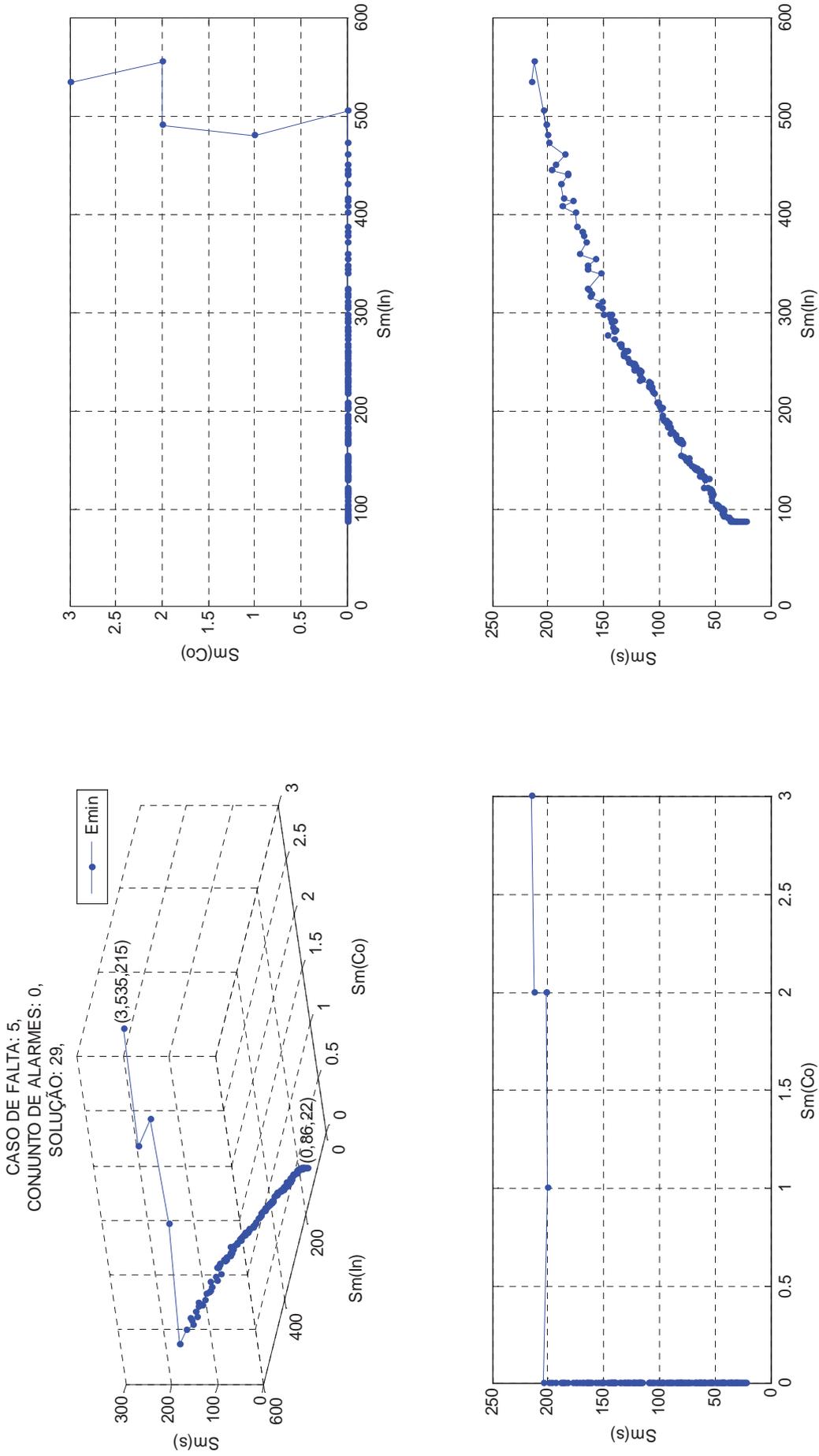
Devido à atuação do relé r19 da subestação SD02 pode-se concluir que existe uma falta em AL07 de SD02. Como observado neste caso, tem-se uma falta permanente envolvendo a fase C e a terra, visto que houve religamento através da função 79 associada à seção sob falta e o estado final do disjuntor é aberto. O mesmo raciocínio é empregado para explicar a falta na EDL01 da subestação SD03. Entretanto, neste caso, não se pode inferir o tipo de falta, visto que, não existe possibilidade de religamento para EDLs. Comparando a solução em questão com as outras duas apresentadas na Tabela 6.19, ou seja,  $p=29$  e  $p=70$  é observado que estas soluções apresentam a Barra BP-AT como seção sob falta em lugar da EDL01 obtida na solução ótima. É notado que estas duas seções são adjacentes (Figura B-12) e que as funções de proteção atuadas 50/50N protegem ambas. O fato de nenhuma outra proteção atuar, por exemplo, as funções 27 ou 59 que monitoram tensão nas barras, aumentou o espaço de busca do problema dificultando a convergência do algoritmo. A solução contendo a EDL01 é encontrada como mínima pelo critério de parcimônia de minimalidade, considerando a menor probabilidade de falha simultânea de todos os outros relés que protegem a barra BP-AT, ou seja, r02 e r03, refletindo matematicamente no aumento das outras duas soluções  $E_{min}(p=29)=k1x0+k2x86+k3x22=882$  e  $E_{min}(p=70)=k1x0+k2x88+k3x26=906$ . O comportamento da função objetivo para as três soluções consideradas é apresentado na Figura 6.36 a Figura 6.38. Considerando agora as seções sob falta nas redes, em particular para os alimentadores da subestação SD01 tem-se a seguinte situação pré-falta. Devido à retirada do vão de proteção de AL01 (Figura B-5) e de r09, o alimentador AL01 é alimentado por AL02 através da chave ca27. Os três geradores de AL01 estão ilhados em três microrredes (ca01, ca14, ca23 e ca55 abertas). O mesmo modo de operação é observado para os geradores dos alimentadores AL02 e AL03 de SD01.

Figura 6.36 – Comportamento da função objetivo e dos três termos em três planos diferentes - Caso 5, solução  $p=38$ ,  $E_{min}=801$ .



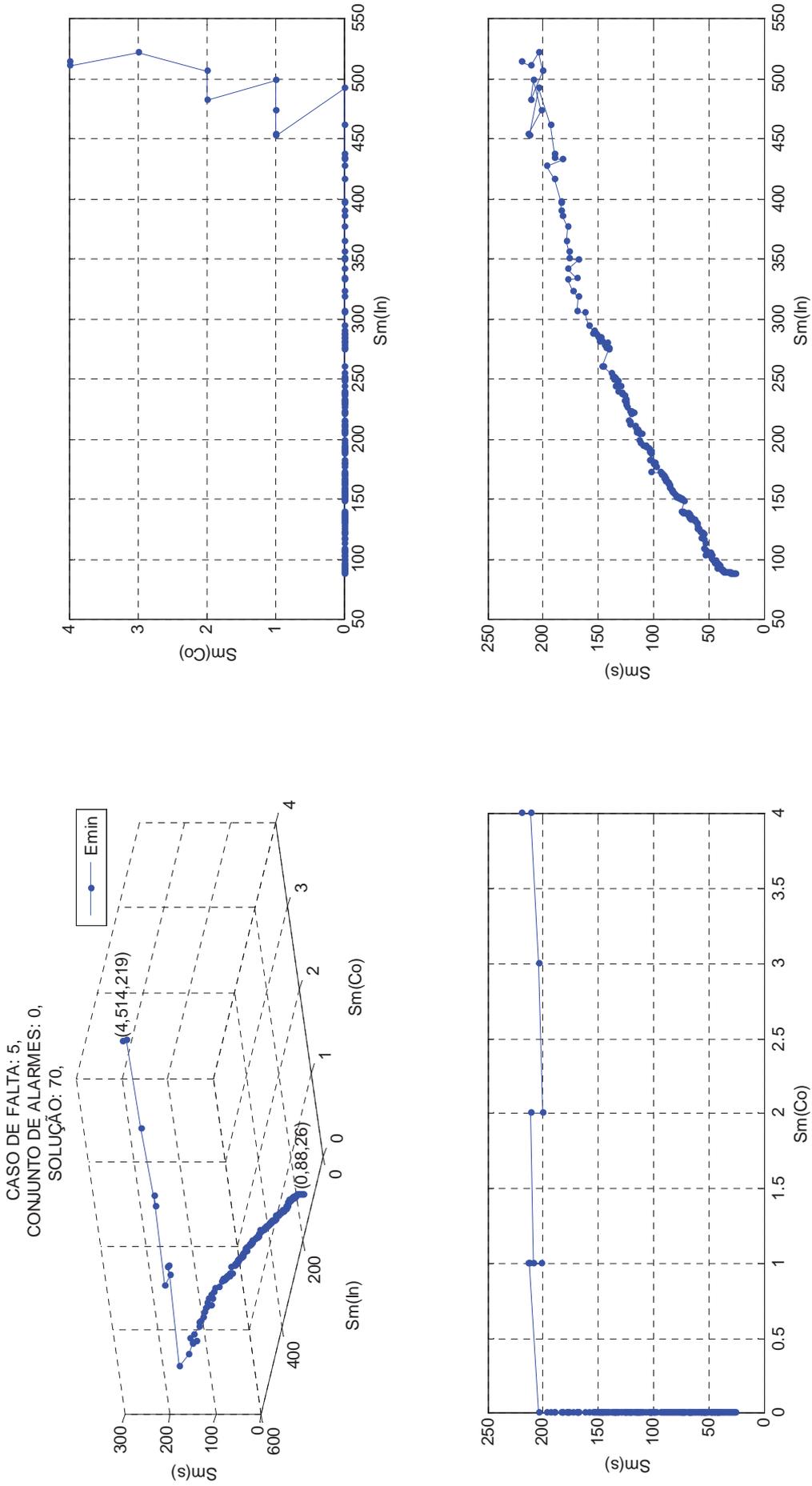
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.37 – Comportamento da função objetivo e dos três termos em três planos diferentes - Caso 5, solução  $p=29$ ,  $E_{min}=882$ .



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 6.38 – Comportamento da função objetivo e dos três termos em três planos diferentes - Caso 5, solução  $p=70$ ,  $E_{min}=906$ .



Fonte: Dados do próprio autor.

A partir da atuação das chaves, relés da subestação e geradores podem-se inferir as seguintes faltas. A atuação da proteção do gerador GD1 de AL01ilhado na região 1, juntamente com a atuação da chave ca10 é devido a uma falta na seção s8. Observe que a chave ca10 protege somente a seção s8 e, portanto, é praticamente certo que esta seção encontra-se sob falta. As soluções  $p=29$  e  $p=70$  também encontraram esta seção como faltosa. Nota-se que devido à condição topológica de AL01 e, considerando somente a atuação da proteção do gerador e da chave ca61, poder-se-ia ter com menor probabilidade de ocorrência, faltas simultâneas nas seções s1, s5, s7 e/ou s9. Isto porque as chaves no tronco principal de AL01 (ca01, ca06, ca09 e ca11) não podem atuar devido à chave ca01 estar aberta (não há fonte de corrente de curto-circuito que possa sensibilizar essas chaves) e portanto tem-se um espaço de busca maior. O AG encontra a seção s7 na solução  $p=70$  e as outras seções em várias soluções como observado no diagnóstico global para o caso 5 (Tabela 6.18). É claro que quando estas seções estão presentes nas soluções é esperada que a função objetivo ou solução subótima seja sempre maior que a ótima devido ao critério de parcimônia de minimalidade (como discutido para o caso de falta 3 na comparação entre as soluções  $p=1$  e  $p=17$ ). Esta consideração também é aplicada à microrrede formada pelo GD2 na região 2.

