



Universidade Estadual de Campinas  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação  
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica

# Metodologia Computacional para Avaliação da Qualidade de Planos de Recomposição de Sistemas de Energia Elétrica

**Autor: Alexandre de Assis Mota**

**Orientador: Prof. Dr. André Luiz Morelato França**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP, como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. André Luiz Morelato França (Presidente)  
Prof. Dr. Akebo Yamakami  
Prof. Dr. Ariovaldo Verandio Garcia  
Prof. Dr. José Vicente Canto dos Santos  
Prof. Dr. Luis Carlos Pereira da Silva  
Dr. Nelson Martins

DSEE/FEEC/UNICAMP  
DT/FEEC/UNICAMP  
DSEE/FEEC/UNICAMP  
UNISINOS  
DSCE/FEEC/UNICAMP  
CEPEL

Campinas, 30 de Março de 2005.

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

M856m Mota, Alexandre de Assis  
Metodologia computacional para avaliação da qualidade  
de planos de recomposição de sistemas de energia elétrica /  
Alexandre de Assis Mota. --Campinas, SP: [s.n.], 2005.

Orientador: André Luiz Morelato França.  
Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas,  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica. 2. Lógica Difusa. 3.  
Métodos de caminho crítico. 4. Teoria dos grafos. I.  
França, André Luiz Morelato. II. Universidade Estadual de  
Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de  
Computação. III. Título.

Titulo em Inglês: Computational methodology to evaluate the quality of power systems  
restoration plans

Palavras-chave em Inglês: Power system restoration, Fuzzy logic, Critical path  
analysis, Graph theory

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Akebo Yamakami, Ariovaldo Verandio Garcia, José Vicente  
Canto dos Santos, Luis Carlos Pereira da Silva e Nelson Martins

Data da defesa: 30/03/2005

# Resumo

O sucesso da recomposição de sistemas interligados está diretamente associado à qualidade dos planos de recomposição. Esses planos descrevem as seqüências de ações de controle que devem ser tomadas para energizar as diferentes áreas geoeletricas do sistema após a ocorrência de blecautes totais ou parciais. Nesse contexto, o objetivo deste trabalho é propor uma metodologia para avaliação da qualidade de planos de recomposição, que permita o uso de ferramentas computacionais para avaliar a qualidade de forma automática e sob alguns critérios como (a) grau de flexibilidade quanto a imprevistos durante a execução, (b) índices de qualidade globais determinados a partir da representação do plano de recomposição através de grafos conexos e (c) facilidade de acesso, visualização, atualização e treinamento. Diferentes técnicas e métodos foram empregados para atingir esse objetivo (busca de caminho mínimo, utilização de índices nebulosos, métodos de caminho crítico - CPM/PERT), visando a determinação dos índices numéricos relacionados à qualidade do plano, tais como: duração total prevista para a recomposição, eficiência da fase fluente, evolução da carga interrompida e custos estimados para a interrupção.

**Palavras-chave:** Recomposição de Sistemas de Energia Elétrica, Planejamento da Recomposição, Avaliação da Qualidade, Lógica Nebulosa, Métodos de Caminho Crítico, Grafos CPM/PERT, Busca de Caminho Mínimo.

# Abstract

A successful restoration depends on the quality of the restoration plans, that describe the sequence of control actions that must be executed to reenergize different areas (of the power system) just after total or partial blackouts. This work proposes a methodology to automatically evaluate the quality of power system restoration plans, related to (a) the flexibility of the plan, (b) numerical quality indexes, extracted using a graph representation for the plan and (c) the easiness of use, visualization, training and access to restoration instructions. Different techniques and methods were used to achieve this goal (minimum path search, adoption of fuzzy indexes, critical path methods), focusing on the determination of numerical indexes that express the quality of the plan, such as total restoration duration, fluent phase efficiency, interrupted load evolution and estimated interruption costs.

**Keywords:** Power System Restoration, Restoration Planning, Quality Evaluation, Fuzzy Logic, Critical Path Methods, PERT/CPM Graphs, Minimum Path Search.



*Para Lia.*  
*Para Ivany, José, Gustavo, Ricardo,*  
*Elisabeth, Helena, Guilherme e Hanna.*



## Agradecimentos

Ao professor André Morelato, pela amizade e pela inestimável orientação, em todos esses anos de trabalho e nos que ainda virão.

Ao professor Alcir Monticelli (*in memoriam*), pelos ensinamentos transmitidos e pela ajuda no início desta trajetória.

Aos demais professores do DSEE, Ariovaldo Garcia, Carlos Castro, Carlos Murari e Fujio Sato, pelos valiosos ensinamentos ao longo destes anos.

Aos colegas do DSEE, pelas contribuições e comentários durante o trabalho.

Às secretárias Edna Servidone e Alaíde Ramos, pela ajuda e competência.

À minha querida esposa Lia, pelo seu carinho, compreensão, companheirismo e dedicação constantes, sem os quais esse trabalho nunca poderia ter sido concluído.

À toda a minha família, pelo apoio sempre dado, contínuo e incondicional, aos meus projetos de pesquisa.

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo – FAPESP, por todo o suporte necessário, durante o desenvolvimento deste e de outros trabalhos.



# Índice

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Capítulo 1 - Introdução .....</b>   | <b>1</b>  |
| 1.1. Desafios no Planejamento da Recomposição .....                                    | 3         |
| 1.2. Objetivos do Trabalho.....  | 5         |
| 1.3. Organização do Trabalho .....   | 6         |
| <br>   |           |
| <b>Capítulo 2 - Planejamento da Recomposição de Sistemas de Energia Elétrica .....</b> | <b>7</b>  |
| 2.1. O Estado Restaurativo de Sistemas de Potência .....                               | 7         |
| 2.2. Causas e Conseqüências do Estado Restaurativo .....                               | 9         |
| 2.3. O Estado Restaurativo e a Recomposição de Sistemas Elétricos .....                | 12        |
| 2.3.1. Preparação.....   | 13        |
| 2.3.2. Reenergização do Sistema .....  | 14        |
| 2.3.3. Reenergização da Carga.....   | 15        |
| 2.4. As Restrições do Sistema Durante a Recomposição.....                              | 15        |
| 2.4.1. Restrições na Operação de Geradores.....  | 16        |
| 2.4.2. Restrições na Operação de Linhas de Transmissão .....                           | 17        |
| 2.4.3. Restrições na Operação de Disjuntores.....                                      | 18        |
| 2.4.4. Restrições na Operação de Subestações.....                                      | 19        |
| 2.4.5. Restrições na Operação de Cargas .....  | 19        |
| 2.4.6. Restrições de Política Operacional, Supervisão e Controle.....                  | 20        |
| 2.4.7. Restrições de Análise de Rede.....  | 21        |
| 2.5. A Importância do Planejamento.....  | 24        |
| 2.6. Estratégias para Desenvolvimento dos Planos de Recomposição .....                 | 25        |
| 2.7. Modelo Conceitual para o Planejamento da Recomposição.....                        | 28        |
| 2.8. A Recomposição no Sistema Interligado Nacional.....                               | 31        |
| 2.8.1. Fase Fluente .....  | 32        |
| 2.8.2. Fase Coordenada.....  | 33        |
| <br>   |           |
| <b>Capítulo 3 - Modelagem dos Planos de Recomposição como Grafos CPM/PERT .....</b>    | <b>35</b> |
| 3.1. Introdução .....  | 35        |
| 3.2. Breve Histórico dos Métodos de Caminho Crítico.....                               | 36        |
| 3.3. Lista de Atividades de um Projeto .....   | 41        |

|  |    |
|--|----|
| 3.4. A Rede Adotada para a Representação de Projetos .....           | 43 |
| 3.5. Modelagem Adotada para os Planos de Recomposição.....           | 46 |
| 3.5.1. Análise da Estrutura Geral de Planos de Recomposição .....    | 47 |
| 3.5.2. Análise das Instruções Operativas de Recomposição do SIN..... | 49 |
| 3.6. Construção Automática dos Grafos CPM/PERT .....                 | 57 |
| 3.6.1. Modelos de Etapas e Atividades .....                          | 57 |
| 3.6.2. Metodologia de Montagem Automática dos Grafos .....           | 58 |
| 3.6.3. Exemplo de Aplicação na Recomposição Fluente.....             | 62 |
| 3.7. Considerações Finais sobre Modelagem por Grafos CPM/PERT .....  | 67 |

#### **Capítulo 4 - Avaliação da Qualidade baseada em Grafos CPM/PERT.....69**

|  |     |
|--|-----|
| 4.1. Introdução .....  | 69  |
| 4.2. Qualificação de Planos de Recomposição .....                                      | 70  |
| 4.3. Parâmetros de Duração das Atividades.....   | 73  |
| 4.4. Parâmetros de Carga Recompota em Atividades .....                                 | 78  |
| 4.5. Custo da Interrupção de Consumidores .....  | 81  |
| 4.6. Outros Recursos e Custos Relacionados às Atividades .....                         | 84  |
| 4.7. Análise de Tempos de Recomposição .....   | 85  |
| 4.7.1. Varredura Direta (“Forward Pass”).....  | 86  |
| 4.7.2. Varredura Reversa (“Backward Pass”) .....                                       | 95  |
| 4.7.3. Cálculo das Folgas (“Slacks”).....  | 100 |
| 4.7.4. Determinação do Caminho Crítico .....   | 102 |
| 4.8. Extensão da Metodologia para as Fases Fluente e Coordenada.....                   | 105 |
| 4.8.1. Determinação dos Grafos CPM/PERT para cada Instrução Operativa.....             | 106 |
| 4.8.2. Criação de Atividades de Dependência entre as Fases Fluente e Coordenada .....  | 107 |
| 4.8.3. Criação e Interconexão dos Eventos de Início e Finalização do Plano Completo .. | 108 |
| 4.9. Curvas de Evolução das Cargas na Recomposição.....                                | 110 |
| 4.10. Determinação dos Custos da Interrupção.....                                      | 115 |
| 4.10.1. Estimativa da Energia Interrompida usando o Modelo CPM/PERT .....              | 118 |
| 4.10.2. Determinação dos Custos da Interrupção usando o Modelo CPM/PERT .....          | 120 |
| 4.10.3. Variante da Metodologia Anterior usando Curvas de Carga .....                  | 124 |
| 4.11. Demanda por Outros Recursos .....  | 128 |
| 4.12. Definição dos Índices de Qualidade.....  | 131 |
| 4.13. Descrição Geral da Metodologia de Análise.....                                   | 139 |
| 4.14. Exemplo de Aplicação .....   | 142 |

#### **Capítulo 5 - Avaliação da Qualidade Através da**

|  |            |
|--|------------|
| <b>Determinação de Rotas de Reenergização.....</b> | <b>145</b> |
| 5.1. Introdução .....                              | 145        |
| 5.2. Modelo da Rede Elétrica.....                  | 146        |
| 5.3. Fundamentos da Metodologia.....               | 148        |

|  |            |
|--|------------|
| 5.4. Conceitos Básicos de Lógica Nebulosa .....  | 151        |
| 5.5. Metodologia de Avaliação de Custos de Reenergização .....   | 159        |
| 5.5.1. Preparação de Dados.....  | 160        |
| 5.5.2. Cálculo dos Índices Nebulosos .....   | 162        |
| 5.6. Busca de Caminho Mínimo .....   | 167        |
| 5.7. Avaliação da Qualidade através da Metodologia Proposta.....   | 168        |
| 5.8. Exemplos de Aplicação.....  | 170        |
| 5.8.1. Interface para Avaliação dos Custos .....   | 171        |
| 5.8.2. Determinação da Seqüência de Energização para uma Rede Inteiramente<br>Desenergizada.....               | 175        |
| 5.8.3. Determinação da Seqüência de Energização na Presença de Ramos Inefectivos ....                          | 177        |
| <br>   |            |
| <b>Capítulo 6 - Qualidade da Visualização de Planos de Recomposição .....</b>                                  | <b>181</b> |
| 6.1. Introdução .....  | 181        |
| 6.2. A Facilidade de Acesso.....   | 182        |
| 6.3. A Atualização da Representação.....   | 183        |
| 6.4. O Treinamento dos Operadores .....  | 184        |
| 6.5. A Representação Gráfica do Plano .....  | 185        |
| 6.6. Um Método Heurístico para Visualização Rápida de Grafos Conexos .....                                     | 186        |
| <br>   |            |
| <b>Capítulo 7 - Conclusões .....</b>   | <b>197</b> |
| <br>   |            |
| <b>Bibliografia .....</b>  | <b>201</b> |
| <br>   |            |
| <b>Apêndice A - Instrução Operativa de Recomposição</b><br><b>IO – RR.SE.CPV de 25/05/2004.....</b>            | <b>207</b> |
| <br>   |            |
| <b>Apêndice B- Cálculo dos Índices <math>H_{750}</math>, <math>H_{950}</math> e <math>H_{995}</math> .....</b> | <b>213</b> |
| <br>   |            |
| <b>Apêndice C - Regras Nebulosas para o Cálculos dos Custos de Reenergização .....</b>                         | <b>217</b> |
| <br>   |            |
| <b>Apêndice D - Publicações .....</b>  | <b>229</b> |



# Lista de Abreviaturas

ONS – Operador Nacional do Sistema

SIN – Sistema Interligado Nacional

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

HVDC – High Voltage Direct Current (refere-se à transmissão em corrente contínua com tensão extra-alta)

CPM – Critical Path method

PERT – Program Evaluation and Review Technique

CPM/PERT – Designação genérica para métodos de caminho crítico

CIGRÉ - International Council on Large Electric Systems

IEEE – Institute of Electrical and Electronic Engineers

SF<sub>6</sub> – Hexafluoreto de Enxofre

SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition

RBB – Restoration Building Block

IO – Instrução Operativa

AoN – Activities-on-Nodes

AoA – Activities-on-Arcs



# Lista de Figuras

|   |    |
|---|----|
| 2.1. Estados de operação de um sistema elétrico de potência.....                                | 8  |
| 3.1. Diagrama de Gantt para um processo de montagem de uma cabine de simulação.....             | 37 |
| 3.2. Um diagrama de rede para o processo de montagem de uma cabine de simulação.....            | 40 |
| 3.3. Lista de precedência para o processo de montagem de uma cabine de simulação .....          | 42 |
| 3.4. Diagramas de rede para um processo genérico.   |    |
| (a): Lista de precedência ou de atividades;   |    |
| (b): rede correspondente tipo “Activities-on-nodes” (AoN);                                      |    |
| (c): rede correspondente tipo “Activities-on-Arcs” (AoA).....                                   | 44 |
| 3.5. Encadeamento lógico de ações de recomposição.....  | 48 |
| 3.6. Interação entre ações de recomposição .....  | 49 |
| 3.5. Encadeamento lógico de ações de recomposição.....  | 47 |
| 3.7. Sistema brasileiro de transmissão interconectado<br>(previsão para 2006 - Fonte: ONS)..... | 51 |
| 3.8. Principais usinas do Sistema Brasileiro Interconectado (Fonte: ONS).....                   | 52 |
| 3.9. Grafo CPM/PERT para o plano de recomposição da área Capivara .....                         | 55 |
| 3.10. Modelo orientado a objetos de atividades (arestas)<br>do diagrama de rede (CPM/PERT)..... | 58 |
| 3.11. Modelo orientado a objetos para etapas (vértices)<br>do diagrama de rede (CPM/PERT).....  | 58 |
| 3.12. Atividades instanciadas como arestas do grafo CPM/PERT .....                              | 63 |
| 3.13. Etapas instanciadas como vértices do grafo CPM/PERT .....                                 | 63 |
| 3.14. Atividades conectadas aos nós de origem.....  | 64 |
| 3.15. Instanciamento do nó Final e conexão dos destinos possíveis.....                          | 64 |
| 3.16. Conexão das atividades sem dependência (K e P) ao nó de finalização do processo           | 65 |
| 3.17. Criação da etapa de destino adicional ao final da atividade <b>E</b> .....                | 65 |
| 3.18. Criação das atividades-fantasma (“dummies”).....  | 66 |
| 3.19. Filtragem das atividades-fantasma desnecessárias.....                                     | 66 |

|   |     |
|---|-----|
| 4.1. Processamento básico de parâmetros de projetos em métodos de caminho crítico .....   | 71  |
| 4.2. Parâmetros de gerenciamento de projetos e<br>análise de qualidade com métodos de caminho crítico .....                     | 72  |
| 4.3. Categorização dos parâmetros das atividades de recomposição .....  | 73  |
| 4.4. Interpretação física da média e desvio padrão de uma variável aleatória<br>com distribuição normal de probabilidades ..... | 76  |
| 4.5. Sistema de 3 estimativas com distribuição beta de probabilidades (fora de escala)....                                      | 78  |
| 4.6. Cálculos básicos dos métodos de caminho crítico .....  | 86  |
| 4.7. Rotulação nos vértices para o cálculo do tempo mais cedo de início de atividades ....                                      | 89  |
| 4.8. Fluxograma dos cálculos e processamento da varredura direta .....  | 91  |
| 4.9. Diagrama CPM/PERT para a recomposição fluente da área Capivara.....  | 92  |
| 4.10. Diagrama CPM/PERT parcialmente rotulado durante a varredura direta .....  | 94  |
| 4.11. Diagrama CPM/PERT completamente rotulado ao final da varredura direta.....  | 94  |
| 4.12. Fluxograma dos cálculos e processamento da varredura reversa.....   | 98  |
| 4.13. Diagrama CPM/PERT parcialmente rotulado durante a varredura reversa .....   | 100 |
| 4.14. Diagrama CPM/PERT completamente rotulado ao final da varredura reversa .....  | 100 |
| 4.15. Diagrama CPM/PERT completamente rotulado<br>ao final da etapa de cálculo das folgas .....                                 | 102 |
| 4.16. Caminho crítico (eventos e atividades)<br>para a recomposição fluente da área Capivara.....                               | 104 |
| 4.17. Determinação de múltiplos grafos CPM/PERT<br>para planos com múltiplas instruções operativas.....                         | 106 |
| 4.18. Criação de atividades de dependência entre as fases fluente e coordenada .....  | 108 |
| 4.19. Criação e interconexão dos eventos de início e finalização do plano completo .....  | 109 |
| 4.20. Curvas de evolução das cargas recompostas e interrompidas<br>para a parcela residencial .....                             | 112 |
| 4.21. Curvas de evolução das cargas recompostas e interrompidas<br>para a parcela industrial .....                              | 113 |
| 4.22. Curvas de evolução das cargas recompostas e interrompidas<br>para a parcela comercial.....                                | 113 |
| 4.23. Curva de carga industrial interrompida<br>dividida nas faixas de custo unitário médio.....                                | 126 |
| 4.24. Etapas da metodologia de qualificação de planos de recomposição.....  | 140 |
| 4.25. Fluxo de dados e informações na metodologia de<br>qualificação de planos de recomposição.....                             | 141 |
| 4.26. Relação entre critérios de avaliação e qualidade do plano.....  | 141 |
| 4.27. Resultados da varredura direta e aplicação de<br>cortes progressivos no grafo CPM/PERT .....                              | 142 |
| 4.28. Evolução do número de atividades paralelas em execução .....  | 143 |
| 4.29. Curvas de carga recomposta e interrompida para diferentes consumidores .....  | 144 |

|  |     |
|--|-----|
| 5.1. Modelo barras-ramos e funções de análise de redes<br>na operação de sistemas elétricos .....            | 147 |
| 5.2. (a) Diagrama unifilar e (b) modelo barras-ramos para a rede IEEE-30 .....                               | 147 |
| 5.3. Esquema geral para determinação de rotas de reenergização<br>utilizando busca em grafos nebulosos ..... | 151 |
| 5.4. Número nebuloso trapezoidal .....   | 152 |
| 5.5. Número nebuloso triangular .....  | 153 |
| 5.6. Variável nebulosa $\nu$ (“temperatura”) e seus qualificativos .....                                     | 154 |
| 5.7. Implicação em uma regra nebulosa do tipo “se A1 E A2 então C” .....                                     | 156 |
| 5.8. Implicação em uma regra nebulosa do tipo “se (A1 OU A2) E A3 então C” .....                             | 157 |
| 5.9. Sistema de disparo paralelo de regras nebulosas .....   | 158 |
| 5.10. Conjuntos nebulosos associados ao “nível de carga” .....   | 163 |
| 5.11. Conjuntos nebulosos associados às variáveis lingüísticas .....   | 165 |
| 5.12. Exemplo de estrutura de uma regra nebulosa .....   | 166 |
| 5.13. Avaliação de rotas de reenergização de uma instrução operativa.....                                    | 169 |
| 5.14. Determinação de rotas alternativas de reenergização .....  | 170 |
| 5.15. Interface gráfica de avaliação dos custos nebulosos .....  | 171 |
| 5.16. Resultados para condições favoráveis.....  | 174 |
| 5.17. Resultado para condições desfavoráveis.....  | 174 |
| 5.18. Diagrama de precedência de energização<br>para a rede inteiramente desenergizada .....                 | 175 |
| 5.19. Diagrama de precedência energização da barra 5 .....   | 176 |
| 5.20. Seqüenciamento de reenergização para a barra 5 .....   | 176 |
| 5.21. Seqüenciamento de reenergização para as barras 5 e 14.....   | 177 |
| 5.22. Seqüenciamento de reenergização para as barras 5 e 30.....   | 178 |
| 5.23. Seqüenciamento de reenergização para as barras 5, 14 e 30.....   | 178 |
| 6.1. Estrutura simplificada de um grafo.....   | 187 |
| 6.2. Lista de arestas de um grafo.....   | 188 |
| 6.3. Centros geométricos dos nós .....   | 189 |
| 6.4. Lista de arestas para o grafo associado ao plano de recomposição da área Capivara                       | 194 |
| 6.5. Visualização do grafo associado ao plano de recomposição da área Capivara.....                          | 195 |
| 6.6. Lista de arestas para a rede IEEE de 30 barras (modelo barras-ramos) .....                              | 195 |
| 6.7. Visualização do grafo associado à rede IEEE de 30 barras .....  | 196 |