Considerando a região 3 de AL01 pode-se afirmar que a atuação combinada do relé r15 de AL02 e das chaves da região restaurada de AL01 é, provavelmente, devido uma falta temporária na seção s35 de AL01, encontrada na solução ótima  $p=38$ . Entretanto, outras seções poderiam estar sob falta, considerando a falha da(s) chave(s) que a(s) protege(m), como por exemplo, a seção s39 encontrada na solução  $p=70$ , considerando que a chave ca42 falhou. De maneira geral, quando existe somente a atuação de chaves pertencentes ao tronco principal do alimentador observa-se que o AG apresenta dificuldade de convergência devido ao grande espaço de busca formado. Chaves de ramais laterais protegem diretamente as seções, e suas atuações delimitam o espaço de busca a essas seções, mas quando não existe a atuação dessas chaves, o espaço de busca pode aumentar devido às chaves de troncos principais protegerem várias seções simultaneamente. Todas as outras seções diagnosticadas podem ser justificadas utilizando raciocínio análogo ao apresentado para o alimentador AL01 da subestação SD01. Em particular, para as faltas diagnosticadas nos alimentadores AL01 e AL02 de SD02 (Figura B-10 e Figura B-11) e AL01 de SD04 (Figura B-15), observam-se que os geradores apresentaram uma condição de ilhamento não intencional que é diagnosticada pela metodologia como atuação das proteções anti-ilhamento 27 e 81U (neste caso

sobrecarga) associadas aos transformadores s(264)-TG01-s34 de AL01-SD02, s(319)-TG01-s90 de AL02-SD02 e s(414)-TG01-s47 de AL01-SD04.

Deve-se observar que em todos os casos diagnosticados pelo método, em especial para os casos 4 e 5 que têm maior complexidade, todas as seções de faltas encontradas nas soluções subótimas estão próximas da seção com maior probabilidade de estar sob falta, ou seja, em todos os casos, as soluções subótimas apresentam seções que, possivelmente, poderiam estar sob falta entre a primeira chave atuada e a última ou considerando que poderia haver a falha em uma ou algumas das chaves adjacentes à seção com maior probabilidade de estar sob falta. Do ponto de vista da operação, as soluções subótimas encontradas para casos de faltas mais complexas (com menor probabilidade de ocorrerem) podem ser utilizadas para estabelecer uma região próxima da seção verdadeiramente sob falta, permitindo uma localização mais rápida da seção afetada e propiciando a restauração do sistema em tempo pequeno.

### **6.3 Discussão sobre o Impacto de Dados Ruidosos e Efeitos das Incertezas do Sistema de Proteção**

Considerando o diagnóstico de faltas utilizando alarmes dos dispositivos de proteção, dados ruidosos podem ser considerados como: alarmes redundantes, alarmes falsos, perdas de alarmes devidas às falhas de comunicação entre o sistema SCADA e os dispositivos de proteção ou falhas de RTUs.

Alarmes redundantes podem ser filtrados utilizando um processador de alarmes inteligente ou outra técnica equivalente. De qualquer forma alarmes redundantes não são um sério problema comparado aos alarmes falsos ou perda de alarmes. Alarmes falsos ocorrem quando o sistema de proteção não atua e o sistema SCADA (devido aos ruídos ou alarmes corrompidos) indica que determinado alarme ocorreu. Neste caso a metodologia poderia fornecer um resultado incorreto ao operador. Contudo, nestes casos a solução teria um maior número de seções do que a quantidade de seções corretamente diagnosticadas. Portanto o operador poderia checar todas as seções e descartar a seção em condições normais.

Perda de alarmes pode ser um problema maior porque o sistema de proteção atuou e os alarmes não são transmitidos para a entrada de dados da metodologia. O diagnóstico pode ser incorreto no sentido de que menos seções são diagnosticadas sob falta quando na verdade existem mais seções faltosas. Portanto é importante que o operador tenha acesso a todos os

alarmes e o sistema SCADA possa informar ao operador se qualquer alarme foi perdido na transmissão. Sistemas SCADA modernos possuem técnicas para minimizar a propagação da contaminação de dados, tais como, CRC (*Cyclic Redundancy Check*). É importante notar que a qualidade do diagnóstico final depende da qualidade dos alarmes, independentemente da metodologia proposta.

As incertezas do sistema de proteção podem ser enumeradas tais como: operação de relés ou chaves inteligentes juntamente com falhas de disjuntores, falhas de relés, falhas de chaves inteligentes, ou falhas de relés, chaves inteligentes e disjuntores simultaneamente. Os efeitos das incertezas do sistema de proteção refletem diretamente na característica multimodal da função objetivo e assim a existência de várias soluções subótimas. Falhas de disjuntores juntamente com falhas de proteções principais e atuação de proteções de retaguarda e a possibilidade de falhas de chaves inteligentes nas redes tornam o processo de busca difícil, porque proteções de retaguarda e chaves inteligentes cobrem sempre mais do que uma seção. No caso de falhas de relés, o espaço de busca é aumentado e outras seções que não pertencem à solução ótima podem ser diagnosticadas sob faltas, ou seja, soluções subótimas. Estas soluções são resultado da inconsistência entre alarmes informados e os estados esperados calculados para relés e chaves inteligentes, refletindo no aumento do segundo termo da função objetivo. Além disso, a complexidade do cenário de falta depende do número de alarmes dos dispositivos de proteção e da topologia do sistema no momento da falta. Muitos alarmes podem gerar uma solução com muitas seções sob falta. Por outro lado um número de alarmes inadequado ou insuficiente para deduzir um diagnóstico preciso pode resultar em várias soluções subótimas para o caso de falta.

## Capítulo 7

---

### 7 Conclusões e Sugestões de Trabalhos Futuros

Neste trabalho é proposta uma nova metodologia para a análise e interpretação de alarmes em tempo real em sistemas de distribuição de energia elétrica. A metodologia é desenvolvida para o diagnóstico de faltas em subestações de distribuição e estendida para as redes de distribuição considerando que a rede possui nível de automação suficiente para o monitoramento remoto dos alimentadores primários. Neste contexto, é proposto um novo paradigma para proteção das redes de distribuição desenvolvido sob o prisma das redes inteligentes (*Smart Grid*). O novo paradigma é baseado na alocação de chaves inteligentes com capacidade de transmissão remota de dados para o centro de operação. O principal objetivo do paradigma desenvolvido é reduzir os impactos da alocação de geradores distribuídos no esquema de proteção tradicional das redes e possibilitar que metodologias possam ser implementadas para o monitoramento mais preciso da rede.

O modelo matemático proposto é dividido em duas partes principais: (1) modelo de operação do sistema de proteção; e (2) modelo de PBI. Com relação à parte (1) podem-se enumerar as características a seguir. As equações genéricas derivadas para as funções de proteção apresentam flexibilidade e podem ser modificadas a qualquer tempo sem maiores problemas. Isto é demonstrado na extensão do método aos alimentadores, sendo que as equações são alteradas de forma que as funções de proteção sejam capazes de alcançar as

seções dos alimentadores. O modelo também apresenta escalabilidade, sendo que as equações podem ser retiradas do modelo ou adicionadas sem muitas dificuldades. Esta característica é demonstrada pela incorporação das equações das funções de proteção dos geradores distribuídos no modelo. Nota-se também que esta característica é ideal para a aplicação do modelo a várias subestações e alimentadores que podem sofrer expansões seguidas da instalação de novos dispositivos de proteção.

O modelo apresenta modularidade, ou seja, as equações podem ser formuladas para qualquer relé ou chave inteligente do sistema. Esta característica é ideal para relés digitais multifunções, desde que as funções de proteção podem ser ativadas ou não, dependendo da filosofia de proteção adotada. Além disso, com a filosofia de proteção definida para o sistema, o modelo pode ser aplicado a qualquer subestação de distribuição.

Comparado a outros métodos, as equações do modelo são relativamente simples, transparentes e leves computacionalmente. O modelo exige pequeno esforço computacional para o cálculo das equações dos estados esperados das funções de proteção. Isto porque as equações podem ser implementadas computacionalmente através de somas, subtrações e multiplicações de termos. O modelo também apresenta robustez, que implica que qualquer alteração na topologia do sistema não altera a estrutura das equações. Esta característica é importante em subestações de distribuição porque este tipo de subestação sofre frequentes mudanças na topologia, seja por manutenção em disjuntores e chaves seccionadoras ou operação paralela de transformadores na subestação ou ainda mudanças de topologia da rede devido a manutenção de trechos e restauração. Deve-se observar que não existe na literatura uma formulação estritamente matemática e genérica para o problema de diagnóstico de faltas sendo este trabalho de tese uma contribuição no sentido de estabelecer de forma estritamente matemática um modelo genérico e funcional baseado na lógica de atuação das funções de proteção e na filosofia adotada no sistema monitorado.

Para testar e validar a metodologia aplicada ao diagnóstico de faltas em nível de subestações é utilizado um sistema de quatro subestações e gerada uma quantidade exaustiva de casos de falta utilizando um algoritmo gerador probabilístico de alarmes. Este algoritmo é capaz de gerar um número infinito de alarmes de forma eficiente, rápida e coerente. Para os testes da metodologia aplicada ao diagnóstico em nível de rede são incorporados ao sistema sete alimentadores reais considerando a alocação de chaves inteligentes e geradores distribuídos, e cinco casos de falta são gerados de forma manual para o sistema completo.

Baseado em simulações exaustivas, a robustez, rapidez e eficiência da metodologia é comprovada. Os resultados mostram que o modelo de PBI e o algoritmo genético proposto são adequados para o diagnóstico de faltas com múltiplas soluções (soluções subótimas) a partir de alarmes simples, complexos (vários alarmes informados simultaneamente) ou situações de falha da proteção. O algoritmo genético proposto apresenta nova contribuição à área, pois: (1) é empregado um critério de parada dedicado baseado na classificação de falta; (2) possui taxas de recombinação e mutação automaticamente calibradas em cada geração baseado na saturação da população e (3) apresenta dois parâmetros de controle para serem calibrados pelo usuário. Além disso, através do algoritmo genético a metodologia é capaz de associar os alarmes dos relés e chaves inteligentes às seções sob falta e identificar a validade do diagnóstico produzido, através da não associação de alarmes a seções incorretamente diagnosticadas. Deve-se notar que uma das desvantagens da função objetivo proposta é a necessidade da escolha de parâmetros adequados para as constantes  $k1$ ,  $k2$  e  $k3$ . De qualquer forma, os valores destas constantes permaneceram os mesmos para todos os testes realizados, demonstrando que a função objetivo proposta apresenta robustez. Apesar de excelentes resultados terem sido obtidos para a metodologia aplicada ao diagnóstico em nível de subestações, deve-se salientar que o AG apresentou certa dificuldade na convergência para a solução ótima quando casos de falta complexos são considerados no diagnóstico em nível de redes. Este fato demonstra que o tamanho do problema, ou dimensão do vetor de codificação (aumento significativo do número de seções monitoradas para a incorporação da rede) pode estar influenciando o desempenho do algoritmo. Somado a isso, à grande quantidade de alarmes, a falha da atuação de proteções e atuações somente de chaves pertencentes ao tronco do alimentador tem como consequência o aumento do espaço de busca para o problema. Entretanto, é importante mencionar que em todos os diagnósticos o algoritmo encontra a região próxima da falta o que pode ser utilizado para a localização da região verdadeiramente sob falta.

Para trabalhos futuros são apresentadas as seguintes sugestões e ideias:

- 1) Dividir o sistema elétrico em subsistemas do ponto de vista do modelo matemático e técnica de solução de forma a melhorar o desempenho do AG. A partir desta ideia poder-se-ia estabelecer diversas configurações para o modelo matemático e codificação do AG, como por exemplo: (1) implementar  $n$  sistemas de diagnóstico para cada uma das  $n$  subestações mais alimentadores, e (2) separar o modelo matemático e codificação em relação às subestações e alimentadores, ou seja, implementar dois sistemas de diagnóstico dedicados um

em nível de subestações para o diagnóstico de todas as subestações e sistema de subtransmissão e outro em nível de alimentadores para o diagnóstico de todos os alimentadores. O maior desafio na implementação de ambas as propostas é a partição do modelo matemático referente a cada sistema de diagnóstico, bem como, o modo de execução do AG. Deve-se observar que a dificuldade em separar o modelo juntamente com a codificação está no fato de que funções de proteção de determinado modelo podem proteger seções pertencentes às codificações diferentes daquela da função em questão. Isto quer dizer que uma mesma seção pode aparecer em modelos matemáticos distintos. No caso da proposta (1) a função de distância de determinada subestação poderia proteger seções pertencentes a outras subestações que são modeladas em codificação diferente daquela da função de distância considerada. O mesmo é considerado para a proposta (2) visto que funções contidas dentro das subestações podem e devem proteger seções contidas nos alimentadores. Uma estratégia deve ser usada para gerenciar todos os sistemas de diagnóstico, assim como a execução dos AGs para cada codificação. Técnicas de computação paralela apresentam-se como uma potencial estratégia para resolver este problema;

2) Análise da alocação ótima de chaves inteligentes na rede de modo a otimizar o diagnóstico e reduzir o custo de implementação do sistema de proteção. Como mencionado em capítulos anteriores, a alocação das chaves inteligentes nas redes é feita substituindo-se todos os dispositivos de proteção tradicionais. Portanto, não é realizada qualquer análise no sentido de minimizar a quantidade de chaves inteligentes alocadas no sistema e ao mesmo tempo otimizar a localização das chaves de forma a realizar um diagnóstico confiável da rede e reduzir os custos de implementação. Além disso, uma análise do nível de automação das redes de distribuição atuais deve ser realizado de modo a compatibilizar a implementação prática futura do paradigma proposto;

3) Desenvolvimento de outras técnicas de solução para a resolução do modelo matemático proposto. Devido a flexibilidade do modelo de PBI outras técnicas de solução poderiam ser utilizadas, tais como, outras variações do algoritmo genético clássico, busca tabu, sistemas imunológicos artificiais, etc.;

4) Implementação prática da metodologia em nível de subestação em um sistema real. Como mencionado, a metodologia para o diagnóstico em nível de subestações é desenvolvida para sua aplicação em subestações de distribuição modernas e sua implementação prática em um sistema real seria imprescindível do ponto de vista de campo,

visto que diversas concessionárias brasileiras não possuem qualquer sistema de apoio à tomada de decisão para auxiliar operadores e engenheiros em situações de contingências.



## REFERÊNCIAS

AMIN, S. M.; WOLLENBERG, B. F. Toward a smart grid. **IEEE Power & Energy Magazine**, New York, v. 3, n. 5, p. 34-41, september/october 2005.

ANDERSON, P. M. **Analysis of faulted power systems**. New York: IEEE: Wiley-Interscience, 1995. 540 p.

\_\_\_\_\_. **Power system protection**. New York: IEEE: Wiley-Interscience, 1999. 1307 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nr. 15/2010, visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectada na rede de distribuição de energia elétrica: nota técnica 0004/2011-SRD/ANEEL 2011**. Brasília-DF, 2011.

\_\_\_\_\_. **Instauração de audiência pública no intuito de coletar subsídios para resolução normativa acerca da implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras do grupo B: Nota Técnica 0044/2010-SRD/ANEEL 2010**. Brasília-DF, 2010.

BARAN, M.; EL-MARKABI, I. Adaptive over current protection for distribution feeders with distributed generators. In: **POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, IEEE PES, 2004**, New York. **Conference...** New York: IEEE, 2004. p.715-719.

BARBOSA, E. A. C.; TRINDADE, F. C. L.; MEIRA, P. C. M.; FREITAS, W.; MORELATO, A. Análise da influência da prática de eliminação de faltas nos principais índices de confiabilidade e qualidade de energia em modernos sistemas de distribuição. In: **CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA - CBA, 18, 2010, Bonito. Anais...** Bonito: CBA, 2010. p. 4170-4175.

BARKER, P. P.; MELLO, R. W. D. Determining the impact of distributed generation on power systems: part 1 – Radial distribution systems. In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER, 2000, Seattle. **Meeting...** Seattle: IEEE, 2000. p.1645-1656.

BI, T.; YAN, Z.; WEN, F.; NI, Y.; SHEN, C. M.; WU, F. F.; YANG, Q. On-line fault section estimation in power systems with radial basis function neural network. **Electrical Power & Energy Systems**, Guildford, v. 24, n. 4, p. 321-328, 2002.

BRAHAM, S. M.; GIRGIS, A. A. Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation. In: POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER, 2002, New York. **Meeting...** New York: IEEE, 2002. p. 453-458.

\_\_\_\_\_. Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 19, n. 1, p. 56-63, January 2004.

CHAITUSANEY, S.; YOKOYAMA, A. Prevention of reliability degradation from recloser-fuse miscoordination due to distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 23, n. 4, p. 2545-2554, Oct. 2008.

CHANG, C. S.; CHEN, J. M.; SRINIVASAN, D.; WEN, F. S.; LIEW, A. C. Fuzzy logic approach in power system fault section identification. **IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution**, London, v. 144, n. 5, p. 406-414, September 1997.

CHANG, C. S.; TIAN, L.; WEN, F. S. A new approach to fault section estimation in power systems using ant system. **Electric power systems research**, Lausanne, v. 49, n. 1, p. 63-70, 1999.

CHEN, W.-H.; LIU, C.-W.; TSAI, M.-S. Fast Fault Section Estimation in Distribution Substations Using Matrix-Based Cause–Effect Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 16, n. 4, p. 522-527, October 2001.

CHEN, W. H. Fault section estimation using fuzzy matrix-based reasoning methods. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 26, n. 1, p. 205-213, January 2011.

CHEN, W. H.; LIU, C. W.; TSAI, M. S. On-line fault diagnosis of distribution substations using hybrid cause-effect network and fuzzy rule-based method. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 15, n. 2, p. 710-717, April 2000.

CHEN, W. H.; TSAI, S. H.; LIN, H. I. Fault section estimation for power networks using logic cause-effect models. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 26, n. 2, p. 963-971, April 2011.

CHIN, H. C. Fault section diagnosis of power system using fuzzy logic. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 18, n. 1, p. 245-250, February 2003.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE. **CP-011**: critério de projeto: subestação de distribuição aérea e semi-abrigada 72,5-15kV. Fortaleza: COELCE, 2003. 60 p.

\_\_\_\_\_. **PS-051**: norma técnica: padrão de subestação - subestação de distribuição aérea e semi-abrigada 72,5-15kV. Fortaleza: COELCE, 2005. 279 p.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ- CPFL. **Norma técnica**: proteção de redes aéreas de distribuição - sobrecorrente. Campinas: CPFL, 2003. 155 p.

DABBAGHCHI, I.; GURSKY, R. J. An abductive expert system for interpretation of real-time data. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 8, n. 3, p. 1061-1069, July 1993.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. Distributed generation: operating conflicts for distributed generation interconnected with utility distribution systems. **IEEE Industry Applications Magazine**, New York, v. 8, n. 2, p. 19-25, Mar/Apr. 2002.

EL\_FERGANY, A. A.; YOUSEF, M. T.; EL\_ALAILY, A. A. Fault diagnosis in power systems-substation level-through hybrid artificial neural networks and expert system. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION- IEEE/PES, 2001. **Conference...** Atlanta, Georgia: IEEE, 2001. p.207-211.

FAN, J.; BORLASE, S. The evolution of distribution. **IEEE power & energy magazine**, New York, v. 7, n. 2, p. 63-68, march/april 2009.

FUKUI, C.; KAWAKAMI, J. An expert system for fault section estimation using information from protective relays and circuit breakers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. PWRD-1, n. 4, p. 83-90, October 1986.

GOLDBERG, D. E. **Genetic algorithms in search, optimization and machine learning**. Boston: Addison-Wesley, 1989. 412 p.

HAIYING, D.; YUBO, Z.; JUNYI, X. Hierarchical fault diagnosis for substation based on rough set. In: POWER SYSTEM TECHNOLOGY - POWERCON, 2002, Kunming. **Proceedings...** Kunming: IEEE, 2002. p. 2318-2321.

HSU, Y.-Y.; LU, F. C.; CHIEN, Y.; LIU, J. P.; LIN, J. T.; YU, P. H. S.; KUO, R. R. T. An expert system for locating distribution system faults. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 6, n. 1, p. 366-372, January 1991.

HUANG, S.-J. Application of immune-based optimization method for fault-section estimation in a distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 17, n. 3, p. 779-784, July 2002.

HUANG, Y. C. Abductive reasoning network based diagnosis system for fault section estimation in power systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 17, n. 2, p. 369-374, April 2002.

HUANG, Y. C.; HUANG, C. M.; LIAO, C. C.; CHEN, J. F.; YANG, H. T. A new intelligent fast petri-net model for fault section estimation of distribution systems. In: POWER SYSTEM TECHNOLOGY - POWERCON, 2002, Kunming. **Proceedings...** Australia: IEEE, 2000. p.217-222.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS – IEEE. **Std. C37.2 standard for electrical power system device function numbers, acronyms, and contact designations:** IEEE Std C37.2. New York: IEEE, 2008. 46 p.

\_\_\_\_\_. **Std. 1547-2003 standard for interconnecting distributed resources with electric power systems:** New York: IEEE, 2003. 16 p.

\_\_\_\_\_. **Std. 1547.2-2008 application guide for IEEE Std 1547, IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems:** New York: IEEE, 2008. 207 p.

JEYASURYA, B.; VENKATA, S. S.; VADARI, S. V.; POSTFOROOSH, J. Fault diagnosis using substation computer. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 5, n. 2, p. 1195-1201, April 1990.

JUNIOR, G. C.; ROLIM, J. G.; ZÜRN, H. H. Application of neural-network modules to electric power system fault section estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 19, n. 3, p. 1034-1041, July 2004a.

\_\_\_\_\_. Diagnóstico de faltas em sistemas de potência: definição do problema e abordagens via inteligência artificial. **Controle & Automação**, Campinas, v. 15, n. 2, p. 215-229, Abril, Maio e Junho 2004b.

KIRSCHEN, D. S.; WOLLENBERG, B. F. Intelligent alarm processing in power systems. **Proceedings of the IEEE**, New York, v. 80, n. 5, p. 663-672, May 1992.

KROPOSKI, B.; LASSETER, R.; ISE, T.; MOROZUMI, S.; PAPTALIANASSIOUS, S.; HATZIARGYRIOUS, N. Making microgrids work. **IEEE Power and Energy Magazine**, New York, v. 6, n. 3, p. 40-53, May-June 2008.

LEÃO, F. B.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Fault section estimation in automated distribution substations. In: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2009, Calgary. **Meeting...** Calgary: IEEE, 2009. p.1-8.

LEE, H. J.; AHN, B. S.; PARK, Y. M. A fault diagnosis expert system for distribution substations. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 15, n. 1, p. 92-97, January 2000.

LIACCO, T. E. D.; KRAYNAK, T. J. Processing by logic programming of circuit-breaker and protective-relaying information. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. PAS-88, n. 2, p. 171-175, February 1969.

LIN, W. M.; LIN, C. H.; SUN, Z. C. Adaptive multiple fault detection and alarm processing for loop system with probabilistic network. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 19, n. 1, p. 64-69, January 2004.

LO, K. L.; NG, H. S.; GRANT, D. M.; TRECAT, J. Extended petri net models for fault diagnosis for substation automation. In: **IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution**, London, v. 146, n. 3, p. 229- 234, 1999.

LO, K. L.; NG, H. S.; TRECOT, J. Power systems fault diagnosis using petri nets. **IEEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution**, London, v. 144, n. 3, p. 231-236, May 1997.