# Lista de Tabelas

|   |     |
|---|-----|
| 2.1. Custos do Blecaute Urbano da Cidade de Nova York em 1977 .....   | 11  |
| 3.1. Instrução operativa de recomposição para reenergização fluente da área Capivara ....   | 54  |
| 3.2. Possível lista de atividades obtida para reenergização fluente da área Capivara.....   | 55  |
| 4.1. Custo unitário de interrupção médio para os grandes segmentos de consumo no Brasil (US\$/kWh) .....  | 83  |
| 4.2. Custos unitários de interrupção estimados por tipo de carga agregada no Canadá - estimativas de 1980 em dólares canadenses por quilowatt-hora interrompido (\$/kWh)..... | 83  |
| 4.3. Estimativas de durações e desvios-padrão assumidos para as atividades do plano .....   | 92  |
| 4.4. Atividades do plano de recomposição da área Capivara que apresentam retomada de carga .....  | 111 |
| 4.5. Relacionamento entre cargas recompostas e instantes de retomada .....  | 111 |
| 4.6. Dados da evolução da carga recomposta e interrompida por parcela de consumo ....   | 112 |
| 4.7. Custo da interrupção determinado pelas curvas de carga interrompida.....   | 128 |
| 4.8. Mensuração de distúrbios por severidade .....  | 132 |
| 5.1. Possíveis fontes de dados para a Base de Conhecimento .....  | 161 |
| 5.2. Índices nebulosos utilizados no sistema de regras .....  | 164 |
| B.1. Distribuição Acumulada da Função de Distribuição Normal com média nula e variância unitária .....  | 215 |



# Capítulo 1

## Introdução

Em uma condição emergencial como a recomposição de uma rede de energia elétrica após a ocorrência de um distúrbio de grandes proporções, é imprescindível restabelecer o serviço o mais rapidamente possível, para que sejam minimizados os prejuízos técnicos, econômicos e sociais decorrentes da falta de energia, principalmente em regiões altamente urbanizadas. Adicionalmente, o processo de recomposição dá pouca margem a erros, uma vez que operações inadequadas na rede podem ter resultados perigosos, como a ocorrência de sobretensões nos chaveamentos, danificando equipamentos; a perda de sincronismo dos geradores, pela tomada de carga excessiva; ou a instabilidade de tensão, reconduzindo a rede ao colapso. Essas ações devem ser conduzidas, respeitando as restrições de operação da rede, no menor tempo possível, para que os consumidores possam ter seu fornecimento de energia restabelecido rapidamente, minimizando, assim, os impactos decorrentes da interrupção nas atividades econômicas e sociais. Nesse sentido, operador do sistema desempenha um papel fundamental no processo de recomposição, uma vez que cada situação de blecaute é única e ele conta freqüentemente com poucos recursos, além da sua experiência para contornar as dificuldades envolvidas no processo.

Este problema, portanto, é de natureza altamente complexa, caracterizando uma situação de operação bastante delicada. Torna-se necessário então o desenvolvimento de

planos de recomposição para especificar, de antemão, as ações de reenergização para a rede elétrica em operação. No Brasil, para que o objetivo do processo de reenergização possa ser atingido de forma adequada, o órgão operador (**ONS**) do Sistema Interligado Nacional (**SIN**) elabora planos de recomposição, através dos seus “Procedimentos de Rede”. Esses procedimentos definem instruções operativas que descrevem uma seqüência, previamente analisada na etapa de planejamento da recomposição, de ações de controle que devem ser tomadas para reenergizar as diferentes áreas geo-elétricas do sistema. De uma maneira geral, o sucesso da recomposição está diretamente associado à qualidade desses planos.

Devido ao profundo impacto que acarretam em nossa sociedade, deve-se, evidentemente, realizar todo o possível para evitar a ocorrência de blecautes de grandes proporções, como os acontecidos no Brasil em 18/04/1984 (que interrompeu um montante de carga de 16 GW por quase 3 horas), em 11/03/1999 (que interrompeu 25 GW por aproximadamente 2 horas) e em 21/01/2002. Este último se iniciou na subestação Bauru (região sudeste) e causou o ilhamento de duas importantes usinas (Jupiá e Ilha Solteira), afetando o sistema de transmissão em 440 kV de São Paulo, que culminou na saída de linhas do sistema de 765 kV (ac) e de 600 kV (HVDC), levando o sistema ao colapso. Naquela ocasião, o montante de carga interrompida chegou a aproximadamente 25 GW e importantes regiões do país sofreram falta de energia por um período maior que 4 horas [1].

Ocorrências como essas tornam imprescindível a realização de investimentos para aumentar a segurança do sistema, além de reforçar a infraestrutura da rede elétrica. Esses investimentos têm sido (e continuam a ser) um fator determinante para minimizar a ocorrência dessas interrupções de grandes proporções. Um exemplo desse tipo de iniciativa é a implantação do novo sistema de monitoramento de interrupções, pelo ONS, no valor de 60 milhões de reais (aproximadamente 20 milhões de dólares) para criar uma escala de “pontuação” que, de acordo com a ANEEL, permita a classificação das interrupções, de uma maneira similar à escala Richter (para classificar terremotos). Essa escala tem sido chamada, informalmente no setor elétrico, de “escala Kelmann”, em homenagem ao diretor geral da ANEEL, Jerson Kelmann [2]. Existem estudos, entretanto, demonstrando que mesmo com a realização desses investimentos e com o aprimoramento das técnicas de controle e proteção da rede, não é possível eliminar, com total certeza, a ocorrência de

blecautes. Em outras palavras, o risco sistêmico associado à ocorrência de blecautes pode ser fortemente minimizado, mas não completamente eliminado, devido ao comportamento caótico das variáveis envolvidas com a geração, a transmissão e a distribuição em sistemas elétricos interligados [3].

Assim, embora as medidas de prevenção (investimentos, controle e proteção) contra blecautes sejam essenciais para prevenir a ocorrência de blecautes, elas não excluem a necessidade de se preparar procedimentos e técnicas para recompor a rede elétrica o mais eficientemente possível, quando da ocorrência dessas interrupções. Nesse contexto, a importância do planejamento da recomposição é inquestionável.

## 1.1. Desafios no Planejamento da Recomposição

Sendo uma atividade complexa, a eficiência na tomada das ações e controles, pertinentes a um plano de recomposição, ainda é comprometida pela presença de carências no processo de desenvolvimento dos planos. Essas carências estão especificamente relacionadas aos planos resultantes da etapa de planejamento, apesar do muito que se tem avançado nesses últimos anos, no Brasil e no mundo, devido à ocorrência recorrente e imprevisível de blecautes de grandes proporções. Neste trabalho, buscou-se enfrentar alguns desafios que se apresentam quando se considera o problema da análise de planos de recomposição de sistemas elétricos de potência.

O primeiro desafio consiste no desenvolvimento e na implementação de um modelo que permita representar, de forma eficiente e robusta, as ações de controle e operação que constituem as instruções de recomposição, dentro de ambientes computacionais. A disponibilidade de um modelo computacional desse tipo pode viabilizar a análise e avaliação dos planos, utilizando metodologias automáticas e recursivas; além disso, pode permitir o desenvolvimento de ferramentas de apoio durante a recomposição e a construção de representações gráficas adequadas, das ações e etapas da reenergização, para que os operadores do sistema possam acompanhar a evolução do processo e auxiliar na reconstrução de eventos já ocorridos. A descrição textual, na qual os planos de

recomposição estão fortemente baseados atualmente, é bastante inadequada para atingir esses propósitos.

Mais ainda, a avaliação da qualidade de planos de recomposição também não é abordada de maneira direta, fazendo com que a comparação entre diferentes propostas para o restabelecimento de um mesmo cenário de interrupção, feita pelos planejadores, seja baseada na sua experiência própria e em uma massa muito grande de simulações elétricas e informações operacionais, o que empresta ao critério de decisão um caráter menos analítico e mais intuitivo. Nesse sentido, é desejável o desenvolvimento de métodos que possam subsidiar a avaliação da qualidade de planos e sua classificação, de maneira automática.

Um desafio adicional consiste no desenvolvimento de técnicas automáticas, também baseadas nos resultados do planejamento da recomposição, que permitam a determinação de caminhos alternativos de reenergização das barras da rede quando o plano de recomposição se mostrar infactível na hora de ser executado. Isso pode acontecer devido à indisponibilidade de algum equipamento do sistema, danificado durante a interrupção de energia, ou pela incapacidade em se eliminar a causa do defeito, o que requer a manutenção de uma ilha desenergizada em torno do mesmo. Essas técnicas, entretanto, não podem sobrecarregar o sistema computacional disponível nos centros de operação e controle, permitindo, assim, a obtenção de resultados confiáveis em um tempo compatível com a atividade de recomposição em tempo real.

Finalmente, atenção especial deve ser dada aos procedimentos de treinamento dos operadores dos centros de controle de energia elétrica, cujo elevado estresse, característico da situação de recomposição da rede, pode conduzir à ocorrência de erros humanos que podem agravar o quadro operativo do sistema. O fato dos planos de recomposição se apresentarem como grandes volumes textuais descritivos dificulta o trabalho de consulta e implementação das ações e limites descritos nos mesmos durante a recomposição dos equipamentos do sistema.

Com base na identificação dessas deficiências do planejamento da recomposição, neste trabalho esses desafios foram tratados a partir de uma abordagem inédita: a modelagem de atividades e etapas dos planos de recomposição como elementos de grafos dirigidos, estimando, recursivamente, as características de cada plano proposto através de

métodos de caminho crítico, como o **CPM** - “*Critical Path Method*” - e o **PERT** - “*Program Evaluation Review Technique*”. Técnicas de lógica nebulosa também foram empregadas para representar as influências das diferentes restrições do problema, simultaneamente, em um único contexto matemático e computacional. A partir da utilização desses métodos, e de diferentes técnicas de análise e busca em grafos conexos, é proposto um modelo computacional único para os planos de recomposição que contempla os aspectos citados anteriormente.

## 1.2. Objetivos do Trabalho

Tendo-se em vista os desafios apresentados anteriormente, objetiva-se, com esse trabalho, a proposição de uma metodologia para avaliação da qualidade de planos de recomposição de forma automática e sob diferentes critérios, que possa ser implementada como uma ferramenta computacional. Os critérios de qualidade utilizados para avaliar e comparar esses planos são:

- (a) **Índices de qualidade globais determinados a partir da representação do plano de recomposição através de grafos conexos:** nessa abordagem os planos são modelados como grafos dirigidos, aplicando-se métodos de caminho crítico (CPM/PERT) para a determinação de índices relacionados à qualidade do plano, tais como: a duração total prevista para a recomposição, eficiência da fase fluente, a evolução da carga interrompida e o custo total estimado para a interrupção.
- (b) **Grau de flexibilidade quanto a imprevistos durante a execução:** um dos aspectos analisados consiste na determinação de rotas alternativas de reenergização para situações em que as ações sugeridas nos planos não possam ser efetivadas devido à ocorrência de contingências não previstas durante a etapa de planejamento.
- (c) **Facilidade de acesso, visualização, atualização e treinamento:** propõe-se a representação computacional das próprias instruções operativas por grafos, mostrando-se as vantagens da utilização do modelo do ponto de vista gráfico e cognitivo, permitindo a visualização rápida dos planos de recomposição, facilidade

de atualização automática das instruções e seu uso como apoio durante treinamentos.

### 1.3. Organização do Trabalho

Esta tese está organizada como segue. O capítulo 2 conceitua o estado restaurativo de uma rede elétrica e descreve com maior detalhamento as características do planejamento da recomposição de sistemas elétricos. No capítulo 3, é feito um breve histórico sobre métodos de caminho crítico e é apresentado o modelo de grafos de caminho crítico (tipo CPM/PERT) adotado para a representação dos planos de recomposição. Esse capítulo apresenta também um método computacional para a geração automática de grafos CPM/PERT. O capítulo 4 objetiva a descrição da metodologia que pode ser empregada para caracterizar planos de recomposição através de índices de qualidade numéricos, desde que as ações de controle que constituem a seqüência de reenergização estejam organizadas na estrutura de um grafo de caminho crítico. No capítulo 5 desenvolveu-se uma metodologia de determinação de rotas alternativas de reenergização, que permite a obtenção de caminhos alternativos através de uma busca de caminho mínimo, realizada a partir da aplicação de uma variação do algoritmo de Dijkstra, e da utilização de índices nebulosos (lógica fuzzy) associados ao custo de reenergização de cada linha. O capítulo 6 destaca a importância de uma representação gráfica para os planos de recomposição, o que pode contribuir, de forma positiva, nos demais aspectos também relacionados à qualidade do plano. Finalmente, o capítulo 7 apresenta as principais conclusões deste trabalho e algumas propostas para desenvolvimentos futuros nessa linha de pesquisa.

## Capítulo 2

# Planejamento da Recomposição de Sistemas de Energia Elétrica

### 2.1. O Estado Restaurativo de Sistemas de Potência

A recomposição de sistemas elétricos, conforme será demonstrado no decorrer deste capítulo, é uma atividade complexa que é desempenhada enquanto o sistema se encontra em estado restaurativo. Esse estado, caracterizado pela existência de uma ou mais “zonas escuras” na área de fornecimento de energia, felizmente não é freqüente, mas tem conseqüências extremamente danosas. Com o intuito de caracterizar melhor o problema, apresentam-se os modos de operação de sistemas de energia elétrica, classificados em três diferentes estados [4, 13, 24]:

1. **Estado Normal:** este estado ocorre quando todas as demandas são atendidas e não existe violação de limites operacionais no sistema. Este estado pode ser sub-categorizado, dependendo do quanto poderá ser afetado pela eventual ocorrência de contingências, em **seguro** (quando a ocorrência de contingências não afeta o sistema e não haverá a necessidade de ações de controle), **seguro-corretivo**

(quando a ocorrência de contingências não afeta o sistema desde que sejam tomadas as ações de controle adequadas) e **alerta** (quando a ocorrência de alguma contingência não poderá ser corrigida sem o corte de carga).

2. **Estado de Emergência:** quando as demandas são atendidas, mas alguns limites estão sendo violados. Este estado pode ser subdividido em **emergência-corretivo** (quando ações de controle adequadas podem levar o sistema a um estado de operação **alerta**) e **emergência-não-corretivo** (quando a remoção das violações não poderá ocorrer sem o corte de carga).
3. **Estado Restaurativo:** nenhum limite operacional é violado, mas já ocorreu interrupção do serviço e algumas cargas deixaram de ser atendidas. Deve ser salientado que as contingências ou violações que conduziram a esse estado podem ainda estar presentes.

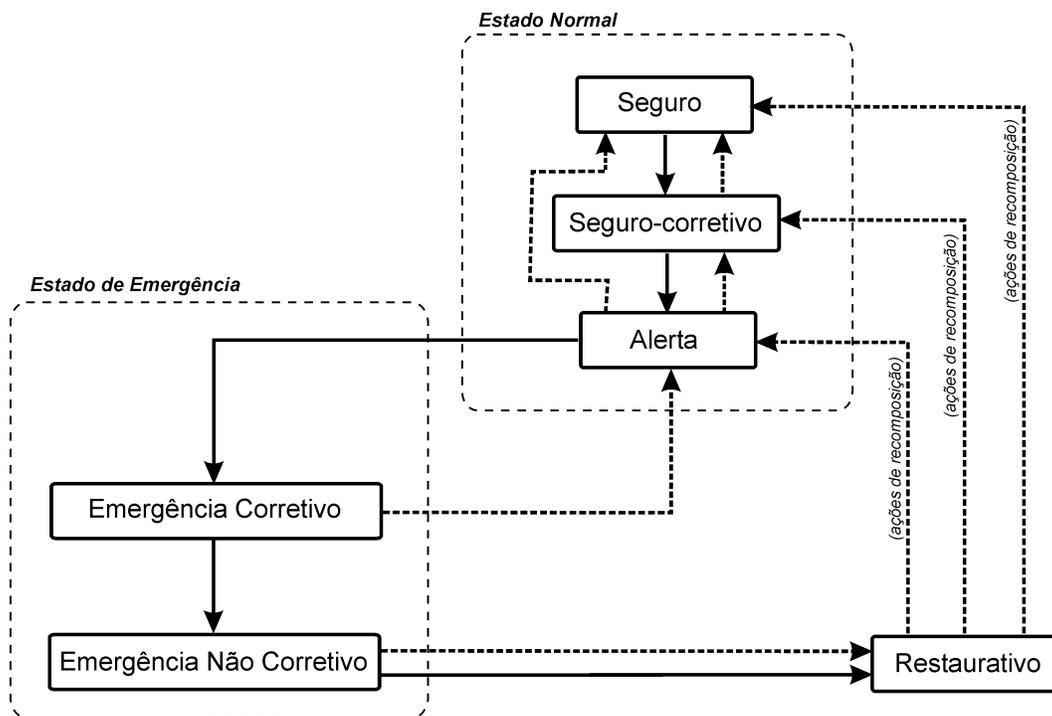


Figura 2.1: Estados de operação de um sistema elétrico de potência

A figura 2.1 apresenta os estados de operação de um sistema elétrico de potência, onde as setas em linha cheia representam as transições devidas à ocorrência de

contingências, enquanto as setas em linha tracejada representam as transições devidas a ações de controle.

**A recomposição de sistemas de energia elétrica** consiste, portanto, nas atividades relacionadas ao **estado restaurativo do sistema**, uma vez que trata do **restabelecimento de energia a áreas isoladas, após a ocorrência de uma grande perturbação que tenha resultado na interrupção do serviço de maneira parcial ou total, ou seja, em blecaute.**

## 2.2. Causas e Conseqüências do Estado Restaurativo

Um blecaute pode ser definido como *“uma condição onde uma porção majoritária ou todo um sistema elétrico é desenergizado com grande parte do sistema interconectada através de disjuntores fechados”* [4, 32]. Isto significa, em outras palavras, que em um blecaute ocorre o isolamento elétrico de uma grande ilha (que pode corresponder ao sistema inteiro). Em geral, este ilhamento ocorre em duas situações distintas: casos de instabilidade dinâmica e situações de sobrecarga em regime e/ou colapso de tensão. Diferentes contingências podem conduzir a essas situações.

Quanto à instabilidade dinâmica, o sistema de transmissão, em geral, é projetado e operado de modo a ser capaz de suportar contingências simples sem deixar de atender à demanda (critério de  $N-1$  linhas em operação). Em outras palavras, caso uma contingência simples não resulte em uma sobrecarga em regime, deseja-se que a resposta dinâmica do sistema seja estável. Assim, é esperado que na maior parte dos casos, a resposta em regime do sistema seja mais restritiva que a resposta dinâmica. Conseqüentemente, blecautes devido à instabilidade dinâmica ocorrem tipicamente devido a contingências múltiplas, como perda de várias linhas de transmissão, desligamento de unidades geradoras ou falhas do sistema de proteção em eliminar uma falta. Esta última corresponde ao caso do blecaute ocorrido em 21 de janeiro de 2002 na região Sul/Sudeste/Centro-oeste do Brasil, quando uma contingência simples (a saída da linha de transmissão Ilha Solteira – Araraquara) desencadeou, em decorrência do estado operativo naquele momento, uma grande perturbação dinâmica que levou o sistema ao colapso [1, 35].