LUO, X.; KEZUNOVIC, M. Implementing fuzzy reasoning petri-nets for fault section estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 23, n. 2, p. 676-685, April 2008.

MCDONALD, J. D. **Electric power substations engineering**. Boca Raton: CRC PRESS, 2003. 424 p.

MICHALEWICZ, Z. **Genetic algorithm + data structures = evolution programs**. 3. ed. New York: Springer-Verlag, 1996. 387 p.

MIN, S. W.; SOHN, J. M.; PARK, J. K.; KIM, K. H. Adaptive fault section estimation using matrix representation with fuzzy relations. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 19, n. 2, p. 842-848, May 2004.

MIRZAI, M. A.; AFZALIAN, A. A. A novel fault-locator system; algorithm, principle and practical implementation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 25, n. 1, p. 35-46, Jan. 2010.

MONSEF, H.; RANJBAR, A. M.; JADID, S. Fuzzy rule-based expert system for power system fault diagnosis. . **IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution**, London, v. 144, n. 2, p. 186-192, March 1997.

NORTHCOTE-GREEN, J.; WILSON, R. **Control and automation of electrical power distribution systems**. Boca Raton: CRC Taylor & Francis, 2007. 464 p.

PARK, Y. M.; KIM, G.-W.; SOHN, J.-M. A logic based expert system (LBES) for fault diagnosis or power system. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 12, n. 1, p. 363-368, February 1997.

PENG, Y.; REGGIA, J. A. Plausibility of diagnostic hypotheses: the nature of simplicity. In: NATIONAL CONFERENCE ON ARTIFICIAL INTELLIGENCE, 5., 1986, Philadelphia. **Proceedings...** Philadelphia: Association for the Advancement of Artificial Intelligence-AAAI, 1986. p.140-145.

\_\_\_\_\_. **Abductive Inference models for diagnostic problem – solving**. New York: Springer-Verlag, 1990. 284 p.

POPLE, H. E. On the mechanization of abductive logic. In: INTERNATIONAL JOINT CONFERENCE ON ARTIFICIAL INTELLIGENCE, 3., 1973, Stanford. **Proceeding...** Stanford: Morgan Kaufmann Publishers, 1973. p.147-152.

PROTOPAPAS, C. A.; PSALTIRAS, K. P.; MACHIAS, A. V. An expert system for substation fault diagnosis and alarm processing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 6, n. 2, p. 648-655, April 1991.

REGGIA, J. A.; NAU, D. S.; WANG, P. Y.; PENG, Y. A formal model of diagnostic inference. **Information Sciences**, New York, v. 37, n. 1-3, p. 257-285, December 1985.

RODRIGUEZ, C.; REMENTERÍA, S.; MARTÍN, J. I.; LAFUENTE, A.; MUGUERZA, J.; PÉREZ, J. Fault analysis with modular neural networks. **Electrical Power & Energy Systems**, Guildford, v. 18, n. 2, p. 99-110, 1996.

SAMPAIO, R. F.; BARROSO, G. C.; LEÃO, R. P. S. Método de implementação de sistema de diagnóstico de faltas para subestações baseado em redes de petri. **Controle & Automação**, Campinas, v. 16, n. 4, p. 417-426, Outubro 2005.

SILVA, A. P. A.; INSFRAN, A. H. F.; SILVEIRA, P. M. D.; LAMBERT-TORRES, G. Neural Networks for fault location in substations. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 11, n. 1, p. 234-239, January 1996.

SOUZA, J. C. S.; MEZA, E. M.; SCHILLING, M. T.; FILHO, M. B. C. Alarm processing in electrical power systems through a neuro-fuzzy approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 19, n. 2, p. 537-544, Apr. 2004.

SOUZA, J. C. S.; RODRIGUES, M. A. P.; SCHILLING, M. T.; FILHO, M. B. C. Fault location in electrical power systems using intelligent systems techniques. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 16, n. 1, p. 59-67, January 2001.

SU, H.; ZHAO, F. A novel substation fault diagnosis approach based on RS and ANN and ES. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMMUNICATIONS, CIRCUITS AND SYSTEMS, 2006, Guilin. **Proceedings...** Guilin: IEEE, 2006. p. 2124-2127.

TALUKDAR, S. N.; CARDOZO, E.; PERRY, T. The operator's assistant--An intelligent, expandable program for power system trouble analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. PWR-1, n. 3, p. 182-187, August 1986.

TEO, C. Y. A comprehensive fault diagnostic system using artificial intelligence for sub-transmission and urban distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 12, n. 4, p. 1487-1493, Nov. 1997.

VENKATASUBRAMANIAN, V.; RENGASWAMY, R.; KAVURI, S. N. A review of process fault detection and diagnosis Part I: Quantitative model-based methods. **Computers and Chemical Engineering**, New York, v. 27, n. 3, p. 293-311, 2003a.

\_\_\_\_\_. A review of process fault detection and diagnosis part II: qualitative models and search strategies. **Computers and Chemical Engineering**, New York, v. 27, n. 3, p. 313-326, 2003b.

VIEIRA, J. C. M.; FREITAS, W.; XU, W.; MORELATO, A. Performance of frequency relays for distributed generation protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York v. 21, n. 3, p. 1120-1127, July 2006.

\_\_\_\_\_. An Investigation on the nondetection zones of synchronous distributed generation anti-islanding protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York v. 23, n. 2, p. 593-600, April 2008.

WAGNER, C. L.; FEERO, W. E.; GISH, W. B.; JONES, R. H. Relay performance in DSG islands. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York v. 4, n. 1, p. 122-131, January 1989.

WEN, F. S.; CHANG, C. S. Probabilistic approach for fault-section estimation in power systems based on a refined genetic algorithm. **IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution**, London, v. 144, n. 2, p. 160-168, March 1997a.

\_\_\_\_\_. A tabu search approach to fault section estimation in power systems. **Electric power systems research**, Lausanne, v. 40, n. 1, p. 63-73, January 1997b.

\_\_\_\_\_. A new approach to fault diagnosis in electrical distribution networks using a genetic algorithm. **Artificial Intelligence in Engineering**, Ashurst, v. 12, n. 1-2, p. 69-80, January-April 1998.

WEN, F. S.; HAN, Z. Fault section estimation in power systems using a genetic algorithm. **Electric power systems research**, Lausanne, v. 34, p. 165-172, Feb. 1995.

WOLLENBERG, B. F. Feasibility study for an energy management system intelligent alarm processor. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. PWRS-1, n. 2, p. 241-246, May 1986.

YANG, H. T.; CHANG, W. Y.; HUANG, C. L. A new neural networks approach to on-line fault section estimation using information of protective relays and circuit breakers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 9, n. 1, p. 220-230, Jan. 1994.

\_\_\_\_\_. On-line fault diagnosis of power substation using connectionist expert system. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 1, p. 323-331, February 1995a.

\_\_\_\_\_. Power system distributed on-line fault section estimation using decision tree based neural nets approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 10, n. 1, p. 540-546, January 1995b.

ZHU, Z.; SUN, Y. Application of quantum immune algorithm for fault-section estimation. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS AND INTELLIGENT TRANSPORTATION SYSTEM - PEITS, 2., 2009, Shenzhen. **Conference...** Shenzhen: IEEE, 2009. p.317-320.



## Apêndice A - Matriz de Probabilidade de Atuação para Relés

As probabilidades de atuação dos relés são definidas de tal forma que a probabilidade de atuação aumente no sentido dos alimentadores com exceção do vão de capacitores (considera-se pouca probabilidade de atuação das proteções dos bancos). Ainda sim, são consideradas maiores probabilidades para funções que realizam a proteção principal (funções instantâneas) em relação à proteção secundária (temporizada). A seguir são apresentadas as probabilidades de atuação das funções de proteção considerando os vãos das subestações.

Tabela A-1 – Matriz de probabilidade de atuação de relés – sistema teste.

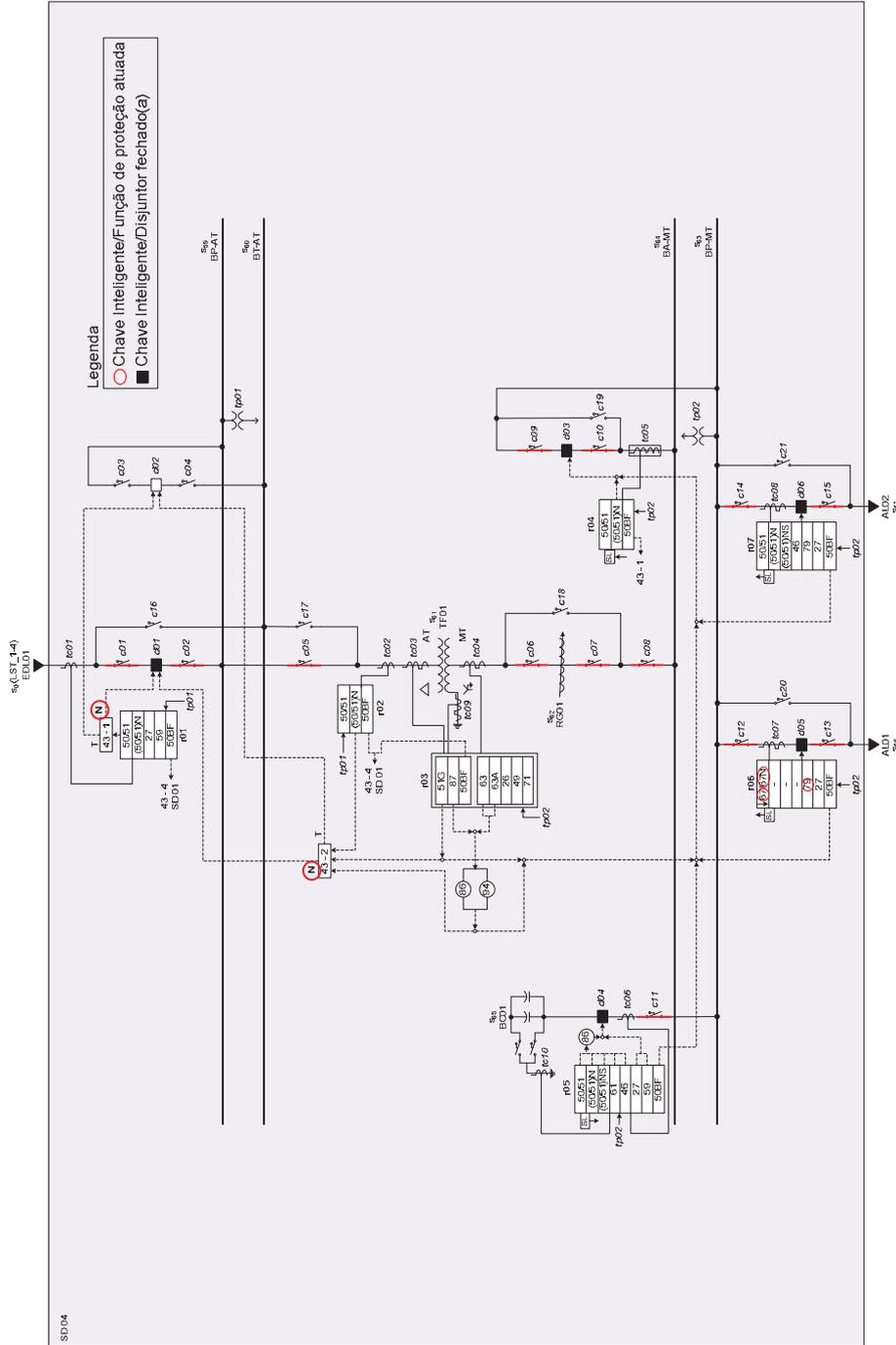
Função de proteção	Vão de instalação do TC do relé						
	EDL, SDL	AT-TF	MT-TF	TF	Transferência	BC	AL
50	0,50	0,60	0,70	0	0,80	0,30	0,80
51	0,40	0,50	0,50	0	0,60	0,20	0,60
50N	0,50	0,60	0,70	0	0,80	0,30	0,80
51N	0,40	0,50	0,50	0	0,60	0,20	0,60
67	0,30	0	0	0	0	0	0
67N	0,30	0	0	0	0	0	0
50NS	0	0	0	0	0,50	0,30	0,50
51NS	0	0	0	0	0,40	0,20	0,40
61	0	0	0	0	0	0,30	0
46	0	0	0	0	0,30	0,30	0,30
79	0,80	0	0	0	0,80	0	0,80
21P	0,30	0	0	0	0	0	0
21S	0,20	0	0	0	0	0	0
21T	0,10	0	0	0	0	0	0
21NP	0,30	0	0	0	0	0	0
21NS	0,20	0	0	0	0	0	0
21NT	0,10	0	0	0	0	0	0
27	0,50	0	0	0	0	0,80	0,80
59	0,40	0	0	0	0	0,70	0
51G	0	0	0	0,50	0	0	0
87	0	0	0	0,70	0	0	0
63	0	0	0	0,50	0	0	0
63A	0	0	0	0,50	0	0	0
80	0	0	0	0,50	0	0	0
26	0	0	0	0,50	0	0	0
49	0	0	0	0,50	0	0	0
71	0	0	0	0,50	0	0	0
50BF	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
50*	0	0	0	0	0,70	0	0
51*	0	0	0	0	0,50	0	0
50N*	0	0	0	0	0,70	0	0
51N*	0	0	0	0	0,50	0	0
50BF*	0	0	0	0	0,50	0	0
<i>pvcc</i>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
<i>pvca</i>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
<i>aud</i>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001

Fonte: Dados do próprio autor.



Apêndice B - Algumas topologias e alarmes para os casos de falta considerando o diagnóstico em nível de redes (Tabela 6.15 e Tabela 6.16).

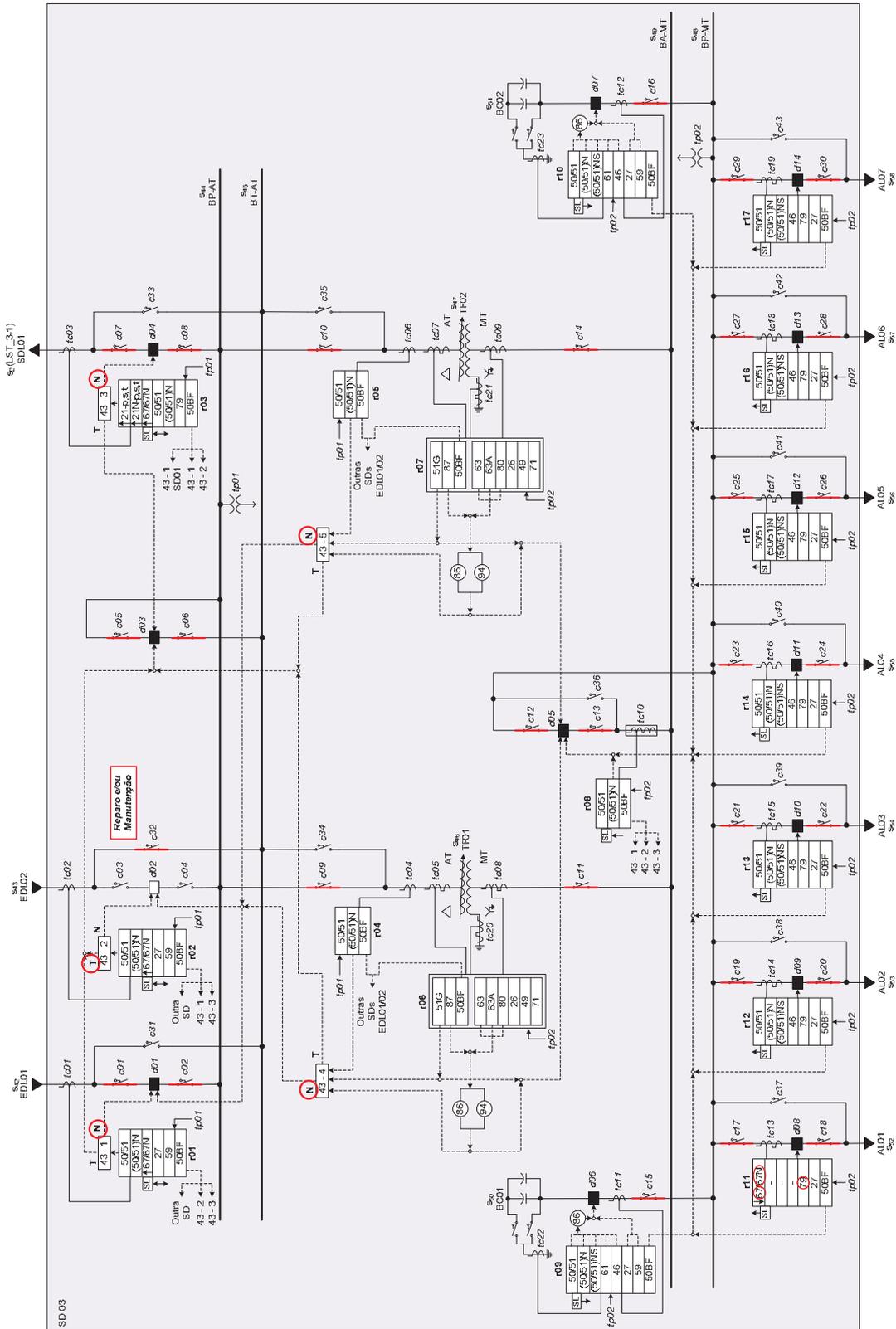
Figura B-1 – Caso de falta 2 – SD04.



Fonte: Dados do próprio autor.

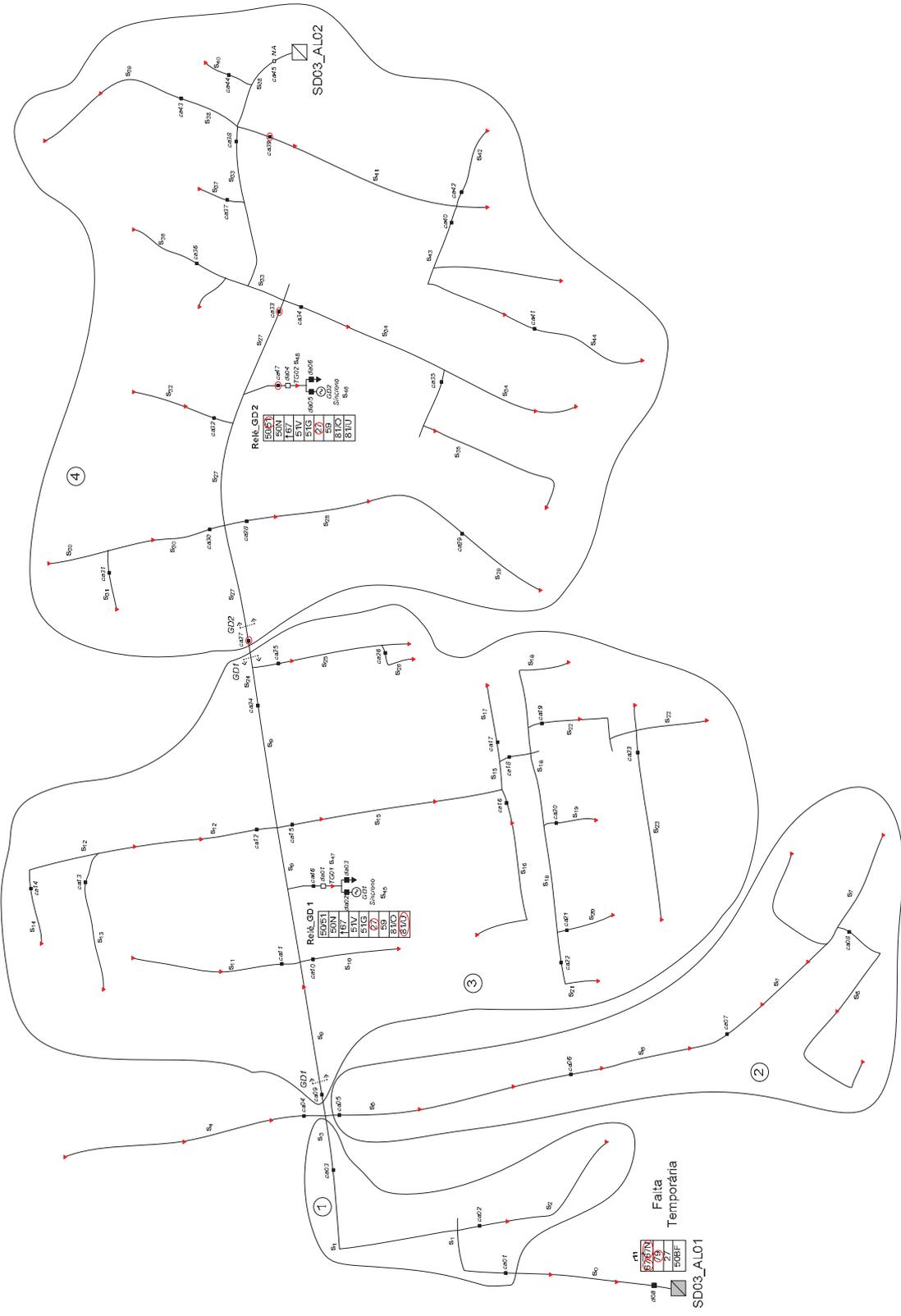


Figura B-3 – Caso de falta 3 – SD03.



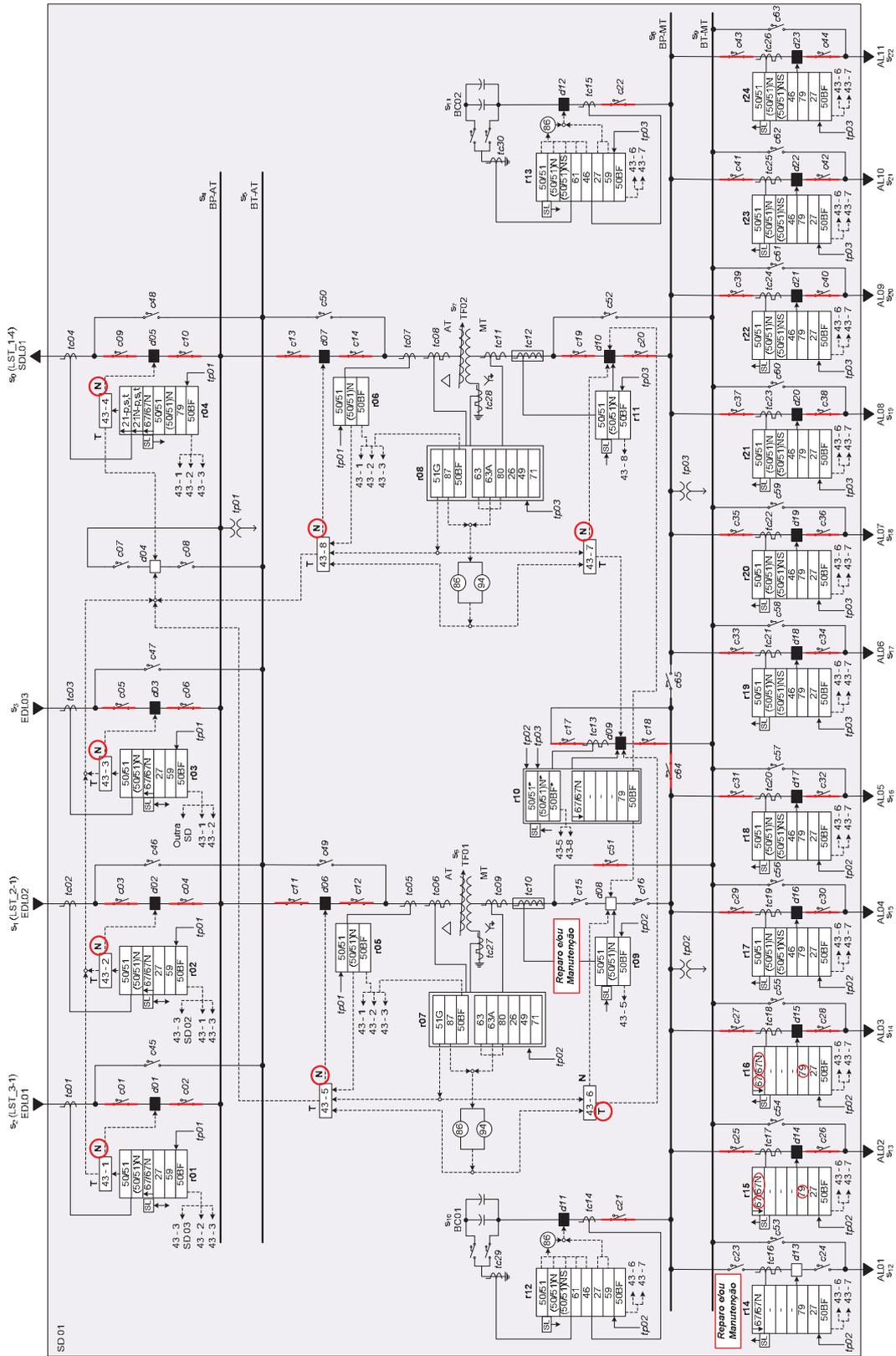
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura B-4 – Caso de falta 3 – SD03 - AL01.