Já no caso de sobrecargas em regime, o sistema pode ser conduzido a uma condição de operação onde a geração é insuficiente para atender toda a demanda de maneira adequada. Partes do sistema passam a apresentar queda nos níveis de tensão, conduzindo a um processo instável conhecido como “colapso de tensão“, onde a influência das perdas na transmissão, associada à diminuição da injeção de reativos de capacitores *shunt* ou de linhas longas, pode acelerar mais ainda o processo de queda de tensão. É possível, nesses casos, o uso de bancos de capacitores chaveados para tentar manter a tensão estável no sistema elétrico; entretanto, caso este artifício não funcione, será necessária a realização de cortes de carga rapidamente para tentar estabilizar o sistema, gerando, portanto, zonas em blecaute e caracterizando o estado restaurativo.

Um grupo de estudos do CIGRÉ (*Study Comitte 39, Group 05 – Operational Performance of Power Systems*), realizou um levantamento abrangendo um total de 271 casos de blecautes no mundo [32]. As principais causas de blecautes identificadas foram:

- Falha de equipamentos de proteção e controle;
- Descargas atmosféricas;
- Causas climáticas que não descargas atmosféricas (granizo, vendavais, etc.);
- Distúrbios magnéticos solares;
- Falhas em equipamentos de alta tensão e
- Erro humano (falha na operação).

Desse total de casos, cerca de 22% correspondem a falhas devido a causas climáticas, (incluindo descargas atmosféricas), 47% correspondem a falhas de equipamento e apenas 7% resultam de erros humanos. Os demais 24% estão distribuídos entre diversas outras causas, que, quando tomadas individualmente, não apresentam um valor de risco significativo, exceção feita aos distúrbios magnéticos solares, que têm sido objeto de maiores estudos nos últimos anos. Portanto, pode-se concluir dessas informações que a maior parte das contingências ocorre de maneira imprevista e aleatória (o chamado “*risco sistêmico*”), sendo necessário o desenvolvimento de metodologias, técnicas e equipamentos para tentar remediar a situação o mais rapidamente possível, evitando ou minimizando seu impacto na região de operação.

Outro aspecto importante a ser considerado sobre blecautes é o fato que estes acarretam grandes prejuízos sociais e econômicos, que abrangem todos os setores produtivos, uma vez que a energia elétrica é a fonte principal de energia empregada atualmente e possui um elevado grau de difusão em todos os ramos de trabalho e camadas sociais. Os custos sociais de um blecaute se referem, além do desconforto geral, às perdas de alimentos, dificuldade de locomoção e aumento da atividade criminosa. Em menor escala, ocorrem perdas sociais relacionadas, diretamente, à falta de energia (falha de atendimento em hospitais e postos de saúde, ocorrência de acidentes ou interrupção do fluxo do trânsito, paralisação de serviços públicos, etc.).

Existem, ainda, os custos econômicos propriamente ditos associados à interrupção de fornecimento de energia [31]. Entretanto, os custos de um blecaute são difíceis de estimar devido à multiplicidade dos fatores determinantes envolvidos, aliada à ausência de informações precisas. Esses custos incluem as perdas das companhias de energia, lucros interrompidos de atividades comerciais e industriais, perdas de suprimentos (especialmente os refrigerados ou aquecidos), custos associados ao aumento de atividade de órgãos governamentais (como a polícia, bombeiros e departamento de trânsito) e as perdas com pilhagem e distúrbios populares.

Como exemplo, a Tabela 2.1 sintetiza as estimativas dos custos associados ao blecaute ocorrido na cidade de Nova York, de 13 a 14 de julho de 1977.

Tabela 2.1: Custos do Blecaute Urbano da Cidade de Nova York em 1977 [31]

| <b>Item</b>  | <b>Custo (Milhões de Dólares)</b> |
|--|-----------------------------------|
| Danos provocados por saques e pilhagens                                  | 120.0                             |
| Custos Governamentais: Serviços de Emergência                            | 12.2                              |
| Custos Governamentais: Outros  | 4.6                               |
| Custos associados à interrupção de atividades comerciais/industriais     | 49.4                              |
| Custos com reparos de equipamentos e perdas da concessionária de energia | 20.0                              |
| Custos não-regionais/nacionais   | 73.5                              |
| Outros   | 29.8                              |
| <b>Total:</b>  | <b>309.5</b>                      |

Em geral, um blecaute provoca perdas de maneira localizada, restringindo-se à região onde ocorreu. Porém, no caso de atingir um grande centro comercial, como a cidade de Nova York, em 1977 ou em agosto de 2003, esses custos podem tomar uma amplitude maior, podendo afetar outras regiões ou um país inteiro, através, por exemplo, da perda de comunicação entre parceiros comerciais e pela paralização das bolsas de valores. Em 1977, as conseqüências restringiram-se apenas aos Estados Unidos; entretanto, nos dias de hoje, com um mercado globalizado, as repercussões da paralização de um centro comercial de grande importância estão situadas em âmbito mundial, podendo afetar diferentes mercados (e populações, conseqüentemente) em países no mundo inteiro.

Desta maneira, é de extrema importância o restabelecimento de energia de forma segura e o mais rapidamente possível, de maneira a minimizar os prejuízos econômicos e sociais decorrentes da interrupção, que podem atingir valores elevados, mesmo para blecautes de curta duração.

### 2.3. O Estado Restaurativo e a Recomposição de Sistemas Elétricos

Segundo as referências [4, 8], o restabelecimento de um sistema de energia elétrica pode ser dividido, de uma maneira generalizada, em três etapas:

1. **Planejamento:** esta etapa visa a obtenção de planos de recomposição para acelerar o restabelecimento de energia nos seus instantes iniciais. Compreende, dentre outras atividades, um grande número de análise e simulações “off-line” para estabelecer e validar os procedimentos propostos, a serem executados na etapa de recomposição.
2. **Ações de controle tomadas durante a degradação do sistema:** o principal objetivo desta etapa é conservar as fontes de energia principais. Depende, basicamente, do desempenho dos operadores dos centros de controle do sistema e da etapa anterior de planejamento. É importante, nesta etapa, assegurar também que o estado geral do sistema elétrico seja conhecido o mais precisamente possível, tanto na situação pré-perturbação, quanto nos instantes

iniciais da degradação propriamente dita; a estratégia de recomposição a ser adotada dependerá fortemente dessas informações, dada a grande quantidade de configurações diferentes de estado, pré e pós-perturbação, que podem ocorrer.

3. **Recomposição:** consiste no restabelecimento de energia no sistema elétrico após a sua degradação, quando a rede atingir um ponto eletricamente estável.

Portanto, para uma rede de energia elétrica, a saída do estado restaurativo e o retorno ao estado de operação normal, conforme a Figura 2.1, estão ligados à última etapa do processo de reenergização do sistema após as perturbações: a recomposição do sistema, propriamente dita. O problema da **recomposição** de sistemas de energia elétrica pode, então, ser também caracterizado como **o conjunto de ações de controle e procedimentos empregados para levar o sistema de um estado de operação restaurativo para um estado de operação normal**.

A etapa da recomposição da rede pode ainda, de acordo com [17], ser subdividida em três diferentes estágios: *Preparação*, *Reenergização do Sistema* e *Reenergização da Carga*. A diferença básica entre eles é que, nos dois primeiros, as ações são tomadas visando conservar a estabilidade do sistema, enquanto no último pretende-se retomar o atendimento da demanda. Esses estágios estão melhor descritos nos itens a seguir.

### 2.3.1. Preparação

Neste estágio, o fator tempo é crítico, pois muitas ações devem ser tomadas o mais rapidamente possível. Sua duração total deve compreender um período de 30 a 60 minutos. No início deste estágio, deve-se determinar o estado do sistema imediatamente após a perturbação.

Em seguida, deve ser definido o sistema-objetivo. Este sistema é caracterizado pelo estado e topologia que se deseja atingir ao final, ou em uma etapa avançada, do processo de recomposição. Ele pode ser descrito em termos das características das unidades geradoras em serviço, sua energia gerada, quantidades previstas de energia importada e/ou exportada do sistema, quantidade prevista de carga atendida e uma configuração básica da rede

recomposta. Neste meio tempo, é necessário também identificar as causas da interrupção e retirá-las do sistema, seja eliminando a causa propriamente dita ou, caso isto não seja possível em um curto intervalo de tempo, realizar o ilhamento da região da rede onde se concentra o defeito.

Posteriormente, é selecionada uma estratégia para recompor o sistema de transmissão e as unidades de geração que tenham sido desativadas. Em virtude da importância do fator tempo, é desejável que as ações de recomposição das unidades de geração e transmissão tenham sido estudadas anteriormente, na etapa de planejamento, para viabilizar uma rápida reenergização da rede. Assim, o operador do sistema não precisará perder tempo determinando estratégias de restabelecimento desses componentes do sistema, permitindo que essa etapa se desenrole rapidamente, dependendo, evidentemente, da disponibilidade dos equipamentos do sistema após a perturbação.

### 2.3.2. Reenergização do Sistema

Neste estágio, compreendendo um período de 3 a 4 horas, as redes de transmissão, que compõem o esqueleto do sistema-objetivo, são inicialmente reenergizadas após o restabelecimento das unidades geradoras.

Em seguida, as ilhas do sistema de transmissão são sincronizadas, restabelecendo uma quantidade de carga suficiente para estabilizar a tensão do sistema e as unidades geradoras. Neste intervalo, os montantes de carga maiores devem estar sendo preparados para a recomposição no próximo estágio.

Uma vez que este estágio envolve tarefas como energização de linhas de alta tensão e sincronização e interligação das ilhas do sistema de transmissão, são requeridas análises confiáveis das operações de chaveamento que serão realizadas. Essas análises podem ser obtidas, de maneira prévia, através de procedimentos estabelecidos na fase de preparação. Para tanto, é necessário determinar diversas características da rede elétrica após as operações para garantir que limites da rede não sejam violados, tais como níveis de tensões terminais, balanço de reativos, estabilidade do sistema, resposta dinâmica de frequência e tensão, análise de contingências em um nível mínimo e coordenação do balanço de carga e

geração. Conseqüentemente, o custo computacional dessas análises para a recomposição do sistema de transmissão é extremamente elevado, tornando ineficaz, em muitos centros de controle de sistemas de energia elétrica, a simulação dos chaveamentos através de ferramentas computacionais imediatamente antes da realização dos mesmos.

### 2.3.3. Reenergização da Carga

Neste estágio, a carga remanescente do sistema deve ser restabelecida o mais rapidamente possível. Já que, neste ponto, o sistema básico de geração e transmissão foi restabelecido, a prioridade do processo passa a ser, agora, o rápido atendimento da demanda da rede elétrica propriamente dita.

Conseqüentemente, o programa de restabelecimento tem como restrição apenas a capacidade das unidades geradoras em alimentar as cargas, devendo-se desconsiderar, nesta fase, o problema de despacho econômico dessas unidades. A resposta do sistema torna-se mais robusta quanto maior for o número de geradores em serviço que não atingiram seus limites. Assim, conforme o processo de recomposição das cargas evolui, pode-se restabelecer cargas em quantidades cada vez maiores.

## 2.4. As Restrições do Sistema Durante a Recomposição

Por ser uma atividade que lida com a transição abrupta entre dois estados extremos de operação de um sistema de potência, de uma condição de grandes áreas desenergizadas, com a rede desconexa, para outra de atendimento total da demanda, com o sistema malhado e em sincronismo, a resolução do problema da recomposição deve contemplar todas as restrições, técnicas e elétricas, impostas pelos diferentes equipamentos e cargas distribuídos ao longo da rede.

As restrições no processo de recomposição podem ser classificadas de diferentes maneiras. Neste trabalho, foi adotada uma classificação de ordem tecnológica e qualitativa das restrições, quando possível, com relação ao componente de operação e controle da rede

elétrica a que se referem, para facilitar o seu relacionamento com as etapas do processo de recomposição.

### 2.4.1. Restrições na Operação de Geradores

As unidades geradoras impõem diversas restrições ao problema da recomposição [4,17]. Algumas delas dizem respeito ao tempo necessário para a reativação dos geradores. As unidades hidrelétricas, para manter a estabilidade, podem ser desligadas, visando a manutenção do balanço imediato entre geração e carga, para evitar o desligamento das unidades térmicas. Entretanto, o uso deste artifício pode levar a alguns problemas na unidade geradora, tais como a aceleração mecânica resultante do desligamento, o estresse térmico causado pela mudança súbita de carga e os elevados torques resultantes dos distúrbios na operação. Além disso, deve-se levar em conta também que o tempo máximo de reativação de unidades térmicas para evitar a partida a frio é de 30 a 60 minutos (dependendo da unidade). No caso desse tempo ser excedido, o processo de reativação de uma unidade geradora térmica leva de 2 a 3 horas.

Existem também grandes dificuldades relacionadas à *cavitação*, um fenômeno decorrente da interação mecânica entre o fluxo de água e a turbina, que sofre grandes variações de pressão. Nas pás de uma turbina hidráulica, a cavitação provoca erosão. A cavitação é um problema de difícil tratamento, pois incorre diretamente na perda de material nas pás da turbina. Como a substituição da turbina é inviável financeiramente, essas perdas têm que ser repostas manualmente, pela adição física de material (como aço, por exemplo), requerendo elevados períodos de manutenção. Ela é agravada pela presença dessas variações no fluxo de água, o que tende a ocorrer durante o processo de recomposição (para satisfazer o equilíbrio entre geração e carga) e, portanto, impõe restrições significativas na operação de unidades hidrelétricas durante a reenergização da rede.

Outro problema diz respeito ao desligamento automático dos geradores pela atuação da proteção (com a oscilação da frequência). A referência [4] estabelece que a unidade é automaticamente desligada quando a frequência do sistema atinge valores maiores que

110% do valor nominal, ou menores que 95% do valor nominal (no Sistema Interligado Nacional, para a maioria das instruções operativas de recomposição, essa faixa se encontra entre valores típicos de 59 a 61 Hz, ou seja, entre 98,3% e 101,7% da frequência nominal). Esses valores devem ser observados com atenção, pois a frequência no sistema durante a recomposição, ainda fracamente malhado, tende a oscilar consideravelmente, com o progressivo religamento das cargas. Essas oscilações na frequência só podem ser suportadas por valores de tempo reduzidos, antes da atuação da proteção.

### 2.4.2. Restrições na Operação de Linhas de Transmissão

As linhas de transmissão também oferecem restrições ao problema da recomposição [10, 17, 34]. Em geral, os operadores são instruídos a recompor a maior parte possível de uma linha de transmissão, ou toda a linha, em cada passo do processo de reenergização. Entretanto, quanto maior o tamanho da linha a ser energizada, maiores as sobretensões causadas pelo chaveamento das mesmas. Esse valor deve ser observado para não comprometer o isolamento dos diferentes equipamentos do sistema, o que poderia danificá-los, e também porque é recomendável que uma quantidade suficiente de carga seja conectada ao terminal da linha para atenuar os efeitos transitórios.

Um outro aspecto do papel das linhas de transmissão durante a recomposição do sistema refere-se aos limites de transmissão de potência. Para as linhas normalmente instaladas em sistemas de transmissão, os limites térmicos de operação, geralmente, situam o valor de potência que pode ser transmitido abaixo da capacidade máxima de transmissão.

Finalmente, outra restrição está associada ao número de linhas de transmissão que são recompostas durante cada etapa de reenergização do sistema. Se as linhas de transmissão escolhidas para serem recompostas não forem energizadas em uma seqüência temporal correta, podem ocorrer problemas elétricos, como sobretensões nos terminais da linha ou o desbalanço de reativos na rede, que podem causar sérios danos aos transformadores ou criar problemas de distorção harmônica, levando ao atraso do processo de recomposição. Além disso, a operação dessas linhas requer a execução de diversas operações de chaveamento, necessitando da ativação dos disjuntores do sistema. Assim,

para evitar a geração de reativos desnecessários, mantendo um perfil de tensão na rede estável, e para minimizar as operações de chaveamento, é desejável trabalhar com o menor número possível de linhas de transmissão nas etapas iniciais da recomposição do sistema.

### 2.4.3. Restrições na Operação de Disjuntores

Os disjuntores em sistemas elétricos de potência são responsáveis pelo isolamento de defeitos do resto do sistema [4, 8]. Assim sendo, estes dispositivos desempenham um papel de grande importância durante a energização da rede, uma vez que o processo de recomposição do sistema é composto por uma seqüência de operações de chaveamento.

A primeira restrição dos disjuntores diz respeito ao número de operações seqüenciais automáticas remotas, de fechamento e abertura, que podem ser realizadas no equipamento em um curto intervalo de tempo. Caso a quantidade dessas operações exceda um valor previamente especificado, o disjuntor é conduzido, automaticamente, a um estado de travamento na posição aberta, requerendo, então, intervenção manual para seu destravamento. Após entrar neste estado, não poderão ser utilizados em processos automáticos de recomposição do sistema, sem a intervenção manual.

Além disso, disjuntores estão sujeitos, também, à ocorrência de defeitos no seu funcionamento. Esses defeitos decorrem de diversos fatores, como tempo de uso do equipamento, sua vida útil, tipo de construção, meio de extinção do arco empregado e das condições climáticas externas. Um exemplo é o caso dos disjuntores a gás ( $SF_6$ ) submetidos a temperaturas muito baixas; nesse caso, o gás pode se liquefazer, impedindo a operação correta do equipamento. A manutenção preventiva desses dispositivos é de grande relevância para o perfeito andamento do processo de recomposição de um sistema de potência, pois a falha de energização de um corredor de transmissão importante, por defeito no dispositivo de chaveamento, pode conduzir ao início de um blecaute de grandes proporções.

Uma restrição final diz respeito à máxima diferença de tensão que pode estar presente entre os terminais do disjuntor no momento do seu fechamento. Uma vez que a atividade de recomposição requer, em alguns dos seus estágios, a ligação entre diferentes

áreas já energizadas, para a interconexão do sistema em energização progressiva, especial atenção deve ser dada às técnicas de sincronização entre as áreas para que o fechamento dos paralelos não danifique os dispositivos de chaveamento, comprometendo o andamento global do processo.

#### 2.4.4. Restrições na Operação de Subestações

Durante a interrupção, as subestações não podem ficar sem uma fonte de energia, capaz de fornecer potência alternada de baixa tensão para manutenção dos equipamentos básicos da rede [4]. Pode-se citar, como exemplo, a operação de unidades remotas de medição, a necessidade de operação de estágios de ventilação forçada dos transformadores e a operação de relés, disjuntores e chaves. Esta energia, normalmente, é fornecida por bancos de baterias químicas presentes na própria subestação. Entretanto, essa energia é limitada; assim, a rede de transmissão deve ser recomposta e estabilizada, com o número de operações e atividades nos equipamentos em cada subestação respeitando, também, esses limites de suprimento de energia local.

#### 2.4.5. Restrições na Operação de Cargas

Uma vez que o objetivo principal do processo de recomposição do sistema é restabelecer a energia interrompida para as cargas da rede, estas impõem grandes restrições para a reenergização durante todas as suas etapas [4, 17, 21]. Durante as etapas iniciais, é necessário conhecer o comportamento dinâmico das cargas para uma correta modelagem dos efeitos transitórios que ocorrerão na rede. Além disto, se for feita uma tentativa de energizar uma quantidade muito grande de carga de uma só vez, ou se os modelos empregados não corresponderem ao seu comportamento real durante a reenergização, unidades geradoras ou blocos de carga já recompostos podem ser desligados, em decorrência dos esquemas de proteção do sistema por baixa frequência. No caso dos geradores, isto pode precipitar uma nova situação de desligamento total.

Na etapa de restabelecimento de energia das cargas, as demandas dos consumidores podem corresponder a valores maiores que a sua demanda normal, durante períodos relativamente longos de tempo após a reenergização. Isto também deve ser levado em consideração durante o processo de recomposição para evitar problemas de desbalanço entre geração disponível e carga. O aumento da demanda no caso dos consumidores industriais se dá pela tentativa de repor a produção interrompida ou perdida durante a falta de energia, seja aumentando ligeiramente a demanda em regime, pela entrada de novas linhas de produção, seja estendendo os seus períodos usuais de consumo. No caso dos consumidores comerciais e residenciais, o aumento é provocado, principalmente, pela perda da diversidade entre os equipamentos termostaticamente controlados, fortemente presentes nessas classes de consumidor.