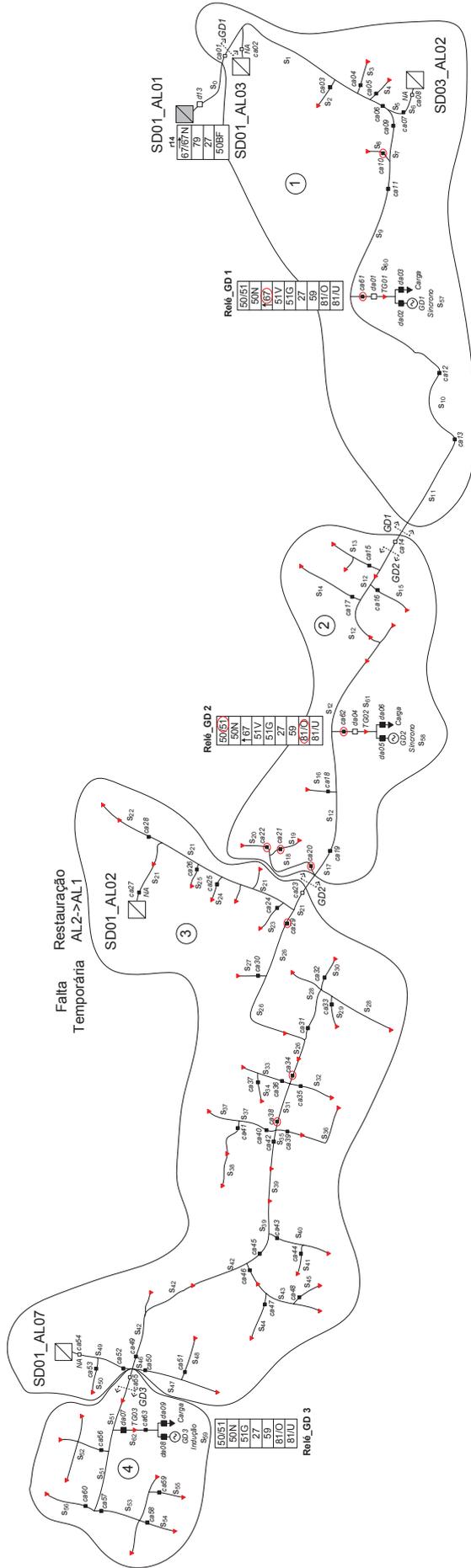
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura B-5 – Caso de falta 5 – SD01.



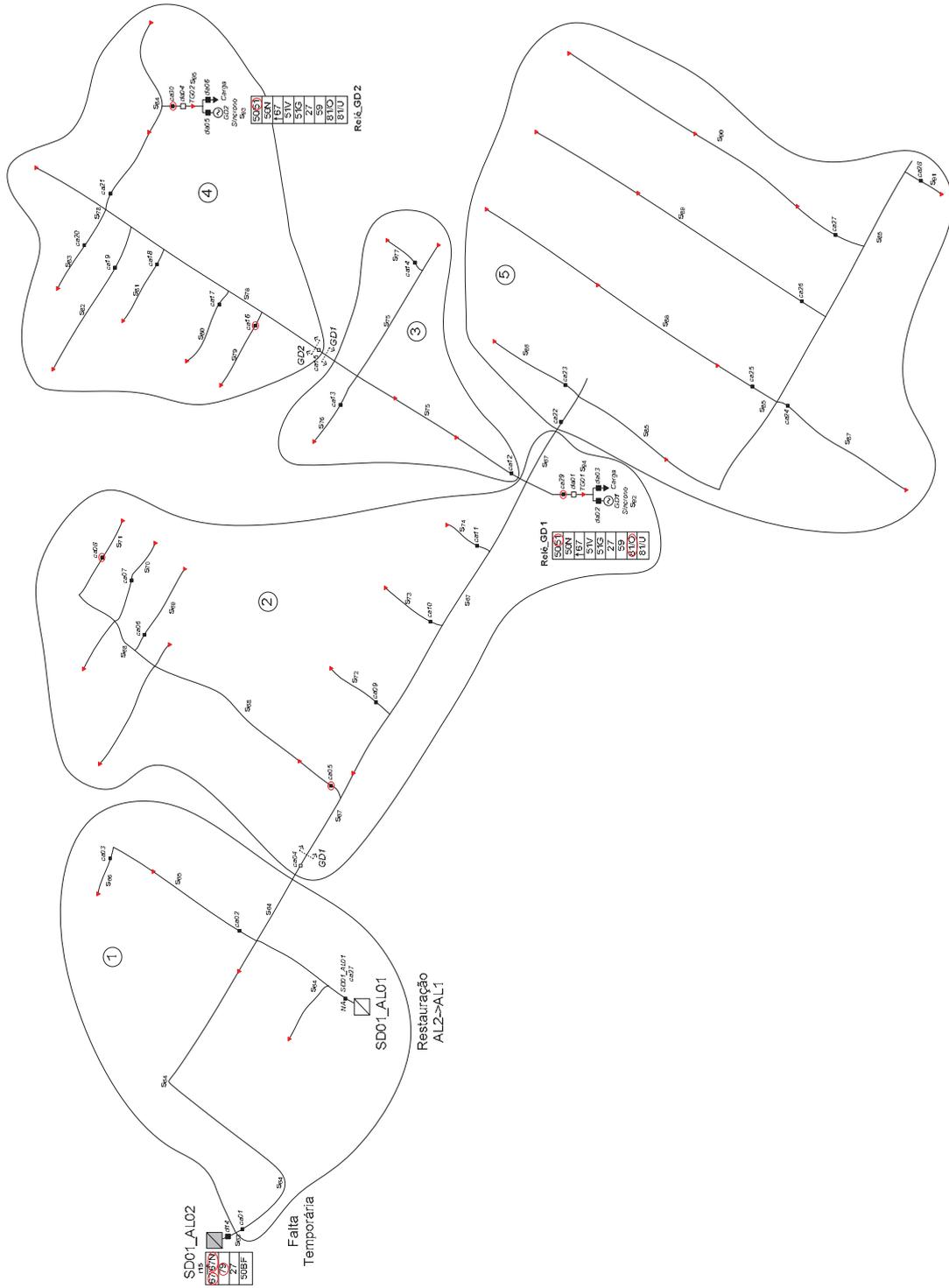
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura B-6 – Caso de falta 5 – SD01 - AL01.



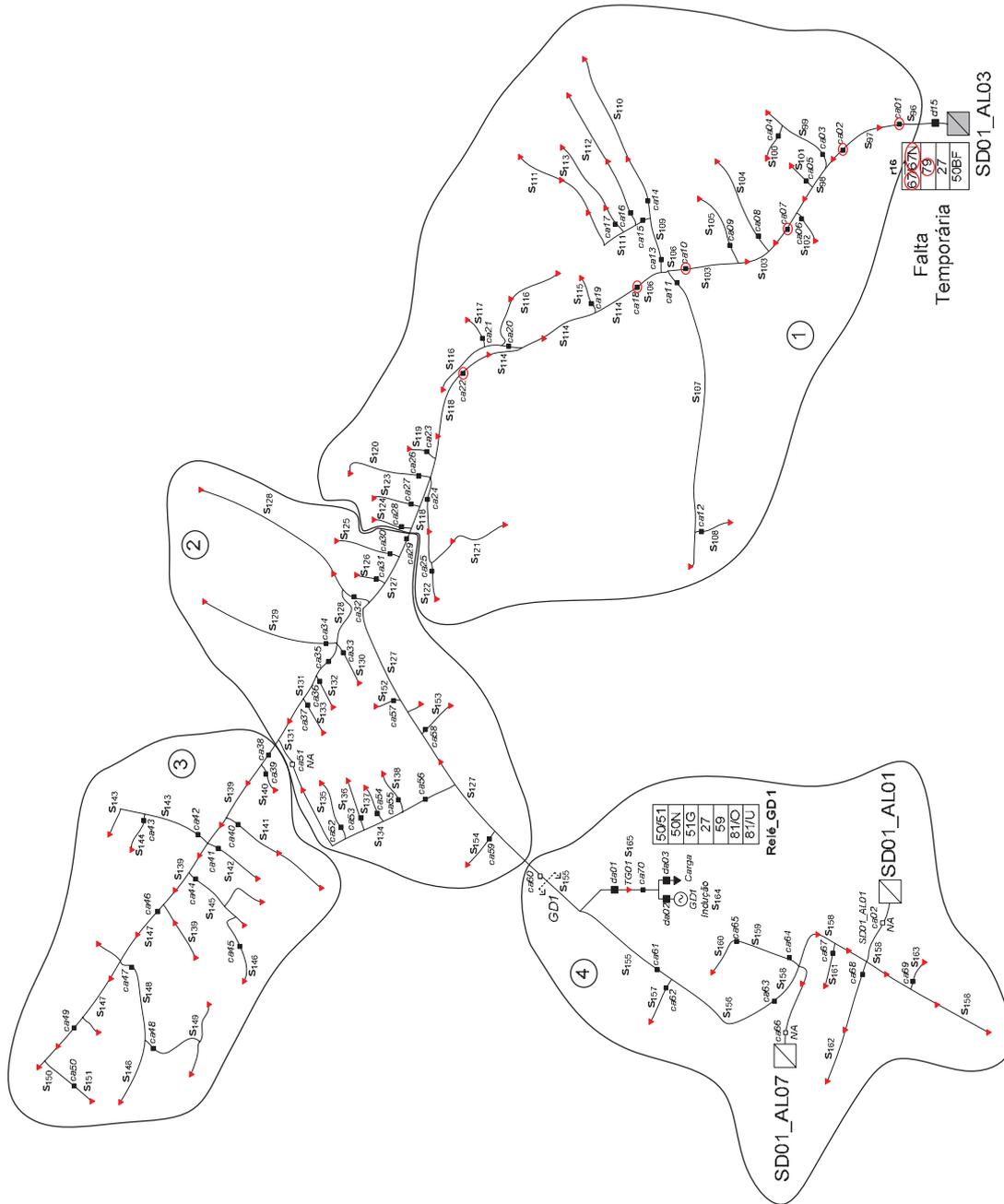
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura B-7 – Caso de falta 5 – SD01 - AL02.



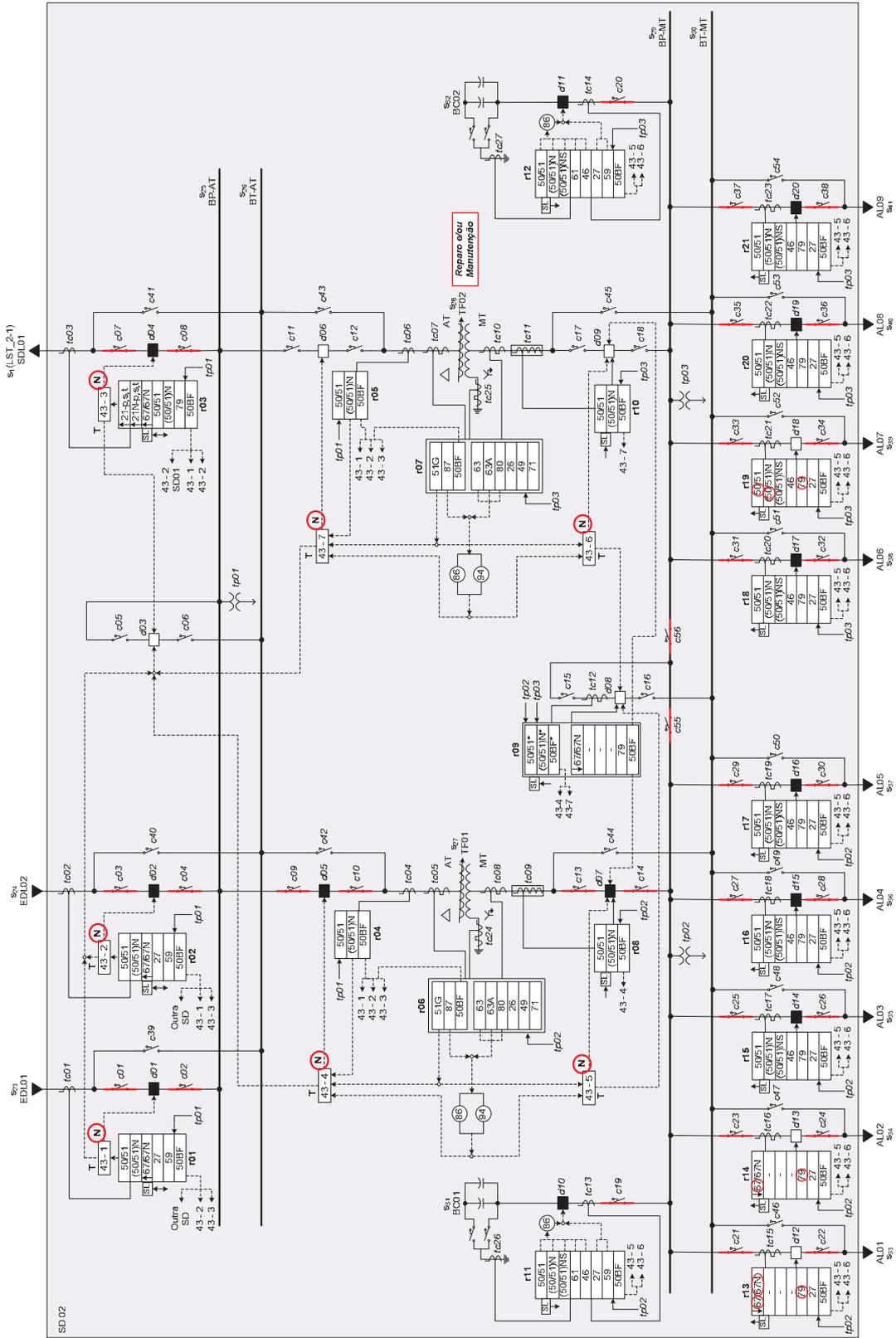
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura B-8 – Caso de falta 5 – SD01 - AL03.



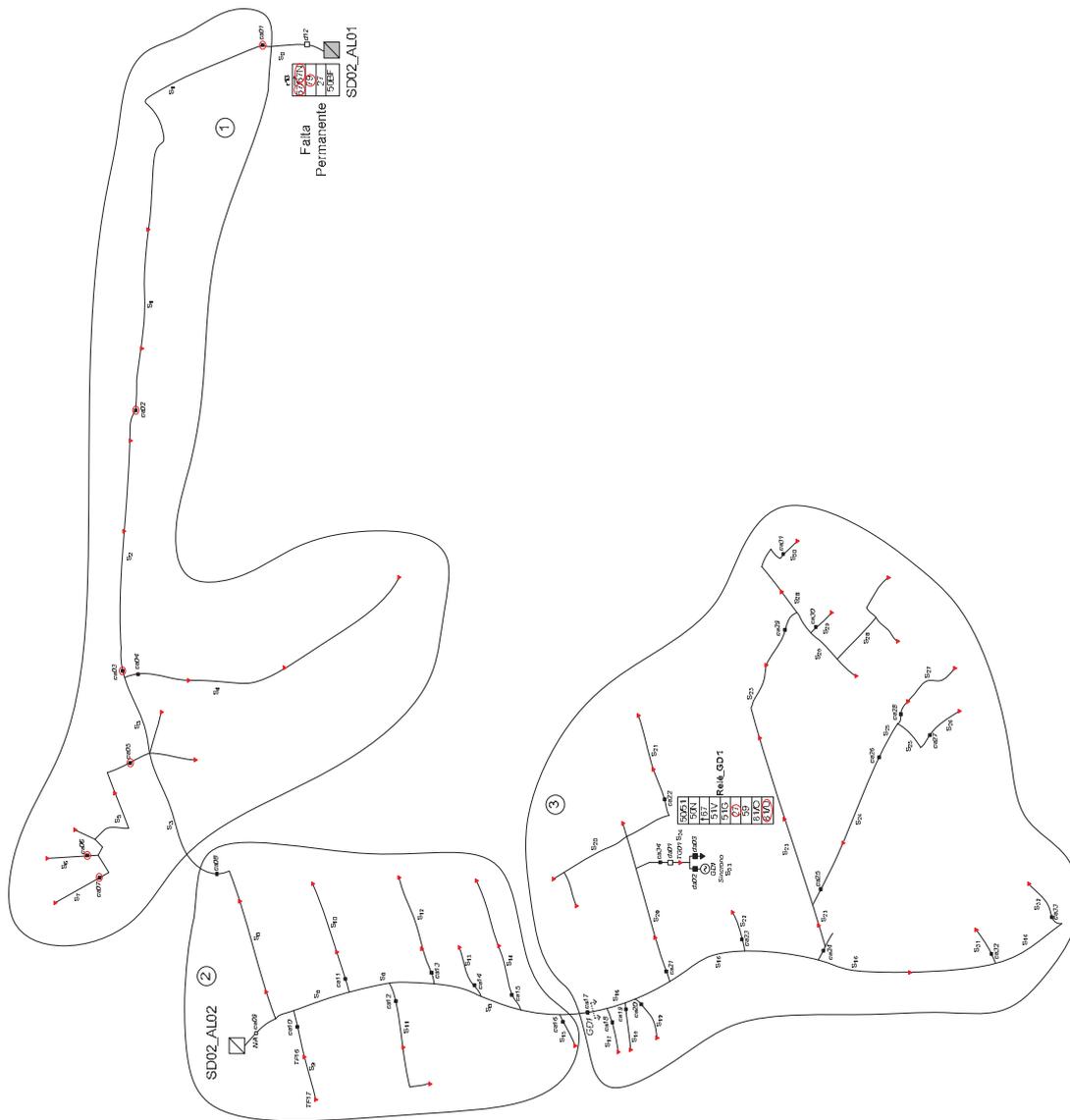
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura B-9 – Caso de falta 5 – SD02.



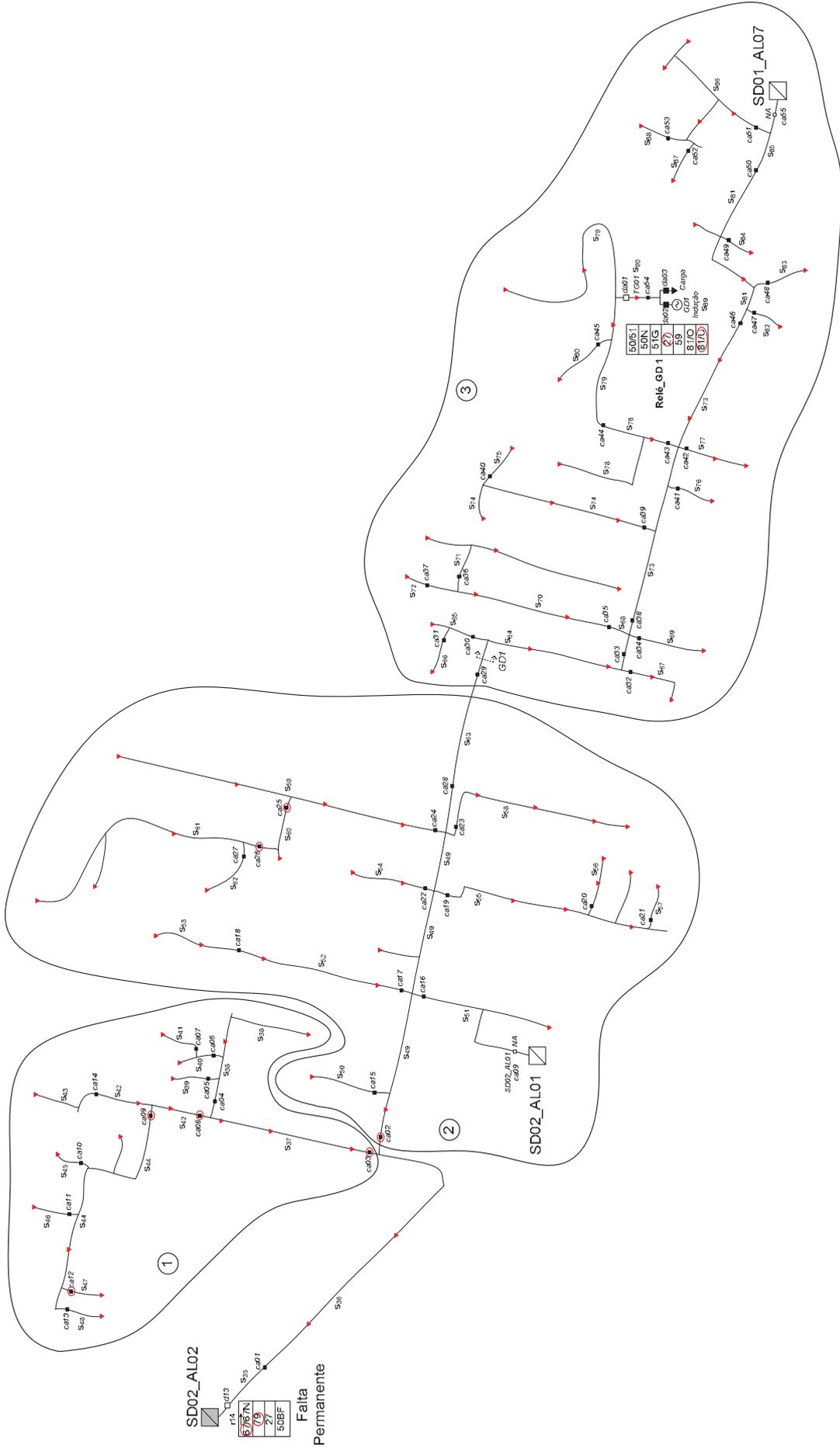
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura B-10 – Caso de falta 5 – SD02 - AL01.