Finalmente, deve-se considerar, ainda, aspectos que tornam certas demandas prioritárias sobre as demais cargas do sistema. Esses aspectos podem dizer respeito a diferentes critérios, como natureza da atividade do consumidor ou restrições institucionais. Exemplos de cargas críticas são ramos de atividade como hospitais ou energia para o controle de trânsito; regiões com elevada concentração de órgãos governamentais de grande importância; ou consumidores de atividade industrial com forte dependência de energia (como a produção eletrolítica de alumínio, que deve ser reenergizada em um intervalo máximo de 30 a 45 minutos para evitar o esfriamento das caldeiras).

#### 2.4.6. Restrições de Política Operacional, Supervisão e Controle

As restrições, neste caso, são impostas por limitações de pessoal qualificado para operação do sistema elétrico no momento da interrupção [4]. A quantidade de pessoal, em geral, depende da hora em que a interrupção ocorrer, bem como do dia da semana. Os operadores disponíveis deverão realizar as atividades de recomposição em etapas e o tempo requerido para a execução das mesmas depende fortemente do número de pessoas envolvidas no processo. Os operadores de campo também terão que se revezar na realização das atividades de operação manual de equipamentos e de isolamento e eliminação de defeitos.

Já o sistema de supervisão e controle apresenta restrições no processo de coleta dos dados, da rede elétrica sob supervisão, através de unidades terminais remotas. Algumas dessas unidades são alimentadas por fontes de energia próprias, enquanto outras são alimentadas, diretamente, a partir da rede elétrica supervisionada. Com relação a essas últimas, por um lado, os operadores do sistema podem perder total ou parcialmente as medidas durante o estado de blecaute, e, por outro, pode ocorrer um excesso de informações que chegam das remotas, pela ineficiência de funções de tratamento de alertas, devido à intensa atuação de alarmes. Assim, eles têm que operar com base em simulações ou planos pré-estabelecidos até que o fornecimento de energia para esses pontos da rede retorne e o sistema possa ser novamente supervisionado de maneira adequada [8, 10, 14]. É possível, ainda, que os canais de comunicação entre as unidades terminais remotas e o subsistema SCADA possam estar comprometidos, durante a interrupção no fornecimento de energia, em blecautes de grandes proporções.

#### 2.4.7. Restrições de Análise de Rede

Tendo-se em vista a grande quantidade de restrições e fenômenos envolvidos com as operações de chaveamento e controle durante a recomposição, um pacote mínimo de diferentes programas de análise da rede elétrica em estudo deve ser implementado, quando existe o propósito de viabilizar a resolução dos problemas envolvidos com a reenergização dos componentes e equipamentos da rede elétrica. Esse pacote é, basicamente, constituído por [5, 26]:

1. **Programa de fluxo de carga:** este programa lida com a determinação da distribuição dos fluxos de potência ativa e reativa da rede elétrica em estudo, e constitui uma rotina fundamental do pacote de programas de análise.
2. **Programas de configuração e observabilidade:** estes programas têm por objetivo determinar o modelo elétrico da rede e suas porções observáveis que serão posteriormente empregadas pelas demais funções de análise.
3. **Programa de estimação de estado:** este programa determina o estado mais provável da rede elétrica a partir das medidas das grandezas do sistema

disponibilizadas pelo sistema de supervisão. A determinação do estado é usualmente obtida através do método dos quadrados mínimos ponderados.

4. **Modelagem das redes externas:** esta função tem por objetivo a determinação de equivalentes para as redes elétricas externas ao sistema elétrico supervisionado, vistas a partir dos nós de fronteira. Tais equivalentes podem ser obtidos a partir de diversos métodos; um método bastante difundido é o equivalente Ward estendido.
5. **Programa de estabilidade transitória:** tal função deve descrever o comportamento do sistema por um período curto (normalmente de 1 a 5 segundos) após uma perturbação, tipicamente como aumento súbito da carga, perda da geração e contingências diversas.
6. **Programa de análise dinâmica de longa duração:** este programa tem por objetivo descrever o comportamento dinâmico da rede sob análise para um período da ordem de minutos, equivalente às constantes de tempo de grandes usinas de geração e da dinâmica de algumas cargas.
7. **Programa de análise transiente de tensão:** esta função tem por objetivo estimar, mesmo que de maneira aproximada, os transientes de tensão relacionados à energização de linhas de transmissão ou chaveamentos de elementos capacitivos. Esses transientes, em geral fortemente amortecidos e de curta duração, podem gerar sobretensões elevadas, afetando os dispositivos de proteção.
8. **Programa de transitório eletromagnético (EMTP):** este programa é utilizado para a análise das sobretensões causadas por ressonância harmônica em alguns dispositivos do sistema elétrico e, embora não seja amplamente utilizado na operação em tempo real e no treinamento de operadores para a recomposição, seu emprego na etapa de planejamento é vital para análises como coordenação do isolamento, surtos de chaveamento, ressonância e magnetização de transformadores.
9. **Programa de análise de curto-circuito:** este programa tem por finalidade analisar a situação da rede elétrica com relação aos dispositivos de proteção das

linhas, através da análise de componentes simétricas. Os dispositivos de proteção, no instante da recomposição, têm seus ajustes comprometidos em virtude das alterações topológicas resultantes das operações de chaveamento, podendo atuar indevidamente.

10. **Programa de redução de diferença angular no chaveamento:** no instante da interligação de dois subsistemas ou ilhas, é necessário que a diferença angular, relacionada ao estado dos subsistemas no ponto de ligação, seja mínima; caso contrário, pode ocorrer a circulação de correntes elevadas nas linhas e equipamentos, levando a rede elétrica novamente ao colapso. Este programa tem por objetivo analisar o instante ideal para a interligação dos subsistemas.
11. **Programa de energização das cargas:** este programa deve determinar o comportamento da carga durante a recomposição, que é variável, tendo em vista as condições do blecaute, que são específicas, compreendendo um pacote de previsão da carga em regime, um pacote de ajuste às condições da interrupção e um algoritmo de seqüenciamento da energização.
12. **Programa de coordenação da recomposição:** Este programa tem por objetivo coordenar as atividades do ambiente computacional dedicado à recomposição, organizando a execução das demais funções de análise segundo critérios de otimização da seqüência de ações de controle, do chaveamento e da energização do sistema, visando a minimização do tempo total da recomposição.

Essa grande quantidade de funções computacionais complexas torna evidente outra restrição imposta pelo sistema de supervisão e controle no que diz respeito à sua arquitetura computacional, com a tecnologia disponível na atualidade. Essa arquitetura deve ser robusta o suficiente para comportar, na medida do possível, as simulações e análises da rede elétrica, com relação à operação em tempo real da rede. Entretanto, dependendo do tipo de defeito que causou a interrupção do sistema sob estudo, as funções necessárias para o processo de recomposição podem se tornar muito mais exigentes, computacionalmente, que as funções de análise de rede normalmente em execução nos centros de controle, inviabilizando, assim, a obtenção de análises das ações de chaveamento e controle em

tempo hábil para auxiliar o processo de recomposição em tempo real com a capacidade computacional instalada.

## 2.5. A Importância do Planejamento

Com base no que foi exposto até o presente é possível concluir, resumidamente, que:

- O processo de recomposição de sistemas elétricos de potência se dá durante um período de carência de recursos na rede elétrica, onde um número considerável de consumidores se encontra sem energia;
- O custo total, decorrente da interrupção aos consumidores, é diretamente proporcional ao tempo em que os mesmos se encontram sem energia e pode, facilmente, atingir um valor muito elevado, em termos monetários;
- O restabelecimento das zonas escuras, em tal condição, é prioritário e deve ser conduzido o mais rapidamente possível;
- Os dispositivos e equipamentos que compõem o sistema de potência impõem uma grande quantidade de diferentes restrições complexas, não-lineares e interdependentes, para as ações de operação e controle da rede durante o processo de reenergização;
- A necessidade de análise dessas restrições, durante a recomposição, conduz à necessidade de resolução de uma série de funções computacionais na arquitetura computacional disponibilizada pelo centro de controle, cuja carga computacional pode, com facilidade, exceder o poder de processamento disponível;
- A análise das ações de controle e chaveamento pode, então, não ser factível como ferramenta de apoio durante a recomposição de sistemas de energia elétrica.

Esses fatos tornam evidente a importância do **planejamento adequado** da recomposição de uma rede elétrica para uma execução rápida e segura das ações de controle e chaveamento durante a reenergização do sistema. A disponibilidade de planos de recomposição adequados, por um lado, dispensa o uso intensivo do ambiente computacional, permitindo que sejam feitas apenas análises específicas da condição de blecaute em curso e, por outro, garante o atendimento dos limites operacionais e restrições da rede, desde que sejam atendidas as condições da operação seqüencial especificada nos planos.

O aspecto mais importante a ser salientado quanto ao planejamento da recomposição é que essa etapa não deve visar a obtenção de planos e procedimentos que sejam especificamente adequados para todas as contingências que podem ocorrer no sistema, uma vez que o universo de possibilidades envolvendo as contingências possíveis de uma rede elétrica é praticamente infinito; o seu principal objetivo deve ser a obtenção de planos gerais de recomposição, que possam servir como ponto de partida para uma situação genérica de blecaute e que possam ser adaptados com uma razoável facilidade para a condição decorrente da contingência específica que causou a falta.

Mais ainda, o planejamento da recomposição deve permitir, também, preparar os operadores, de antemão, para a condição de blecaute, que é uma situação altamente estressante, tanto do ponto de vista físico quanto psicológico. Isso é obtido através de treinamentos e simulações, que podem ser realizados em ambientes idênticos aos de supervisão, operação e controle, onde os operadores trabalham normalmente.

## 2.6. Estratégias para Desenvolvimento dos Planos de Recomposição

A estratégia a ser usada para o planejamento das ações de chaveamento e controle durante a recomposição depende do quanto o sistema se degradou antes de atingir um ponto eletricamente estável, isto é, depende da eficácia das ações de controle de emergência tomadas durante a fase de degradação do sistema. Basicamente, foram encontradas, na literatura, duas estratégias genéricas para determinar as linhas de ação durante a recomposição [4]:

- **Estratégia “build-up”**: neste caso, o sistema é subdividido em ilhas (subsistemas), onde cada uma dessas ilhas deve possuir ao menos uma fonte geradora de energia. A recomposição de cada ilha é feita separadamente e ao mesmo tempo. A maior dificuldade nesse tipo de abordagem é a coordenação de múltiplas ações de controle, levando-se em conta a disponibilidade de pessoal especializado no instante do blecaute e o grau de facilidade, associado à execução das operações de chaveamento. Esta estratégia é mais empregada em cenários onde o sistema atingiu uma degradação parcial, formando subsistemas energizados como resultado das ações emergenciais dos operadores.
- **Estratégia “build-down”**: esta estratégia consiste em recompor o sistema de transmissão esqueleto, reenergizando, na seqüência, as cargas e religando os geradores, passo a passo. A maior dificuldade, nesta etapa, é a reenergização dos sistemas de transmissão de alta tensão. Ela é normalmente empregada quando o sistema atinge um alto grau de degradação, sendo que a coordenação das ações de controle, neste caso puramente seqüenciais, é mais simples que na estratégia “build-up”.

Alguns cuidados ainda podem ser tomados [4], para tentar maximizar a probabilidade de que os planos desenvolvidos possam ser aplicados, com um baixo grau de esforço, às condições específicas de cada situação de interrupção de energia, tais como:

- **Formação de uma equipe de planejamento**: para o desenvolvimento dos planos, pode-se formar uma equipe de planejamento de maneira a combinar, em um só grupo, as experiências pessoais de diferentes áreas da operação do sistema elétrico sob estudo. Assim, pode-se incorporar, à equipe, pessoal especializado nas áreas de geração, proteção, operação do sistema, instrumentação, análise do sistema e telecomunicações, dentre outras. São desejáveis, ainda, a participação de especialistas em sistemas inteligentes e sua interação com os operadores do centro de controle.

- **Revisão das características do sistema:** as características do sistema mais relevantes para o problema da recomposição podem ser avaliadas e agrupadas em dois grupos gerais. O primeiro grupo diz respeito às características estruturais do sistema, tais como total de carga e geração, extensão territorial servida, tipo de consumidor, níveis de tensão de operação, dentre outras. O segundo grupo trata das características dinâmicas do sistema, relacionadas ao balanço de potência reativa (reserva dos geradores, disponibilidade do suporte de reativos, parâmetros da rede, etc.), balanço de potência ativa (limites de geração, características da carga, níveis de potência na retomada de carga, etc.) e características relacionadas à proteção e controle (localização das proteções, tipo, pontos de medida no sistema, localização de disjuntores com acionamento remoto/automático, etc.).
- **Formulação de suposições durante o planejamento:** em geral, os planos de recomposição são elaborados levando-se em conta os cenários de interrupção mais severos possíveis no sistema de energia em estudo. Entretanto, o número de possíveis causas de um blecaute é praticamente indeterminável, o que, forçosamente, provocará a necessidade de adaptações nos planos para cada interrupção específica. A equipe de planejamento deve ser capaz de criar um conjunto de planos de recomposição que seja facilmente adaptável pelos operadores, formulando, para tanto, suposições sobre a condição inicial do sistema, e admitindo as condições de geração e carga mais prováveis para tais situações. Essas suposições devem abordar aspectos como horário da interrupção (pico ou regime), dia da semana, ocorrência de eventos sociais e feriados, dentre outros.
- **Estabelecimento de objetivos:** a equipe, uma vez constituída, deve estabelecer um objetivo específico, para cada etapa da recomposição, em seus planos, abrangendo aspectos como: cargas prioritárias a serem reenergizadas, nível de geração inicial a ser atingido, sistema de transmissão básico a ser recomposto inicialmente, seqüência de energização de cargas e tempos máximos para a realização de cada tarefa.
- **Validação dos planos:** os planos obtidos devem ser necessariamente validados devido à complexidade dos fenômenos envolvidos na recomposição. Portanto, as soluções propostas pela equipe de planejamento devem ser simuladas

computacionalmente, para garantir que o sistema não se torne instável novamente. Os modelos da rede elétrica e do sistema de supervisão e controle, neste caso, devem ser detalhados o suficiente para prover resultados precisos. Em geral, mais de um modelo para cada componente do sistema elétrico e do sistema operacional pode ser necessário, em razão dos diferentes fenômenos contemplados pelas funções computacionais de apoio da recomposição. Além disso, esses modelos devem ser validados através da confrontação com dados reais, obtidos a partir das telemedições do sistema supervisorio.

- **Documentação:** a documentação dos trabalhos da equipe de planejamento deve ser eficiente, podendo ser dividida em três diferentes tipos: referências (documentação completa que inclui, além do plano propriamente dito, informações sobre seu desenvolvimento e testes de simulação, com o objetivo de facilitar futuras revisões dos planos), treinamento (documentação que incorpora o plano, modificado pedagogicamente, para se ajustar de maneira eficiente aos procedimentos de treinamento) e de uso durante a recomposição (documentação do plano modificado para servir como guia aos operadores durante a recomposição, apresentando características como fácil interpretação visual e acesso rápido aos objetivos).

## 2.7. Modelo Conceitual para o Planejamento da Recomposição

Com base nas estratégias de desenvolvimento dos planos, descritas anteriormente, e considerando-se os problemas envolvidos no restabelecimento de energia durante e após a ocorrência do blecaute, pode-se determinar um modelo conceitual para o processo de planejamento da recomposição de sistemas elétricos. Com base nesse modelo, é possível estabelecer um procedimento genérico para o desenvolvimento de planos de recomposição pelas concessionárias de energia elétrica e pelos agentes envolvidos com a operação do sistema de potência.

De um modo geral, o processo de recomposição pode ser encarado como uma estratégia de energização seqüencial de linhas de transmissão e carga, para retornar o sistema ao seu estado de operação normal, de uma maneira rápida e segura, após uma

perturbação de grandes proporções. Nessa estratégia, podem ser identificados elementos nucleares do processo, denominados blocos construtivos de recomposição (ou RBBs – “Restoration Building Blocks”) [17].

Um RBB pode ser definido como uma configuração mínima, dependente de uma fonte de energia autônoma, de linhas de transmissão e carga, adequada para servir como membro de um ou mais subsistemas que, em conjunto, são suficientes para recompor a rede elétrica básica (o esqueleto do sistema-objetivo). O fato de que os RBBs são configurações mínimas para efetivar o restabelecimento de energia significa que eles serão necessários durante este procedimento, constituindo sub-processos que definem os estágios iniciais da recomposição. Portanto, sua definição e estudo das suas características elétricas, durante a etapa de planejamento, constituem fatores significantes na minimização do tempo total da recomposição após um blecaute.

Cada bloco pode incluir uma fonte de energia (como uma usina hidrelétrica ou uma unidade térmica, ou mesmo uma linha de transmissão energizada conectada a um sistema externo estável), qualquer compensação ou elemento shunt necessário ao restabelecimento da fonte de energia e a carga necessária para estabilizar o bloco. Em alguns casos, um bloco pode corresponder apenas a um conjunto de linhas de tal maneira que um conjunto de blocos é capaz de reconstituir o corredor principal do sistema de transmissão.

Um cronograma de ações de chaveamento e controle, necessárias para a recomposição do bloco, deve ser associado a cada RBB, juntamente com os tempos estimados para sua efetivação, passo a passo. Devem ser estabelecidos, também, os critérios necessários para validar o RBB, especificamente, como uma opção viável no processo de recomposição.

A diferença entre um RBB e uma ilha é que uma ilha é uma porção definida do sistema que pode ser composta por um ou mais RBBs, juntamente com cargas reenergizadas além das que seriam necessárias para a operação estável dos RBBs. Além disto, os blocos básicos devem ser definidos, para uma rede elétrica em particular, de maneira única e relativamente invariante, perfazendo uma referência para os operadores. Já as ilhas só podem ser definidas em razão das características particulares de cada situação de

recomposição, onde os RBBs podem ser considerados como sendo o seu núcleo constituinte.

Com base nessa definição, a construção dos planos, durante a etapa de planejamento, pode ser sintetizada através dos seguintes passos:

1. Formação de uma equipe de planejamento heterogênea.
2. Revisão e documentação das características do sistema.
3. Formulação de suposições e cenários de recomposição mais prováveis.
4. Verificação do grau de adequação da equipe para lidar com o planejamento em função dos cenários propostos. Se a equipe é adequada, prosseguir; caso contrário, retornar para (1).
5. Formulação de objetivos.
6. Modelagem do sistema através de suas componentes elétricas e operacionais.
7. Simulação do sistema segundo os cenários propostos.
8. Validação dos modelos empregados para a simulação do sistema confrontando os resultados de (7) com dados reais obtidos do sistema supervisorado (SCADA). Se os modelos apresentam margem de erro menor que uma tolerância pré-estabelecida, prosseguir; caso contrário, retornar para (6).
9. Identificação dos RBBs.
10. Proposição dos planos e definição de estratégias para cada cenário proposto.
11. Validação da seqüência de ações de controle dos planos através de simulações. Se os objetivos definidos em (5), para cada cenário, foram atingidos, prosseguir; caso contrário, retornar para (10).
12. Realização da documentação de referência, treinamento e para uso durante a recomposição.
13. Implementação do ciclo de treinamentos de pessoal técnico.

## 2.8. A Recomposição no Sistema Interligado Nacional

Na filosofia de recomposição do Sistema Interligado Nacional (**SIN**) brasileiro, a descrição do processo passa pela definição inicial do conceito de “*áreas geo-elétricas*”. Essas áreas são compostas por configurações de rede mínimas, contendo pelo menos uma ou mais usinas de auto-restabelecimento, capazes de reenergizar, de forma rápida e segura, cargas prioritárias da rede elétrica determinadas previamente [35]. Claramente, essa definição está diretamente relacionada ao conceito teórico dos blocos construtivos da recomposição, ou RBBs, definidos previamente, estabelecendo, de antemão, um particionamento único e conhecido da rede elétrica, quando analisada do ponto de vista dos procedimentos que serão desenvolvidos durante a recomposição.