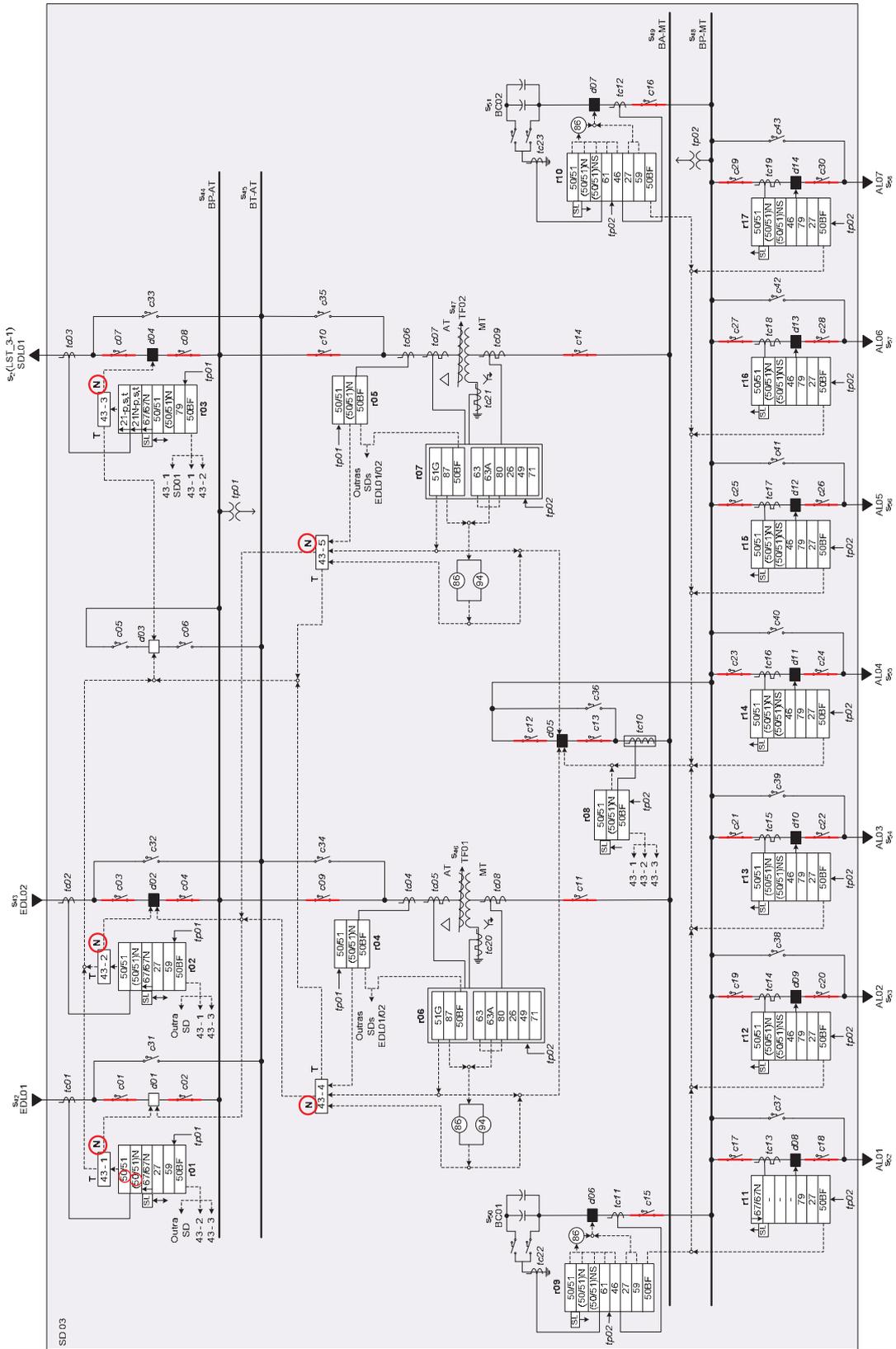
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura B-11 – Caso de falta 5 – SD02 - AL02.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura B-12 – Caso de falta 5 – SD03.



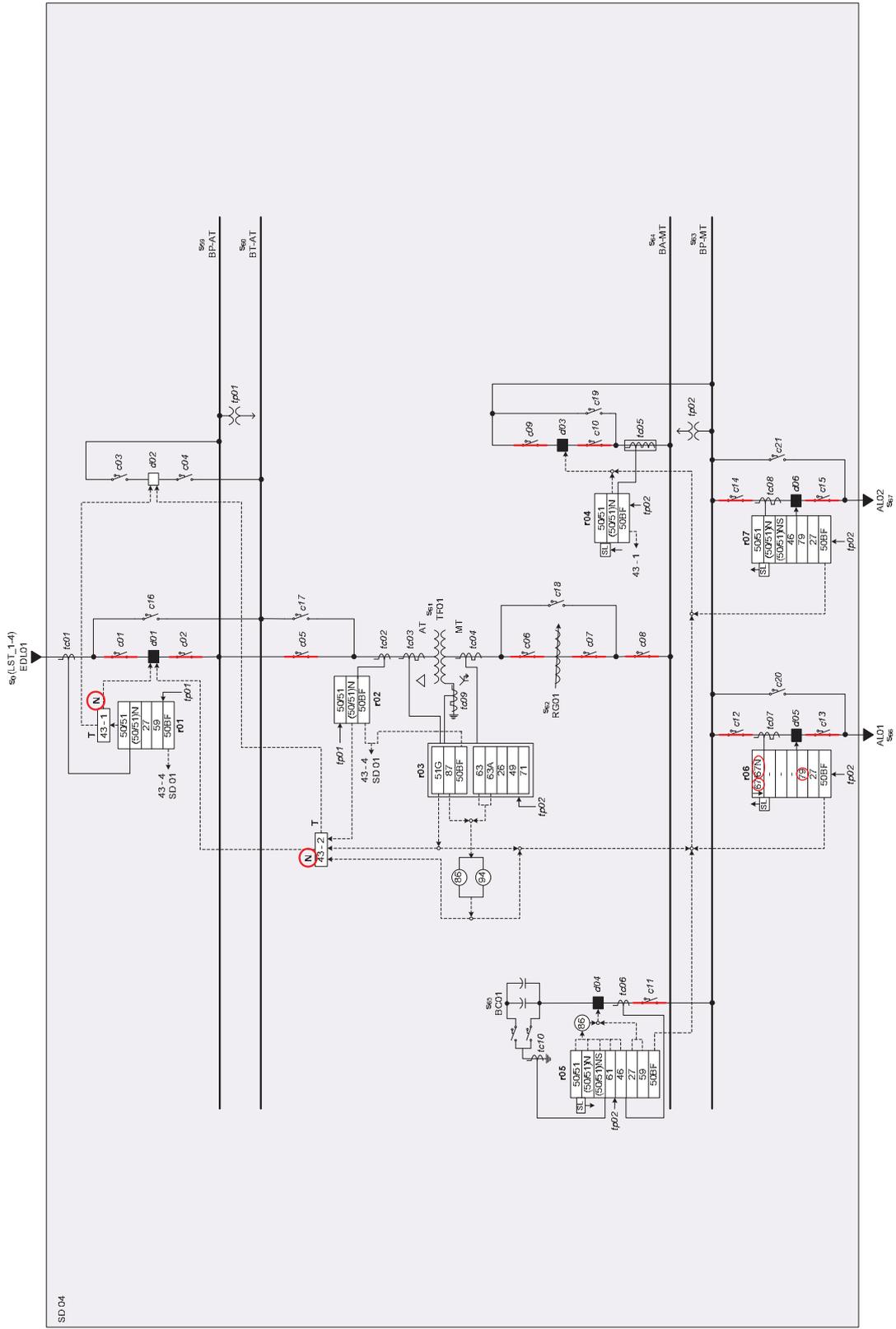
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura B-13 – Caso de falta 5 – SD03 - AL01.



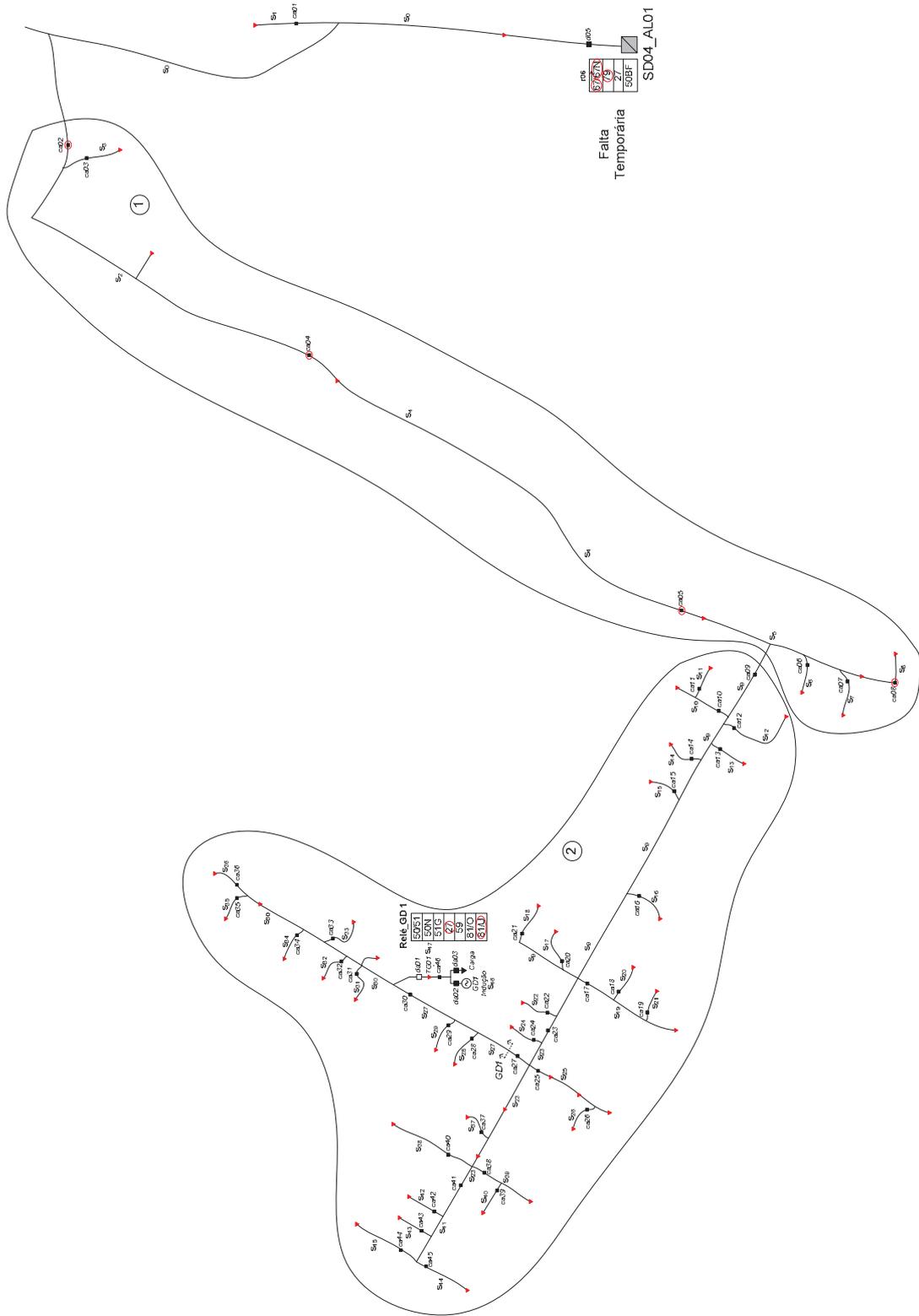
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura B-14 – Caso de falta 5 – SD04.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura B-15 – Caso de falta 5 – SD04 - AL01.



Fonte: Dados do próprio autor.