Uma vez estabelecido esse conceito, as atividades pertinentes ao processo de recomposição nacional podem ser classificadas em duas fases distintas. A primeira, denominada fase fluente, consiste na reenergização radial dos corredores de transmissão principais do sistema interligado, a partir das unidades de geração, com recomposição da carga necessária somente para tornar estável a rede assim reenergizada. A segunda fase, ou fase coordenada, é iniciada na seqüência da fase fluente e tem como objetivos a interconexão dos corredores de transmissão já reenergizados, tornando malhada a configuração topológica do sistema, e a recomposição das cargas e consumidores restantes na rede elétrica. Essas fases estão descritas, com maior profundidade, nos subitens que se seguem. É importante salientar que a recomposição fluente só existirá em casos de blecautes totais, ou seja, para situações de blecautes parciais, deve-se considerar somente a fase coordenada da recomposição. Os procedimentos para a recomposição das áreas geo-elétricas encontram-se descritos em **instruções operativas** elaboradas, previamente, durante a etapa de planejamento da recomposição, pelas equipes de estudo do Operador Nacional do Sistema (ONS) e dos agentes e homologados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), através dos seus “Procedimentos de Rede” [33].

### 2.8.1. Fase Fluente

A recomposição fluente do sistema de energia elétrica é caracterizada por uma seqüência de ações de controle que podem ser tomadas, de forma independente, pelas diferentes concessionárias de energia, sem necessidade de comunicação entre as mesmas. Nessa fase, ocorre o restabelecimento inicial das diferentes áreas geo-elétricas estabelecidas previamente.

Esse procedimento tem início através da reenergização e sincronização de um número mínimo de geradores em cada usina de auto-restabelecimento (com capacidade de “*black-start*”), ou seja, de cada usina capaz de se restabelecer e de alimentar seus serviços auxiliares, sem a intervenção de fontes externas de energia. Posteriormente, são reenergizados os corredores radiais e são retomados alguns montantes de carga progressivamente (definidos na fase de planejamento), tomando-se o cuidado de manter o balanço entre geração e demanda para cada área geo-elétrica.

Um fato importante, acerca das definições dos procedimentos da fase fluente, é a necessidade dos operadores de centros de controle, de usinas e de subestações, obedecerem a uma série de limites determinada em estudos prévios e simulações, conduzidos pelas equipes de planejamento. Esses limites dizem respeito, dentre outros, à magnitude e prioridade da carga a ser retomada em cada área geo-elétrica e aos níveis de tensão de saída das unidades geradoras. Algumas instruções gerais, estabelecidas pelo ONS, para a recomposição fluente, na ausência de restrições operativas ou de recomendações contrárias, são:

- As usinas restabelecidas devem manter o maior número possível de unidades geradoras operando durante todo o processo de recomposição. Além disso, apesar da reenergização das usinas térmicas ser considerada com menor grau de prioridade no processo de recomposição, elas devem ser equipadas com esquemas de ilhamento e de auto-restabelecimento com o intuito de suprir partes isoladas do sistema elétrico logo após a perturbação.

- Os bancos de capacitores devem ser desenergizados, evitando, assim, o aparecimento de sobretensões no sistema durante a reenergização de linhas e subestações.
- Aspectos financeiros (do ponto de vista dos custos e lucros operacionais das concessionárias de energia) não devem ser levados em consideração, em hipótese alguma, durante a decisão sobre as ações de reenergização da rede elétrica.

Uma vez que as ações são executadas de maneira independente para cada uma dessas áreas, a recomposição fluente tem como vantagens a minimização tanto do tempo de comunicação entre as concessionárias de energia quanto do trabalho de coordenação, reduzindo, conseqüentemente, a duração total do processo de recomposição nos seus estágios iniciais.

### 2.8.2. Fase Coordenada

Essa fase caracteriza-se pela coordenação centralizada das ações de controle a serem tomadas em diferentes áreas do sistema elétrico. Assim, os operadores dos centros de controle regionais, responsáveis por uma ou mais áreas geo-elétricas, devem aguardar as instruções de centros de controle de hierarquias mais elevadas para a execução de ações que conduzam a uma finalização adequada do processo de recomposição. Essa hierarquia é definida de forma que os centros de controle locais são coordenados por centros de controle regionais que, por sua vez, são coordenados pelo ONS. Nessa fase, portanto, a comunicação entre operadores de diferentes centros de controle tem um papel decisivo.

No caso de blecautes totais, a fase coordenada tem início logo após o término da fase fluente e possui como objetivo a interconexão elétrica das áreas geo-elétricas já recompostas. Além disso, os problemas e impedimentos surgidos durante a fase fluente são solucionados, em tempo real, por uma equipe especial formada por técnicos e engenheiros. Na fase de recomposição coordenada, assume-se que, ao longo da fase fluente, o sistema atingiu o estado de máximo carregamento possível sem supervisão e sem comprometer a

sua estabilidade. Assim, a partir desse momento, os limites de estabilidade (tais como o de carregamento máximo de equipamentos, de estabilização de frequência, de controle de níveis de tensão, de violações durante a retomada de carga e de estabilização de áreas geo-elétricas antes da interconexão) devem ser reavaliados, para a condição particular em que o sistema se encontra, antes que as ações propostas para a recomposição coordenada sejam executadas. A finalização da fase coordenada coincide com o término do processo de recomposição e ocorre quando todas as áreas da rede elétrica foram restabelecidas.

Algumas diretrizes estabelecidas pelo ONS para a recomposição coordenada, na ausência de restrições operativas ou de recomendações contrárias, são:

- As empresas de energia devem informar, imediatamente, os centros de controle hierarquicamente superiores sobre o término da fase fluente de suas respectivas áreas geo-elétricas e aguardar instruções dos mesmos, para a tomada adicional de carga.
- Os centros de controle regionais devem coordenar o fechamento de anéis ou de paralelos entre diferentes áreas geo-elétricas.
- Se, durante a fase fluente, ocorrer algum impedimento no processo de reenergização de uma área geo-elétrica, o processo deve ser interrompido e sua recomposição deve passar, também, a ser coordenada por um centro de controle hierarquicamente superior.

## Capítulo 3

# Modelagem dos Planos de Recomposição como Grafos CPM/PERT

### 3.1. Introdução

Tendo sido identificados os principais desafios associados ao planejamento da recomposição de sistemas de potência interligados, torna-se possível a definição de um modelo computacional para representar planos de recomposição que viabilize, na medida do possível, tratar os problemas inerentes às atividades de reenergização, segundo uma abordagem lógico-matemática bem definida. Deve ser objetivada, na escolha dessa abordagem, a sua capacidade de representar a natureza bastante diversa das inúmeras tarefas que são executadas durante o processo de recomposição, envolvendo atividades de caráter técnico (como, por exemplo, a atuação em controles e a não violação de limites dos equipamentos e linhas de transmissão), gerencial (como a coordenação de interligação de diferentes áreas geo-elétricas), logístico (como o deslocamento de viaturas e equipes em campo) e estratégico (como a representação de cargas prioritárias para reenergização). Mais ainda, dois aspectos muito importantes têm que ser levados em conta na definição de um modelo para os planos de recomposição: a possibilidade de **qualificar as diferentes linhas**

**de ação** definidas para abordar a reenergização sob um mesmo cenário de falta de energia, contemplando os diferentes aspectos do processo, e a viabilidade para modelar o **caráter impreciso** das atividades de recomposição, permitindo uma abordagem estocástica na sua especificação.

Por esses motivos, foi adotado, neste trabalho, um modelo baseado em métodos de caminho crítico (usualmente definidos como PERT/CPM ou CPM/PERT<sup>1</sup>) para representar o seqüenciamento temporal e a dependência lógica entre as atividades de recomposição. Os métodos de caminho crítico CPM (“Critical Path Method”) e PERT (“Program Evaluation Review Technique”) são métodos de planejamento e programação de processos desenvolvidos, durante a década de 1950, pela Marinha dos Estados Unidos e pela companhia DuPont, com o objetivo de otimizar os processos com múltiplas atividades encadeadas, tanto no aspecto temporal quanto de aplicação de recursos. Esses métodos definem uma base formal e uma abordagem generalizada para o gerenciamento de projetos. Na sua formulação, assume-se que a relação entre a duração e os custos de cada tarefa do processo é bem conhecida, o que permite a estimação de diversos parâmetros de gerenciamento e desempenho, como a alocação ótima de recursos e o controle de custos do projeto [36, 37, 38].

Assim, nos itens que se seguem, faz-se um breve histórico sobre métodos de caminho crítico, seguido pela representação de um processo pela sua lista de atividades e as redes topologicamente conexas que representam o fluxo de atividades para um processo genérico. Na seqüência, é apresentado o modelo adotado para a representação de planos de recomposição de sistemas elétricos e é proposta uma metodologia para derivação automática desse modelo a partir da lista de atividades de um processo de recomposição.

### 3.2. Breve Histórico dos Métodos de Caminho Crítico

Os métodos de planejamento baseados em redes são, basicamente, elaborados a partir de um grafo conexo, denominado “*diagrama de rede*”, que, essencialmente, é uma

evolução do gráfico de barras desenvolvido por Henry L. Gantt no contexto militar que se desenvolveu durante a Primeira Guerra Mundial, no tocante à administração e alocação de recursos [36, 40]. Esse gráfico, denominando “*diagrama de barras*” ou “*diagrama de Gantt*”, substituiu, na época, os métodos usados pelo Exército e pela Marinha norte-americanos, que até então faziam uso de alfinetes coloridos e bandeirinhas. O sucesso decorrente da utilização do sistema contribuiu para sua popularização, sendo, até hoje, largamente empregado em gerência de projetos, como, por exemplo, em processos de computação paralela e distribuída. Quando comparado com seus predecessores, **o diagrama de Gantt apresenta** como principais vantagens o fato de possuir **uma comunicação visual de nível elevado**, permitindo a inferência dos estágios que compõem o processo de maneira simples e rápida, e a possibilidade de avaliar a influência individual que cada etapa tem no processo como um todo. A figura 3.1 representa o diagrama de Gantt para um processo hipotético para a construção de uma cabine de simulação, composto por 9 atividades, extraído da referência [19].

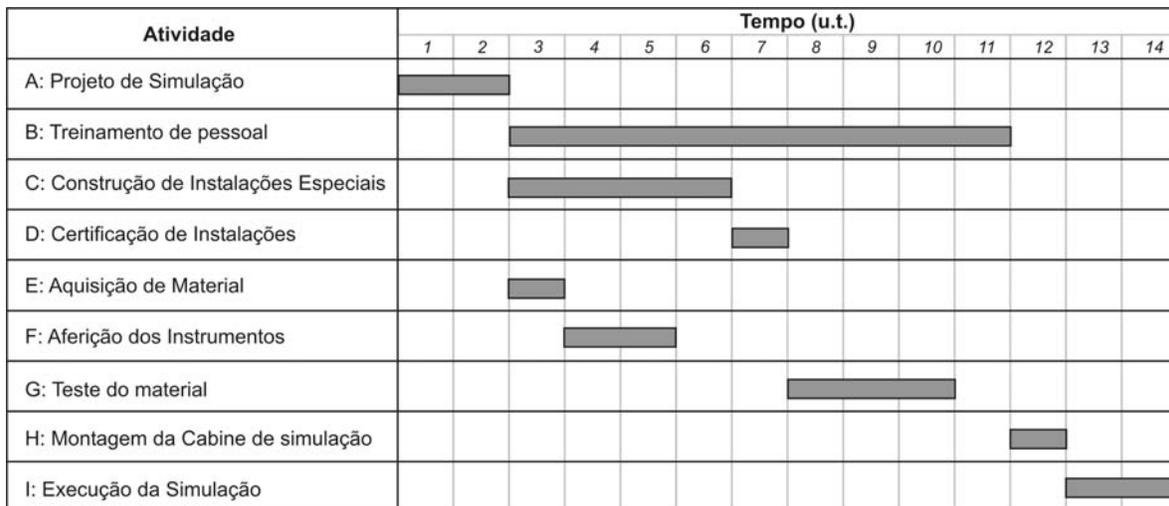


Figura 3.1. Diagrama de Gantt para um processo de montagem de uma cabine de simulação [19]

Conforme o sistema de Gantt foi sendo disseminado, identificou-se uma **grave deficiência** na sua utilização em projetos de grande porte: a dificuldade em explicitar-se,

<sup>1</sup> Nesse caso, são referenciados pelo termo genérico “CPM/PERT” os diferentes métodos baseados na representação de um processo por redes conexas.

claramente, as **relações de interdependência** entre as diferentes atividades que compõem o projeto. Assim, se por um lado é relativamente simples verificar o grau de influência que cada atividade componente tem no processo, por outro **é bastante difícil verificar o impacto** que as características próprias de uma determinada atividade têm nas demais e, conseqüentemente, nos prazos e recursos estimados para o projeto.

Essa dificuldade inerente ao gráfico de Gantt motivou o aparecimento de grupos de pesquisa e o incentivo a desenvolvimentos na área de gerenciamento de processos para viabilizar a explicitação dessas relações de dependência tecnológica. Assim, em 1956, Flagle escreveu um trabalho sobre tolerâncias probabilísticas em planejamento e previsão, publicado, posteriormente, em “The Journal of Industrial Engineering” em 1961 [41], que pode ser considerado como o precursor dos métodos de caminho crítico. Finalmente, em 1957-1958, os diagramas de rede para gerência de projetos foram formalizados em trabalhos conduzidos por equipes de pesquisa independentes, que deram origem a dois métodos distintos: **o CPM (“Critical Path Method”)** e **o PERT (“Program Evaluation Review Technique”)**.

O CPM se desenvolveu a partir de um esforço conjunto, realizado em 1957, pela companhia DuPont e a Remington Rand Univac. O objetivo inicial da equipe de pesquisa, nesse caso, era desenvolver métodos para determinar a melhor maneira de reduzir os tempos gastos em atividades de manutenção preventiva, manutenção corretiva e produção. Para tanto, foi adotada uma abordagem baseada nas **relações entre custos e tempo**, assumindo que as características de proporcionalidade entre os custos diretos e indiretos de uma determinada atividade e a sua duração podem ser bem conhecidas. Após o trabalho de pesquisa, entretanto, obteve-se uma metodologia que visava, principalmente, **identificar a duração ótima para um projeto, de forma a minimizar a totalidade dos custos**, tanto os diretos (como, por exemplo, jornadas de trabalho e matéria-prima), quanto os indiretos (como custos associados a atividades de supervisão, gerência e eventuais interrupções na produção, devido a imprevistos).

Já o PERT surgiu como uma maneira de os órgãos militares norte-americanos lidarem com o desafio de produzir e equipar submarinos nucleares com mísseis balísticos em 1958, no âmbito do denominado **Projeto Polaris**. Na época, foram divulgados diversos

estudos na mídia que alertavam para as **grandes discrepâncias** que ocorriam entre as previsões de projetos contratados pelo governo e os recursos empregados, de fato, na execução desses projetos. Esses estudos [36] indicavam que os custos médios reais para projetos de desenvolvimento militar eram cerca de duas a três vezes maiores que aqueles previstos no momento da contratação, enquanto as durações totais reais eram de 40% a 50% maiores que a estimativa inicial. Estudos similares conduzidos para projetos comerciais particulares também indicavam deficiências entre as estimativas de custo e duração inicialmente planejadas e seus valores reais, totalizados após a conclusão do projeto, que eram em média 70% maiores, para o caso dos custos, e 40% maiores, para o caso do tempo total requerido.

Assim, a aprovação do projeto Polaris pelo congresso norte-americano se deu em um clima de desconfiança geral, dado o impacto causado na sociedade civil pela divulgação desses estudos. O projeto, envolvendo cerca de 9000 empreiteiros, foi contratado para ser concluído em um **prazo total de cinco anos**, sendo acompanhado de perto pelos meios de comunicação vigentes na época [40]. Sob a supervisão do comandante americano W.F. Raborn, uma equipe de pesquisadores foi, então, reunida para desenvolver **uma forma mais eficiente de planejamento e controle** para o projeto. Esses pesquisadores, provenientes da Lockheed Aircraft Corporation, do escritório de projetos especiais da Marinha norte-americana e da firma de consultoria de Booz, Allen e Hamilton, foram reunidos sob o projeto PERT, uma sigla para “*Program Evaluation and Review Task*”. Entretanto, na entrega do primeiro relatório interno de andamento da pesquisa, o significado da sigla já tinha sido alterado para “*Program Evaluation and Review Technique*”, nome pelo qual a metodologia ficou conhecida.

Para os patrocinadores do projeto, o fator tempo era o mais crítico e, conseqüentemente, a equipe de pesquisa concentrou seus esforços principalmente nesse ponto. Como resultado, a metodologia desenvolvida para **o PERT incorporou características de incerteza nas estimativas de duração** do projeto, permitindo obter horizontes para sua conclusão temporal em diferentes faixas de confiabilidade. A partir do emprego das técnicas desenvolvidas, o projeto Polaris foi executado **dentro do orçamento**

e em um prazo de três anos (bem menor que o prazo contratado), o que contribuiu para divulgar os métodos propostos pelos pesquisadores.

Apesar do alto grau de similaridade entre as metodologias (CPM e PERT), as equipes responsáveis pelo seu desenvolvimento não tiveram contato uma com a outra até 1959, quando a popularidade das duas técnicas se tornou significativa o suficiente para que ambas não pudessem mais ser ignoradas.

Outras técnicas, que não serão detalhadas neste trabalho, se seguiram ao desenvolvimento dos métodos CPM e PERT. As principais foram, em 1962, o aparecimento do método “*PERT/Custo*”, visando incorporar ao método PERT características de alocação de recursos às atividades e tarefas de um processo, e, em 1964, o “*diagrama de precedências*” (também conhecido por “*método francês*”, “*neopert*” e “*diagrama de blocos*”), desenvolvido na França por Roy [40], considerado por alguns autores mais simples e eficiente que os anteriores. O mais importante a salientar é que **a principal contribuição desses métodos é a representação de um processo por um diagrama de rede**, topologicamente conexo, no qual é possível representar, explicitamente, as relações de precedência tecnológica entre as tarefas individuais que o compõem. A figura 3.2 apresenta um possível diagrama de rede para o mesmo processo genérico representado, anteriormente, com o diagrama de Gantt na figura 3.1.

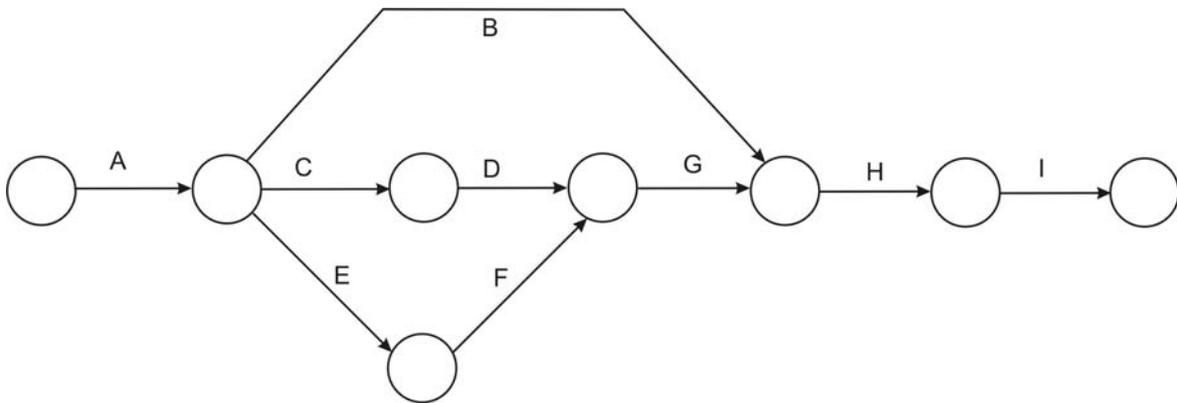


Figura 3.2. Um diagrama de rede para o processo de montagem de uma cabine de simulação [19]

Nessa figura, as letras maiúsculas referem-se às atividades do processo em análise. Resumindo, esses métodos definem uma base formal e uma abordagem generalizada para o

gerenciamento de projetos, e são referenciados, nos dias atuais, pela designação genérica de “CPM/PERT”, apresentando alguns pontos gerais em comum [36, 37, 38]:

- a) Na sua formulação, assume-se que as relações custo/tempo (entre a duração e os custos de cada tarefa do processo) podem ser bem conhecidas, o que viabiliza a estimativa de diversos parâmetros de gerenciamento e desempenho, como a alocação ótima de recursos e o controle de custos do projeto.
- b) As técnicas presumem que qualquer projeto ou plano pode ser desmembrado em uma seqüência lógica de ações predefinidas (ou atividades) encadeadas. A realização dessas atividades conduz à conclusão do projeto. Outra hipótese importante, adotada nesses métodos, é que as atividades possuem uma execução lógica de natureza tecnológica, ou seja, apesar de poderem ser executadas de maneira relativamente independente, elas possuem, necessariamente, precedências tecnológicas entre si.
- c) Os métodos CPM/PERT são baseados na identificação do caminho crítico do processo, isto é, da seqüência de atividades que determinam a duração total do projeto. Para atingir esse objetivo, utilizam uma representação gráfica das relações entre as atividades do processo, na forma de um grafo orientado (aqui denominado de grafo CPM/PERT), e métodos computacionais numéricos que determinam a relevância de cada atividade no plano geral.

Tendo-se em vista essas características, os itens a seguir exploram a decomposição de um projeto em atividades lógicas, suas características internas de interdependência, através da definição de uma “Lista de atividades”, e o arranjo para o encadeamento topológico em estruturas tipo grafo dirigido, que foi adotado, neste trabalho, para a análise de projetos com métodos de caminho crítico.

### 3.3. Lista de Atividades de um Projeto

A lista de atividades de um projeto (também conhecida como “*tabela de descrição de atividades*”) constitui-se, basicamente, da **informação necessária para a construção da rede** conexa que representará o andamento do processo. Essa lista, usualmente representada

na forma de uma tabela, estabelece de maneira individual cada uma das tarefas, suas características de custo/tempo e sua relação de dependência quanto às suas atividades imediatamente precedentes. Cada entrada na lista corresponde a um registro com o seguinte formato (os campos de dados não precisam estar necessariamente nessa ordem):

*{Nome da atividade} {Características da atividade} {Pré-requisitos da atividade}*

Partindo-se da suposição de que o processo em análise pode ser quebrado em procedimentos nucleares e individuais, entretanto tecnologicamente e temporalmente dependentes, sempre será possível derivar a lista de atividades. Como a rede conexa que representará o processo é o modelo principal no qual serão baseados os cálculos de indicadores e análises numéricas, é importante que a informação disponibilizada pela mesma represente, o mais fielmente possível, a decomposição do processo em suas tarefas constituintes. Por esse motivo, a enumeração dos registros dessa lista é uma tarefa que deve ser realizada, via de regra, com o **apoio de especialistas com profundo conhecimento do processo sob análise**. A figura 3.3 apresenta a lista de precedência para o processo que foi representado, anteriormente, com o digrama de Gantt (figura 3.1) e com o diagrama de rede (figura 3.2).

| Atividade                              | Atividades Precedentes |
|--|------------------------|
| A: Projeto de Simulação                | - - -                  |
| B: Treinamento de pessoal              | A                      |
| C: Construção de Instalações Especiais | A                      |
| D: Certificação de Instalações         | C                      |
| E: Aquisição de Material               | A                      |
| F: Aferição dos Instrumentos           | E                      |
| G: Teste do material                   | D, F                   |
| H: Montagem da Cabine de simulação     | B, G                   |
| I: Execução da Simulação               | H                      |

Figura 3.3. Lista de precedência para o processo de montagem de uma cabine de simulação [19]

### 3.4. A Rede Adotada para a Representação de Projetos

Definida a lista de atividades, a rede para representação do projeto pode ser montada para viabilizar a aplicação dos algoritmos de cálculo de custos e tempos envolvidos com o projeto de maneira eficiente. Dentre as diversas abordagens possíveis para essa representação, duas são mais utilizadas no caso dos métodos CPM e PERT, e estão conceitualmente descritas a seguir.

A primeira abordagem está baseada na associação das atividades aos vértices (nós) do grafo em construção, sendo a dependência tecnológica indicada pelo sentido das arestas (arcos), com a restrição de que entre cada par de vértices possa existir apenas uma aresta. Esse tipo de grafo é denominado rede **AoN** (“*Activities-on-Nodes*”) ou **rede orientada por tarefas** [19, 36].

A segunda abordagem consiste na utilização das redes denominadas **AoA** (“*Activities-on-Arcs*”) ou **rede orientada por eventos**, em que a identificação e a duração das atividades são associadas às arestas do grafo CPM/PERT em construção. Os vértices do grafo são denominados etapas e recebem uma identificação sequencial. Essas etapas são estágios do processo onde ocorre a convergência de atividades e, conseqüentemente, onde fica explícita a interdependência tecnológica entre as mesmas. A Figura 3.4 apresenta uma lista com 6 atividades diferentes, suas características de duração e as redes **AoN** e **AoA** correspondentes.

Neste trabalho, a análise de planos de recomposição de sistemas elétricos de potência é abordada a partir dos modelos de rede para processo construídos usando grafos do tipo AoA. Assim, uma vez que o grafo CPM/PERT esteja disponível, pode-se aplicar as técnicas de identificação de caminho crítico e integralização de recursos/duração, as quais estão baseadas na execução sequencial de pelo menos três varreduras computacionais pelo grafo: uma varredura *forward*, em que os elementos do grafo são inspecionados para determinação do tempo mais cedo em que podem se iniciar as atividades do projeto; uma varredura *backward*, utilizada para a determinação do tempo mais tarde em que podem se iniciar as atividades do projeto; e a varredura para o cálculo das folgas envolvidas com os elementos do grafo, que representam os atrasos admissíveis nas atividades. É importante

salientar que todas essas varreduras são realizadas considerando que a duração total do processo não pode ser comprometida, ou, então, visando satisfazer um objetivo de otimização (de recursos ou tempo) que leve em conta a relação custo/duração explícita nas atividades. Como o principal foco deste capítulo é a derivação dos modelos de rede para os planos de recomposição da rede elétrica, os cálculos envolvidos nessas varreduras não serão detalhados aqui, mas sim no capítulo subsequente.

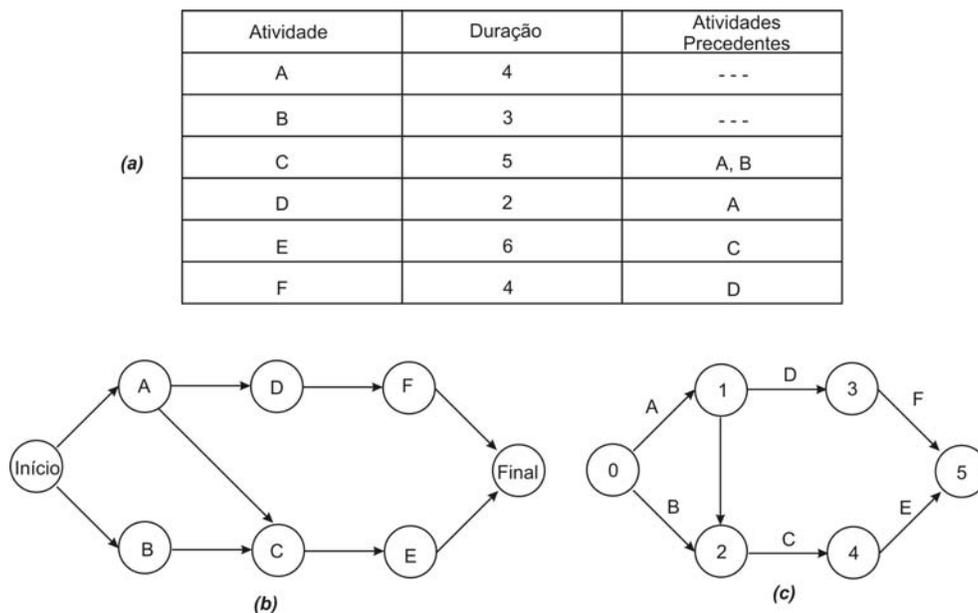


Figura 3.4. Diagramas de rede para um processo genérico. (a): Lista de precedência ou de atividades; (b): rede correspondente tipo “Activities-on-nodes” (AoN); (c): rede correspondente tipo “Activities-on-Arcs” (AoA)

Os termos, a seguir, extraídos das referências [36, 40], formalizam e definem as terminologias mais comumente adotadas para as redes de projetos do tipo **AoA**.

**Definição 3.1:** “Uma *atividade* é qualquer parcela de um projeto que consome tempo ou recursos, e possui um início e um término bem definidos. Atividades podem envolver trabalho, procedimentos burocráticos, negociações contratuais, operação técnica de equipamentos e máquinas, etc. Um termo comumente usado como sinônimo é ‘tarefa’. Atividades (no caso de redes AoA) são representadas graficamente por setas (arestas

*dirigidas do grafo CPM/PERT), com sua descrição e estimativas de tempo/custo delineadas ao longo do seu comprimento”.*

**Definição 3.2:** *“Uma seta (aresta dirigida) que representa meramente a dependência entre duas tarefas é denominada **atividade-fantasma** (ou ‘dummy’). Uma atividade-fantasma possui tempo nulo estimado para a sua conclusão. Pode ser denominada também de ‘aresta de dependência’. Atividades-fantasma são usualmente representadas por arestas com linha tracejada, ou arestas convencionais com o rótulo da duração igual a zero”.*

**Definição 3.3:** *“Os momentos de início e fim das atividades (que correspondem às arestas dirigidas), são denominados **eventos**. Em tese, um evento é um ponto temporal instantâneo. Termos sinônimos para designar esses pontos são ‘nó’ e ‘conector’. Se um evento corresponde ao ponto onde se completa a execução de mais de uma atividade, ele pode ser denominado ‘evento de convergência’. Se, por outro lado, ele corresponde ao ponto temporal onde se iniciam conjuntamente mais de uma atividade, pode ser denominado evento de ‘burst’. Graficamente (para redes AoA), eventos são representados como os vértices do grafo CPM/PERT”.*

**Definição 3.4:** *“Uma **rede de projeto** é a representação gráfica do plano do projeto, mostrando as inter-relações entre as diferentes atividades que o compõem. Essas redes também podem ser denominadas ‘diagramas de setas’. Uma vez que os cálculos de duração/custo associados ao projeto estejam concluídos, a rede pode ser empregada como instrumento de planejamento/execução do mesmo”.*

**Definição 3.5:** *Um **projeto** é definido, neste trabalho, como “um empreendimento temporário, de características únicas e não-repetitivo, cuja execução conduz à criação ou conclusão de um produto ou serviço único”. Um projeto pode ser aqui também referido como **processo**. Em outras palavras, “deve possuir um momento de início e um de fim, e quando os seus objetivos são atingidos, o projeto é encerrado”.*

Associadas a essas definições, um conjunto de regras deve ser adotado para garantir as consistências topológica e computacional que viabilizarão os cálculos de custo/tempo associados ao projeto. Cinco regras foram adotadas, neste trabalho como base do procedimento para a obtenção das redes de projeto, as quais estão descritas a seguir.

**Regra 1:** *Antes que uma dada atividade possa se iniciar, todas as suas atividades precedentes deverão estar concluídas.*

**Regra 2:** *O direcionamento das arestas implica necessariamente na dependência lógica entre as atividades envolvidas com seus vértices terminais.*

**Regra 3:** *Rótulos de vértices devem ser únicos e não poderão estar duplicados em uma rede de projeto.*

**Regra 4:** *Qualquer par de vértices poderá estar conectado por no máximo uma aresta dirigida.*

**Regra 5:** *A rede de projeto deverá necessariamente possuir um único evento de início (sem nenhuma atividade predecessora) e um único evento de término (sem nenhuma atividade sucessora).*

Estabelecidas essas definições e regras, resta o desafio de transportar essas técnicas de caminho crítico para a obtenção de modelos matemáticos e computacionais que permitam a análise dos planos de recomposição de sistemas elétricos interligados. Os itens a seguir abordam esse assunto, com base na estrutura de planos de recomposição em geral e também do Sistema Interligado Nacional (SIN).

### 3.5. Modelagem Adotada para os Planos de Recomposição

Conforme citado anteriormente, se um determinado processo pode ser decomposto em uma seqüência de tarefas, sujeitas a um certo grau de interdependência tecnológica, é possível, então, determinar a sua lista de atividades e, a partir dela, extrair o grafo CPM/PERT associado. A partir da análise descrita nos sub-itens a seguir, será demonstrado

que os planos de recomposição, no Brasil e no mundo, podem ser desmembrados em uma seqüência de ações que obedecem a um encadeamento lógico e, assim, podem ser modeladas segundo a abordagem de redes de projetos.

### 3.5.1. Análise da Estrutura Geral de Planos de Recomposição

Conforme descrito no capítulo 2, o elevado número de variáveis e fenômenos envolvidos com a reenergização de equipamentos e consumidores torna mandatório o desenvolvimento de planos, para as situações de recomposição, que devem levar em conta, na sua confecção, o elevado nível de estresse a que os técnicos, operadores e engenheiros dos centros de controle estarão submetidos durante o processo. Portanto, a redação dos textos que constituem os planos leva em conta, geralmente, dois elementos principais: as ações que devem ser tomadas pelos operadores durante a reenergização da rede e as condições (expressas por limites) que devem estar satisfeitas antes que essas ações possam ser executadas.

As **ações** podem ser definidas como sendo as tarefas que devem ser executadas para que a energia seja restaurada nos elementos que compõem o sistema. Elas são geralmente expressas, na redação dos planos, por estruturas diretas e imperativas, contendo comandos positivos, tais como “*feche a chave SW221*” ou “*abra o lado de baixa no transformador 110-6 da subestação*”.

As **condições** correspondem às situações e parâmetros que devem ser verificados antes que uma ação (ou um conjunto de ações) possa começar a ser executada. Nos planos, são expressas, em geral, por estruturas relacionais que associam características e atributos do sistema a um estado pré-determinado. Exemplos de condições são: “*verificar se a tensão terminal é de 13,1 kV*”, “*garantir que a frequência esteja entre 59,8 e 60,2 Hz*” e “*prosseguir se a subestação adjacente já está reenergizada*”. É importante salientar que as condições ideais só podem ser obtidas se as ações forem executadas exatamente como previstas no planejamento; em outras palavras, a seqüência de reenergização definida previamente deve ser obedecida para que a conclusão do plano, como um todo, possa ser obtida com sucesso.

Dessa maneira, a definição explícita de ações e condições viabiliza a construção de um modelo estruturado para os planos, dado pela interação lógica entre as mesmas, mas **intermediadas, entretanto, por outras ações de controle e pelos intervalos de tempo requeridos para estabilização do sistema**. A estrutura lógica para essa interação está representada na figura 3.5.

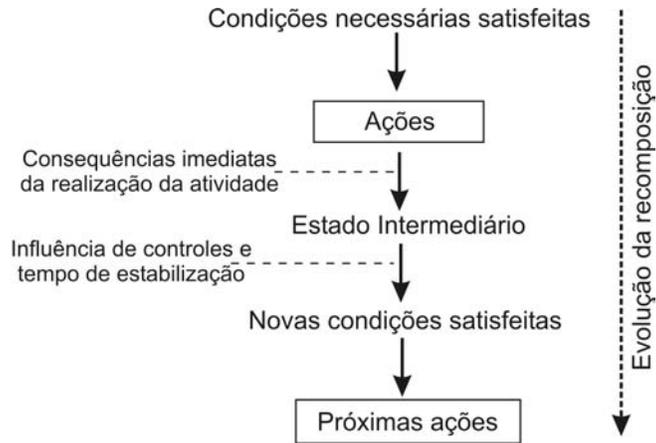


Figura 3.5. Encadeamento lógico de ações de recomposição

Como as **condições requeridas** pelas ações temporalmente subseqüentes, em um dado momento de execução dos planos de recomposição, **só podem ser atingidas pela tomada seqüencial correta no tempo de certas ações prévias** (ou requeridas), conjuntamente à atuação em controles específicos, pode-se dizer que esses planos correspondem, na verdade, a **uma cadeia lógica e temporal de ações** (de controle ou de atuação no sistema). Neste trabalho, as ações que devem ocorrer logicamente antes que uma determinada atividade possa se iniciar serão denominadas *ações pré-requisito* ou *ações precedentes*. Nesse contexto, o modelo formalizado anteriormente para os planos pode ser modificado, conforme a figura 3.6.

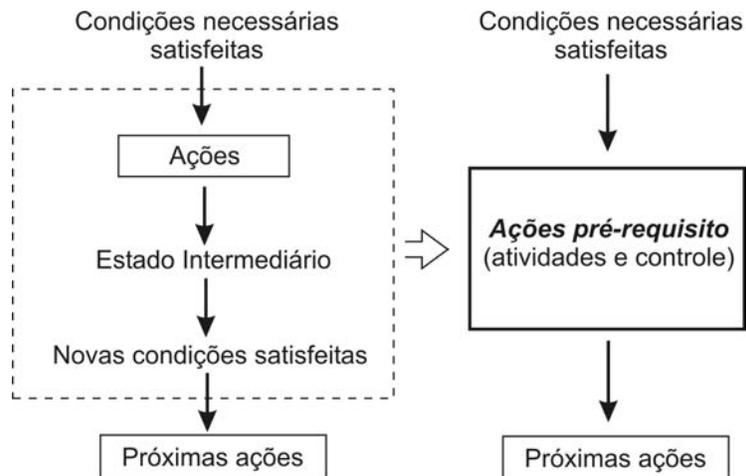


Figura 3.6. Interação entre ações de recomposição

Em especial, considerando-se que cada situação de blecaute, na prática, possui características únicas (sendo portanto um evento não-repetitivo, com relação às suas condições operacionais), esse modelo final sugere que **as instruções descritas nos planos de recomposição podem ser trabalhadas para se adequar ao modelo de redes de projetos**, uma vez que, pela definição 3.5, uma operação de recomposição em um sistema elétrico pode ser classificada como um projeto.

### 3.5.2. Análise das Instruções Operativas de Recomposição do SIN

Conforme descrito anteriormente no capítulo 2, o produto gerado ao final da etapa de planejamento da recomposição, no Brasil, é um conjunto de textos, denominados “**instruções operativas de recomposição**”, que faz parte dos **procedimentos de rede** do SIN, disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (**ONS**).

Uma instrução operativa de recomposição, ou simplesmente *instrução operativa (IO)*, é um documento que descreve as ações que devem ser tomadas e as condições que devem ser satisfeitas na operação do SIN, após um evento de interrupção de grandes proporções no fornecimento de energia.

A instrução operativa é orientada, na sua definição, de acordo com a fase da recomposição a que pertence (isto é, fluente ou coordenada) e define os procedimentos operacionais em três diferentes níveis:

- a) **Instruções para a recomposição de áreas geo-elétricas:** este tipo de IO pertence à fase fluente da recomposição, definindo os procedimentos sequenciais a serem tomados, em cada área geo-elétrica, independentemente de uma coordenação centralizada.
- b) **Instruções para interconexão de áreas:** essas instruções descrevem as diretivas para interconexões paralelas ou em anel entre as áreas geo-elétricas definidas na fase fluente, para cada região geopolítica do Brasil, correspondendo, assim, ao início dos procedimentos da fase coordenada de recomposição do SIN.
- c) **Instruções para interconexão de regiões:** essas IO descrevem os procedimentos que devem ser, em geral, levados a termo nas fases finais da recomposição do SIN, tornando as regiões geo-elétricas já recompostas em um sistema interligado nacional.

Portanto, pode-se observar que as instruções operativas de recomposição visam a integração entre os recursos de geração e os centros de consumo no Brasil, através de uma malha interconectada de transmissão, após a ocorrência de uma perturbação de grande porte. A título de ilustração, a figura 3.7, disponibilizada pelo ONS, apresenta os principais corredores de transmissão do SIN, previstos para operação em 2006, com a representação dos limites interestaduais (em linhas tracejadas). Já a figura 3.8, extraída da mesma fonte, apresenta a disposição geográfica das principais usinas que servem o sistema, com capacidade de geração maior que 30 MW. Fica evidente, através desses mapas, que o sistema elétrico do Brasil é um sistema de grande porte e, conseqüentemente, as operações em uma malha dessa magnitude apresentam um caráter bem mais complexo do que em sistemas menores. Daí justifica-se a divisão do processo de recomposição em duas fases (fluente e coordenada) e a subdivisão das instruções de recomposição em três níveis distintos.



Figura 3.7. Sistema brasileiro de transmissão interconectado (previsão para 2006 - Fonte: ONS)

## Principais Usinas em Operação (Capacidade Instalada $\geq 30$ MW)



Figura 3.8. Principais usinas do Sistema Brasileiro Interconectado (Fonte: ONS)

Quanto à estrutura lógica, as instruções operativas são elaboradas segundo um padrão disponibilizado pelo ONS [33]. Esse modelo especifica uma relação de termos a serem usados nas instruções de operação do ONS, a saber:

- Conectar/Desconectar Reator (sem tensão)
- Abrir ou Manter aberto
- Fechar ou Manter fechado
- Sincronizar (Gerador ou Compensador Síncrono)
- Fechar em anel ou paralelo
- Energizar/Desenergizar (Equipamento)
- Restabelecer carga
- Receber/Enviar tensão (Linha de Transmissão)
- Ligar capacitor/reator (com tensão)

Adicionalmente ao uso desses termos padronizados, é sugerida pelo ONS a representação das instruções operativas em um formato tabular, para facilitar o entendimento, pelos operadores e engenheiros, das atividades descritas, principalmente, sob condições de recomposição. Esse formato delinea características importantes do processo, tais como a ordem da atividade na seqüência planejada de ações, o agente executor da atividade, a descrição dos procedimentos e as condições e controles que devem ser satisfeitos antes que a atividade em questão possa se iniciar. **Essa configuração tabular organiza essas características de uma maneira lógica** e define o conjunto de procedimentos e ações em uma cadeia ordenada de atividades.

Como as ações estão delineadas em uma seqüência lógica nesse formato tabular, **é possível determinar listas de atividades para cada instrução operativa**, conforme detalhado, anteriormente, na análise geral de planos de recomposição. Como exemplo, seja a Tabela 3.1 uma amostra dessa formatação que representa o conjunto de ações para a reenergização fluente da área Capivara (área 16 da região Sudeste), formada pelas Usinas Capivara e Taquaruçu, pelas subestações de Assis e Londrina e pelo tronco de transmissão associado, extraído, diretamente, da instrução operativa correspondente [42].

Tabela 3.1. Instrução operativa de recomposição para reenergização fluente da área Capivara [42]

| EXECUTOR            | PROCEDIMENTO/AÇÃO  | CONDIÇÃO/CONTROLE   |
|---------------------|--|---|
| Usina Capivara      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sincronizar 2 unidades geradoras.</li> <li>• Energizar o TR-5 440/138 kV assumindo carga da região.</li> <li>• Enviar tensão para Taquaruçu.</li> <li>• Confirmar com o operador de Assis se o reator RE-2 está conectado no terminal da LT e enviar tensão pela LT Capivara / Assis.</li> <li>• Quando da sincronização da 3ª unidade geradora, avisar o operador de Assis.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Valor Máximo de carga igual a 120 MW</li> <li>• Tensão em torno de 420 kV.</li> <li>• Tensão <math>\leq</math> 420 kV com ou sem RE-2 conectado em Assis.</li> </ul> |
| EXECUTOR            | PROCEDIMENTO/AÇÃO  | CONDIÇÃO/CONTROLE   |
| Usina Taquaruçu     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sincronizar 1 (uma) unidade geradora e energizar o TR-7 440/138 kV assumindo carga da região.</li> <li>• Aguardar instruções do COS para fechamento do paralelo com a Usina Capivara.</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Valor Máximo de carga igual a 80 MW</li> </ul>   |
| EXECUTOR            | PROCEDIMENTO/AÇÃO  | CONDIÇÃO/CONTROLE   |
| Subestação Assis    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Conectar o RE-2 na LT Capivara / Assis.</li> <li>• Recebendo tensão de Capivara, aguardar 1 (um) minuto para possibilitar ajustes de tensão em Capivara e energizar a barra-I, o TR-1 440/230 kV e os TRs 3 e 4 230/88 kV e assumir cargas da região.</li> <li>• Após a confirmação da 3ª unidade geradora sincronizada em Capivara, enviar tensão para Londrina.</li> </ul>            | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensão <math>\leq</math> 485 kV para energizar o TR-1</li> <li>• Valor Máximo de carga igual a 65 MW</li> <li>• Tensão entre 220 e 230 kV</li> </ul>                 |
| EXECUTOR            | PROCEDIMENTO/AÇÃO  | CONDIÇÃO/CONTROLE   |
| Subestação Londrina | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Recebendo tensão de Assis, normalizar a LI e restabelecer carga da região .</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Valor Máximo de carga igual a 80 MW</li> </ul>   |

A Tabela 3.2 apresenta uma possível lista de atividades correspondente às ações sequenciais de reenergização dos diferentes equipamentos elétricos da área Capivara, extraídas por inspeção da Tabela 3.1.

Tabela 3.2. Possível lista de atividades obtida para reenergização fluente da área Capivara

| Atividade | Descrição   | Precedência |
|-----------|---|-------------|
| A         | Capivara sincroniza 2 geradores                                     | -           |
| B         | Capivara energiza TR-5 440/138 kV                                   | A           |
| C         | Capivara envia tensão para Taquaruçu                                | B           |
| D         | Capivara confirma com Assis a conexão do reator RE-2                | C           |
| E         | Capivara envia tensão para Assis                                    | D           |
| F         | Capivara sincroniza o terceiro gerador                              | E           |
| G         | Capivara informa Assis que o terceiro gerador está sincronizado     | F           |
| H         | Taquaruçu sincroniza 1 gerador                                      | -           |
| I         | Taquaruçu energiza TR-7 440/138 kV                                  | H           |
| J         | COS notifica Taquaruçu que o paralelo com Capivara pode ser fechado | C           |
| K         | Taquaruçu fecha o paralelo com Capivara                             | I e J       |
| L         | Assis conecta o reator RE-2   | -           |
| M         | Assis espera o ajuste de tensão em Capivara                         | E e L       |
| N         | Assis energiza barra-I, TR-1 440/230 kV e TRs 3 e 4 230/88 kV       | M           |
| O         | Assis envia tensão para Londrina                                    | G e N       |
| P         | Londrina normaliza LI e restabelece carga                           | O           |

Observando essa lista de atividades, é possível **explorar as relações de precedência** entre as diferentes ações que compõem o plano para **determinar a estrutura topológica** do grafo de caminho crítico correspondente à IO de recomposição da área Capivara. A figura 3.9 representa o grafo CPM/PERT obtido, manualmente, para nessa IO, considerando o modelo AoA (orientado a eventos).

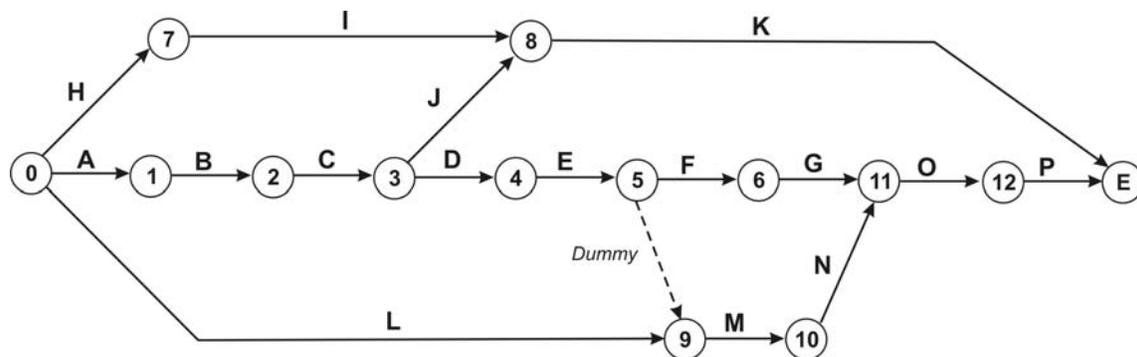


Figura 3.9. Grafo CPM/PERT para o plano de recomposição da área Capivara

Grafos CPM/PERT, como esse, são amplamente utilizados em diversas áreas do conhecimento como forma de representar processos, permitindo sua análise, usualmente, quanto a tempos e custos associados a suas etapas e atividades. Comumente, são empregados na otimização de processos, referentes a áreas da Engenharia (como a engenharia de produção e a construção civil) com dinâmica mais lenta, ou seja, da ordem de dias, meses ou anos. Nessas condições, a construção do grafo CPM/PERT é realizada manualmente pelos mesmos profissionais responsáveis pela definição da lista de atividades associadas ao processo, pois os recursos e tempos envolvidos, nessa situação, são diminutos se comparados aos demandados pelo projeto em execução e o grafo, uma vez montado, necessita de poucas revisões no decorrer do processo.

Entretanto, o problema da recomposição de redes de energia, após distúrbios de grandes proporções, envolve dois aspectos que tornam a **construção manual** dos diagramas de caminho crítico uma **tarefa árdua**, considerando a modelagem dos planos como grafos CPM/PERT:

- (a) o planejamento da recomposição necessita da análise de um grande número de opções de reenergização para um mesmo cenário de interrupção e, assim, requer que um grande número de diferentes listas de atividades seja analisado;
- (b) na utilização das instruções operativas como apoio à recomposição em tempo real, pode ser necessária a alteração de algumas das atividades que compõem o plano em decorrência de imprevistos na operação e, portanto, o diagrama do processo deve ser atualizado, o que, manualmente, é extremamente difícil nessa situação.

Portanto, para adequar a metodologia de modelagem dos planos, proposta nesse capítulo, a uma atividade como a análise de diferentes planos ou como o apoio ao processo durante a reenergização, torna-se desejável o desenvolvimento de técnicas específicas para viabilizar a sua aplicação ao problema da recomposição, como a metodologia de **construção automática** dos grafos CPM/PERT descrita no item a seguir.

### 3.6. Construção Automática dos Grafos CPM/PERT

Neste trabalho, foi adotada uma abordagem orientada a objetos para modelar os elementos da rede de processos. Mais especificamente, a **utilização de programação orientada a objetos** para a definição de modelos para as atividades e etapas de um grafo CPM/PERT viabiliza a adoção de uma representação física para esses elementos, mais próxima da sua natureza tecnológica.

A despeito da maior utilização de memória computacional, essa abordagem permite que os elementos do grafo sejam instanciados de maneira independente, preservando características individuais das atividades e permitindo a extração de diferentes formatos de representação matemática do grafo, como listas de arestas, listas de incidência ou matrizes de incidência. Mais ainda, a flexibilidade na definição dos elementos, proporcionada pela orientação a objetos, conduz a uma capacidade de adaptação da metodologia proposta a processos de diferentes naturezas, contribuindo para a aplicação do método de construção automática em diversos problemas, sem perda de generalidade.

#### 3.6.1. Modelos de Etapas e Atividades

##### *A) Modelo de Atividades*

As atividades são representadas, na rede **AoA** (orientada por eventos), por arcos orientados do grafo CPM/PERT que se iniciam e terminam em etapas distintas. A essas atividades estão relacionadas características como as diferentes estimativas de tempo de conclusão da atividade, recursos envolvidos e relações entre custo e tempo do processo. Utilizando uma abordagem baseada em objetos, é possível assumir que o instanciamento das atividades de um plano é independente, podendo ser diretamente derivado da lista de atividades associada ao processo tecnológico em questão. A Figura 3.10 apresenta o modelo genérico para atividades de um processo tecnológico.

|  |
|--|
| <b>Nome da Classe</b><br><b>Atividade CPM/PERT</b>   |
| <b>Campos (Variáveis)</b><br><b>Nó de origem:</b> identificador da etapa inicial<br><b>Nó de destino:</b> identificador da etapa final<br><b>t:</b> tempo/recursos estimados para essa atividade<br><b>P:</b> vetor de atividades precedentes  |
| <b>Métodos mais Importantes (Funções)</b><br><b>Get/Set tempos():</b> retorna ou define os recursos/duração<br><b>Get/Set/Remove Origem/Destino():</b> retorna, define ou remove as etapas inicial/final dessa atividade<br><b>Get/Set/Remove precedentes():</b> retorna, define ou remove as atividades pré-requisito |

Figura 3.10. Modelo orientado a objetos de atividades (arestas) do diagrama de rede (CPM/PERT)

### B) Modelo de Etapas

Os nós do grafo CPM/PERT representam as etapas do processo tecnológico sob estudo e correspondem aos pontos temporais do processo onde algumas atividades convergem para dar início a outras atividades, deixando explícita, portanto, a dependência tecnológica entre os diferentes componentes do processo. Por essa razão, elas também podem, a partir da orientação a objetos, ser diretamente caracterizadas a partir da lista de atividades, de acordo com o modelo explicitado na Figura 3.11.

|   |
|---|
| <b>Nome da Classe</b><br><b>Etapa CPM/PERT</b>  |
| <b>Campos (Variáveis)</b><br><b>Atividades de Entrada:</b> conjunto de atividades que terminam nessa etapa<br><b>Atividades de Saída:</b> conjunto de atividades que se iniciam nessa etapa   |
| <b>Métodos mais Importantes (Funções)</b><br><b>Get/Set/Remove entrada():</b> retorna, define ou remove as atividades que terminam nessa etapa<br><b>Get/Set/Remove saída():</b> retorna, define ou remove as atividades que se iniciam nessa etapa |

Figura 3.11. Modelo orientado a objetos para etapas (vértices) do diagrama de rede (CPM/PERT)

## 3.6.2. Metodologia de Montagem Automática dos Grafos

Uma vez estabelecidos os modelos de objetos para as etapas e atividades, deve-se definir, corretamente, as relações de conectividade entre os elementos para caracterizar a

estrutura topológica do grafo CPM/PERT. Os passos que se seguem definem a metodologia computacional proposta, neste trabalho, para realizar essa tarefa [43].

### **Passo 1: Definição das arestas**

Neste passo, são definidas as arestas orientadas dos grafos CPM/PERT utilizando como entrada a estrutura da lista de atividades. Para cada componente dessa lista, são atribuídos os parâmetros de identificação e descrição de atividades precedentes. Esse passo está representado pelo algoritmo a seguir.

Seja  $A$  = conjunto de atividades  
Para cada linha da lista de atividades  $i$   
     $a$  = nova atividade  
    atribuir nome de  $a$  conforme a linha da lista de atividades  
    atribuir lista de pré-requisitos de  $a$  conforme a linha da lista de atividades  
    Adicionar  $a$  ao conjunto de atividades  $A$

### **Passo 2: Definição das etapas de início das atividades**

Uma vez definidos os objetos associados às atividades, pode-se instanciar novos objetos, representando as etapas de início das mesmas. Esses objetos do tipo nó do grafo são derivados pela inspeção das configurações de pré-requisitos definidas em cada objeto atividade, sendo-lhes atribuído um nome arbitrário e seqüencialmente numerado, conforme o algoritmo a seguir. Além disso, um teste para verificar a existência da etapa deve ser conduzido para cada atividade, uma vez que atividades diferentes podem se iniciar no mesmo nó.

Seja  $N$  = conjunto de nós  
 $k = 0$ ;  
Para cada atividade  $i$  definida em  $A$   
     $P$  = conjunto de atividades pré-requisito de  $i$   
    Se não existe nó contendo exatamente todos os destinos de  $P$   
         $k = k+1$   
         $n$  = novo nó que contém exatamente todos os destinos de  $P$   
        nome de  $n =$  "Nó" +  $k$   
        Adicionar  $n$  ao conjunto de nós  $N$   
  
 $k = k+1$   
 $n$  = novo nó que não contém nenhuma atividade  
nome de  $n =$  "Start"  
Adicionar  $n$  ao conjunto de nós  $N$

**Passo 3: Conexão das origens das atividades**

Uma vez que o conjunto inicial de nós é derivado a partir das listas de requisitos das próprias atividades, a conexão das origens das atividades às etapas já definidas é trivial. O algoritmo, a seguir, sintetiza as ações a serem tomadas nesse passo. É importante salientar que, computacionalmente, esse passo e o anterior podem ser realizados, praticamente, de maneira simultânea, embora, neste trabalho, eles tenham sido explicitados separadamente com o propósito de proporcionar um melhor entendimento do processo.

Para cada atividade  $i$  definida em  $A$   
 $P$  = conjunto de atividades pré-requisito de  $i$   
 Para cada nó  $j$  definido em  $N$   
   Se  $j$  contém exatamente todos os destinos de  $P$  então  
     Faça a origem de  $i$  igual a  $j$

**Passo 4: Conexão dos possíveis destinos**

Nesse ponto do processo, as atividades já possuem suas origens conectadas a nós definidos, mas seus destinos ainda estão desconexos. Esse passo consiste em conectar os destinos, para cada atividade definida em  $A$ , aos nós pertencentes ao conjunto  $N$  já definido, quando apenas uma etapa depende da conclusão da atividade em questão. Entretanto, é possível que mais de uma etapa dependa da conclusão de uma única atividade. Essas atividades são marcadas como possuindo dependência múltipla e tratadas nos passos que se seguem. O algoritmo a seguir sintetiza esse passo.

$n$  = novo nó que não contém nenhuma atividade  
 nome de  $n$  = "End"  
 Para cada atividade  $i$  definida em  $A$   
    $ND$  = número de etapas dependentes de  $i$  = 0  
   Para cada nó  $j$  definido em  $N$   
     Se  $j$  contém o destino de  $i$   
       Marcar  $j$  como dependente de  $i$   
        $ND = ND + 1$   
   Se  $ND > 1$   
     Marcar  $i$  como tendo dependência múltipla  
   Senão  
     Se  $ND = 1$   
       Conectar destino de  $i$  ao nó dependente marcado  $j$   
     Se  $ND = 0$   
       Conectar destino de  $i$  ao nó final  $n$   
 Adicionar  $n$  ao conjunto de nós  $N$

### Passo 5: Criação de etapas de destino adicionais

Nesse passo, representado no algoritmo que se segue, são atribuídas etapas de destino adicionais para as atividades com dependência múltipla. Essas etapas correspondem ao momento da conclusão da atividade em questão e são representadas por nós conectados ao destino das atividades que não puderam ser conectados no passo anterior. A criação de tais etapas é necessária para que o passo seguinte, onde a conectividade do grafo é concluída, possa ser executado.

|   |
|---|
| Seja $NA$ = conjunto de nós adicionais<br>Para cada atividade definida $i$<br>Se $i$ possui dependência múltipla<br>$n$ = novo nó que contém $i$<br>nome de $n$ = “Nó adicional” + nome de $i$<br>Adicionar $n$ ao conjunto de nós $NA$ |
|---|

### Passo 6: Criação de atividades-fantasma

Para a execução desse passo, é necessário instanciar objetos atividade com duração e recursos nulos, ou seja, as atividades-fantasma (ou “dummies”). Nesse passo, as etapas que ainda não tem todos os seus pré-requisitos atendidos sofrem uma busca conduzida pelas etapas adicionais criadas no passo anterior; quando a etapa de destino da atividade (ou atividades) pré-requisito é identificada, uma atividade-fantasma é criada, iniciando-se no nó de destino adicional e terminando na etapa que iniciou a busca. O algoritmo a seguir representa esse passo.

|  |
|--|
| Seja $AF$ = conjunto de atividades-fantasma<br>Para cada nó adicional $na$ definido em $NA$<br>$i$ = atividade incidente em $na$<br>Para cada nó $j$ definido em $N$<br>Se $j$ contém $i$ então<br>$af$ = nova atividade fantasma com duração nula<br>Faça a origem de $af$ igual à $na$<br>Faça o destino de $af$ igual a $j$<br>Adicionar $af$ ao conjunto de atividades-fantasma $AF$ |
|--|

**Passo 7: Filtragem de atividades-fantasma desnecessárias**

Esse passo corresponde ao final do processo de atribuição das conexões do grafo CPM/PERT, no qual as atividades-fantasma que não são relevantes são filtradas e descartadas da estrutura. A presença de atividades-fantasma desnecessárias pode ocorrer quando, para uma atividade com dependência múltipla, existe uma etapa que depende apenas da conclusão da atividade em questão. Nesse caso, essa etapa corresponde à conclusão individual da atividade e, portanto, coincide com a etapa adicional que foi criada para destino da atividade no passo 5. Embora esse passo tenha sido explicitado, neste trabalho, separadamente, para uma melhor compreensão do processo de construção do grafo, ele pode ser incorporado, iterativamente, aos passos 5 e 6, visando a obtenção de uma maior eficiência computacional, assim como no caso do passo 3. O algoritmo que se segue descreve esse passo.

Para cada atividade-fantasma  $af$  definida em  $AF$   
     $j =$  nó de destino de  $af$   
    Se  $j$  contém exatamente  $af$  então  
         $n =$  nó de origem de  $af$   
        transfira todas as atividades dependentes de  $j$  para  $n$   
        elimine  $j$   
        atualize  $N$   
        elimine  $af$   
        atualize  $AF$

### 3.6.3. Exemplo de Aplicação na Recomposição Fluente

Para demonstrar o funcionamento do método de montagem automática de grafos CPM/PERT, considere-se, novamente, o plano de recomposição fluente da área Capivara, decomposto na lista de atividades extraída da instrução operativa correspondente, representado, anteriormente, na Tabela 3.2. O processamento dos passos 1-7 do algoritmo gerou os seguintes resultados:

*Passo 1: Instanciamento das arestas*

As arestas são instanciadas diretamente, por inspeção da lista de atividades, resultando em dezesseis objetos, conforme a Figura 3.12.

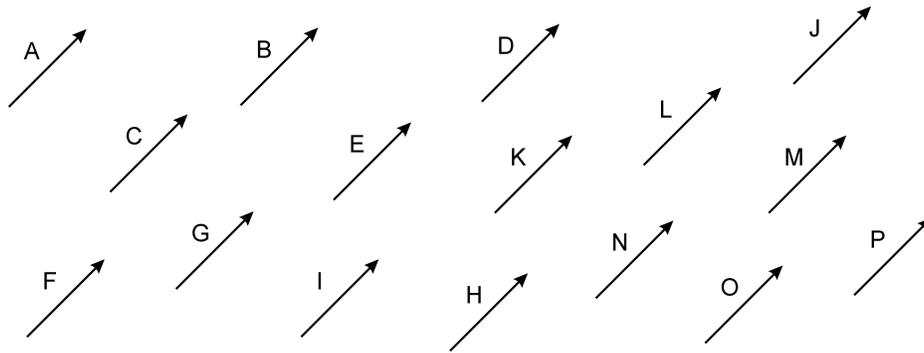


Figura 3.12. Atividades instanciadas como arestas do grafo CPM/PERT

*Passo 2: Instanciamento das etapas de início*

Assim como no caso das arestas, os vértices do grafo também são instanciados diretamente, por inspeção da lista de atividades, resultando em treze objetos (doze vértices extraídos da lista e mais um instanciado como nó de início do processo), conforme ilustrado na Figura 3.13. As letras em parênteses, dentro de cada nó, representam as atividades que devem ser finalizadas antes que o evento em questão possa ser caracterizado.

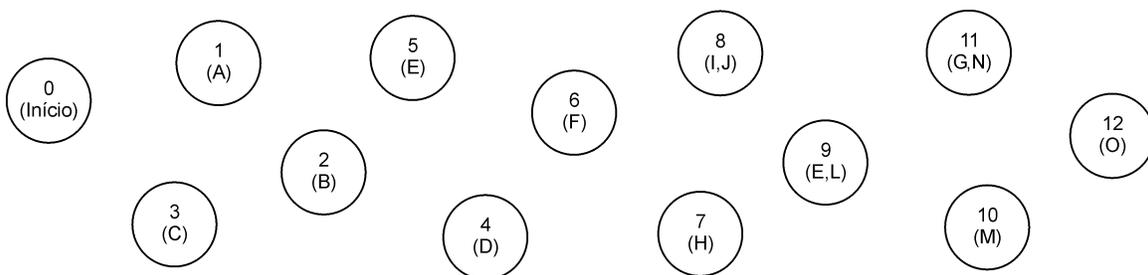


Figura 3.13. Etapas instanciadas como vértices do grafo CPM/PERT

*Passo 3: Conexão das origens*

De posse da lista de arestas e da lista de vértices, os inícios das atividades são conectados às etapas correspondentes, conforme ilustrado na Figura 3.14.

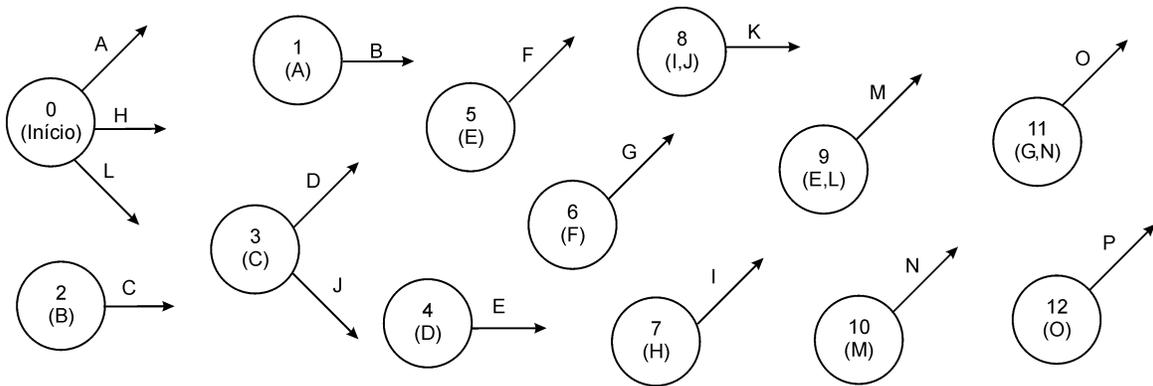


Figura 3.14. Atividades conectadas aos nós de origem

*Passo 4: Conexão dos possíveis destinos*

A primeira ação, nesse passo, é o instanciamento de uma atividade adicional para representar o nó final do processo (nesse caso, instanciado como o vértice número 13). A seguir, os destinos das atividades são conectados ao conjunto de nós disponível (quando possível), resultando no grafo ilustrado na Figura 3.15.

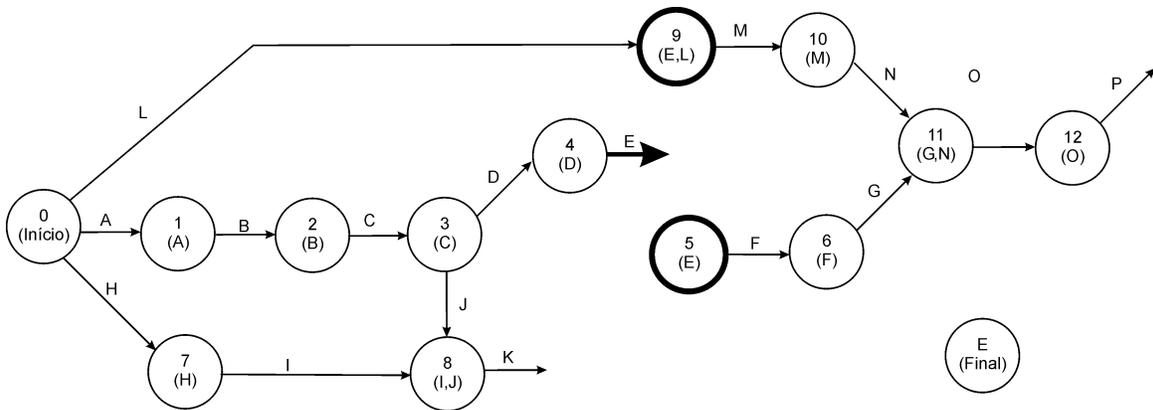


Figura 3.15. Instanciamento do nó Final e conexão dos destinos possíveis

A atividade **E**, representada por uma aresta de traço mais espesso, é uma atividade com dependência múltipla e será tratada nos passos posteriores. Conseqüentemente, os vértices **9** e **5** (também representados em traço mais espesso) não têm todos os seus requisitos de precedência satisfeitos e permanecem desconexos. As atividades **K** e **P** não

são requisitos de nenhum dos vértices instanciados anteriormente e, assim, devem ser conectadas ao nó de finalização do processo. A figura 3.16 apresenta essa conexão.

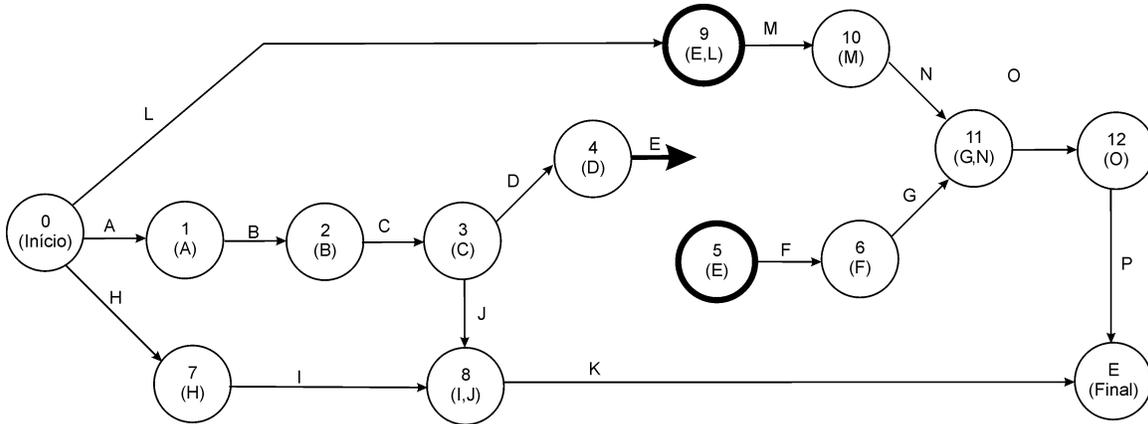


Figura 3.16. Conexão das atividades sem dependência (K e P) ao nó de finalização do processo

#### *Passo 5: Etapas de destino adicionais*

Nesse passo, são instanciadas as etapas de destino adicionais relacionadas às atividades com dependência múltipla. Como o grafo, nesse ponto, apresenta apenas uma atividade marcada como possuidora de dependência múltipla, é criado apenas um vértice adicional (**VE**, no final da atividade **E**). A figura 3.17 ilustra esse procedimento.

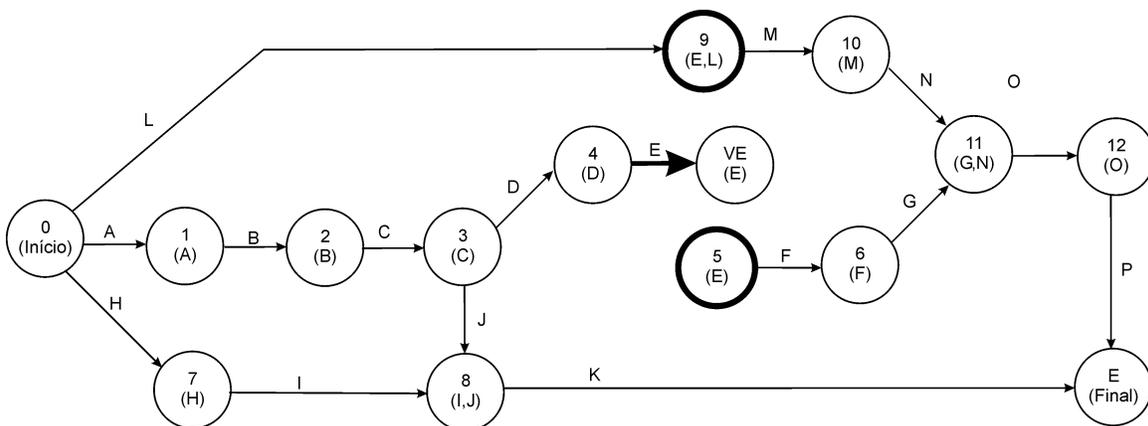


Figura 3.17. Criação da etapa de destino adicional ao final da atividade E

*Passo 6: Criação de atividades-fantasma (“dummies”)*

Nesse passo, são instanciadas as atividades-fantasma necessárias para satisfazer os requisitos de precedência ainda pendentes nos vértices do grafo. Para o exemplo, são criados dois “*dummies*”, um deles conectado entre o vértice **VE** e o vértice **9** e o outro, entre o vértice **VE** e o vértice **5**. A figura 3.18 ilustra o resultado assim obtido.

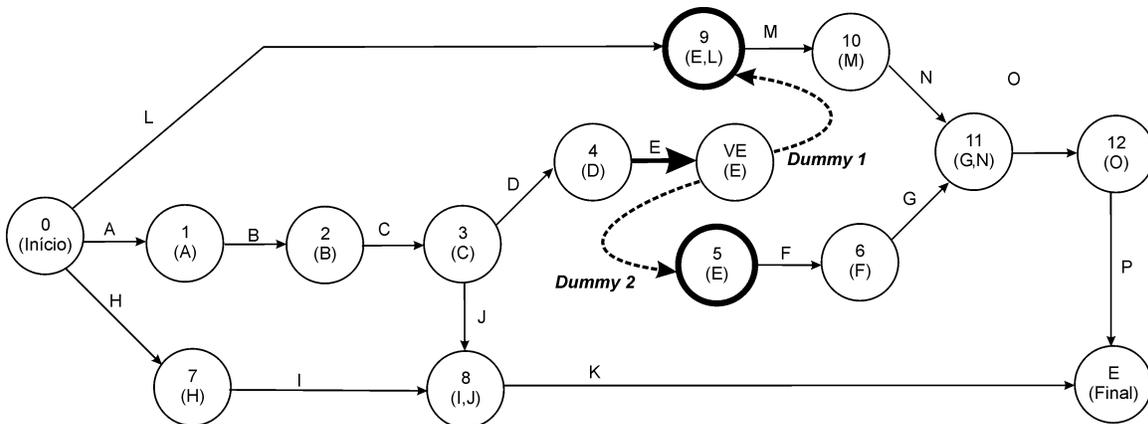


Figura 3.18. Criação das atividades-fantasma (“dummies”)

*Passo 7: Filtragem de atividades-fantasma desnecessárias*

Como no diagrama apresentado na figura 3.18 existe um evento (vértice **5**) que depende tão somente da conclusão da atividade **E** marcada com dependência múltipla, tanto o vértice **VE** quanto a aresta “**Dummy2**” podem ser eliminados, desde que as atividades envolvidas com esses elementos sejam rearranjadas adequadamente. Assim, o diagrama resultante do procedimento correspondente ao passo 7 está representado na figura 3.19.

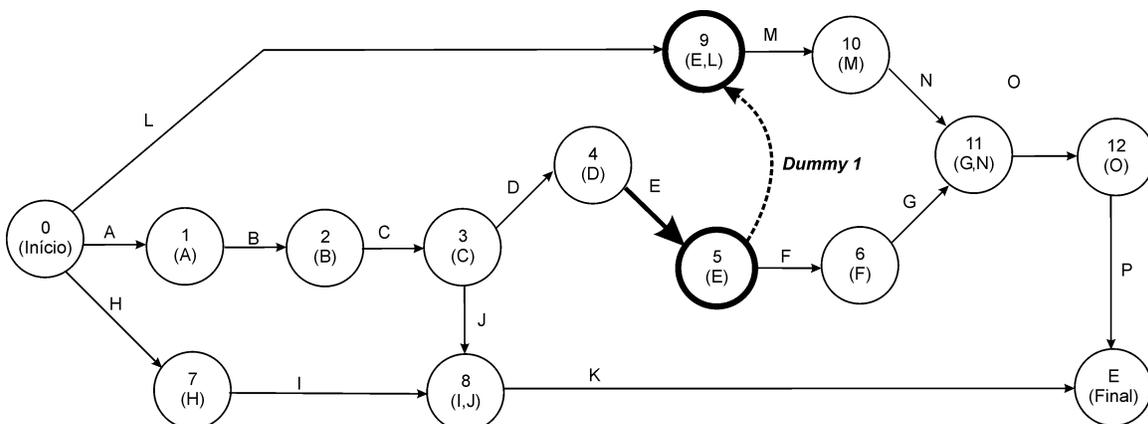


Figura 3.19. Filtragem das atividades-fantasma desnecessárias

Pode-se observar que a estrutura do diagrama dado na figura 3.19 é topologicamente equivalente à do grafo CPM/PERT, montado manualmente, representado na figura 3.9.

### 3.7. Considerações Finais sobre Modelagem por Grafos CPM/PERT

A modelagem de planos de recomposição por grafos não precisa ser necessariamente associada a métodos de caminho crítico, como o CPM e o PERT. Nesse sentido, as referências [64–65] exploram as **redes de Petri** para representar planos de recomposição, através da definição do conceito de “ações de recomposição genéricas” (*generic restoration actions*) [17]. Nesses trabalhos, é destacada a grande versatilidade das redes de Petri, usadas para modelar dinamicamente os *estados* e *transições* do sistema elétrico durante o processo de recomposição, através de *arcos* e *vértices* de um grafo dirigido. Entretanto, essa abordagem mais genérica acarreta custos computacionais adicionais e elevada complexidade da modelagem, o que torna a abordagem por redes de Petri menos atrativa como ferramenta de **apoio** à recomposição. Por esses motivos (simplicidade e facilidade de implementação), optou-se, nesse trabalho, pela abordagem por métodos de caminho crítico (CPM/PERT).

Finalmente, deve ser bem entendido que o **algoritmo de construção automática**, apresentado nesse capítulo, **faz uma montagem computacional** do grafo CPM/PERT, **mas não uma montagem gráfica**, que permitiria sua visualização automaticamente. Um procedimento para isso (a construção visual do grafo) é proposto no capítulo 6, onde se analisa a qualidade de representação gráfica de planos de recomposição e o treinamento de operadores.

No capítulo que se segue, serão demonstrados os cálculos e procedimentos que exploram essa estrutura conexa para extrair os índices numéricos relacionados ao tempo e custo das atividades e que permitem qualificar, quantitativamente, a seqüência de ações proposta em um plano de recomposição. Além disso, será apresentada também uma extensão do procedimento anterior para a aplicação em planos completos (que compreendem múltiplas instruções operativas das fases fluente e coordenada).



# Capítulo 4

## Avaliação da Qualidade baseada em Grafos CPM/PERT

### 4.1. Introdução

Recentemente, em virtude dos graves distúrbios registrados nos sistemas elétricos interligados em diferentes partes do mundo, que resultaram em blecautes de grandes proporções, muita atenção tem sido dada à análise e classificação das causas e eventos que conduziram esses sistemas para a condição de blecaute. Por outro lado, pouco ou nenhum esforço tem sido empregado, pelo segmento de energia elétrica, no desenvolvimento de metodologias que determinem a qualidade dos planos de recomposição, elaborados justamente como medida preventiva para contornar essas situações de interrupção.

Pode-se considerar, ainda, conforme descrito no capítulo 2, que o estágio de planejamento da recomposição deve acontecer com bastante antecedência à ocorrência de blecautes. Nessa etapa, um grupo de especialistas é reunido e, tomando como base o conhecimento de cada um deles, os planos são desenvolvidos, com o apoio de um grande número de ensaios e simulações, para obter soluções factíveis para a reenergização do sistema, considerando cada cenário de interrupção previsto pelo grupo. Os produtos finais

desse estágio (os planos de recomposição ou instruções operativas, no Brasil) são constituídos por um conjunto de documentos textuais, que geralmente são organizados segundo uma forma lógica e encadeada das ações de recomposição, que, quando executadas, resultam em uma seqüência de energização bem definida. De acordo com o descrito no capítulo 3, essa organização pode, então, ser explorada para a obtenção de modelos lógico-computacionais que representam os planos em questão, na forma de grafos orientados tipo CPM/PERT.

Levando em conta esses aspectos, esse capítulo objetiva a descrição da metodologia que pode ser empregada para caracterizar planos de recomposição através de índices de qualidade numéricos, desde que as ações de controle que constituem a seqüência de reenergização estejam organizadas na estrutura de um grafo de caminho crítico. Essa metodologia permite, então, a análise comparativa de diferentes linhas de ação tecnicamente viáveis para a reenergização de um mesmo cenário de interrupção, segundo critérios de qualidade do serviço expressos em termos dos tempos associados ao processo, das taxas de reenergização de consumidores e dos custos decorrentes da falta de energia. O item, a seguir, descreve, em linhas gerais, os procedimentos que compõem essa metodologia.

## 4.2. Qualificação de Planos de Recomposição

Uma vez que o modelo do plano esteja disponível na forma de um grafo orientado, os parâmetros de tempo e duração relacionados a seus eventos podem ser extraídos, diretamente, pela execução das operações que compõem a varredura forward e a varredura backward dos métodos de caminho crítico. Essas varreduras, que serão melhor descritas nos itens que se seguem, correspondem computacionalmente à execução simultânea de buscas em largura nos elementos do grafo dirigido, utilizando os eventos inicial e final como pontos de partida. Para a determinação dos parâmetros de custos e duração do plano completo, são requeridos, basicamente, os parâmetros de custos, tempos e durações diretamente **associados às atividades**, inicialmente definidos na lista de atividades associada ao projeto. A figura 4.1 representa o processamento básico desses parâmetros por

um método de caminho crítico, em termos da estrutura dos seus dados de entrada, tipos de algoritmos empregados e tipos dos dados de saída.

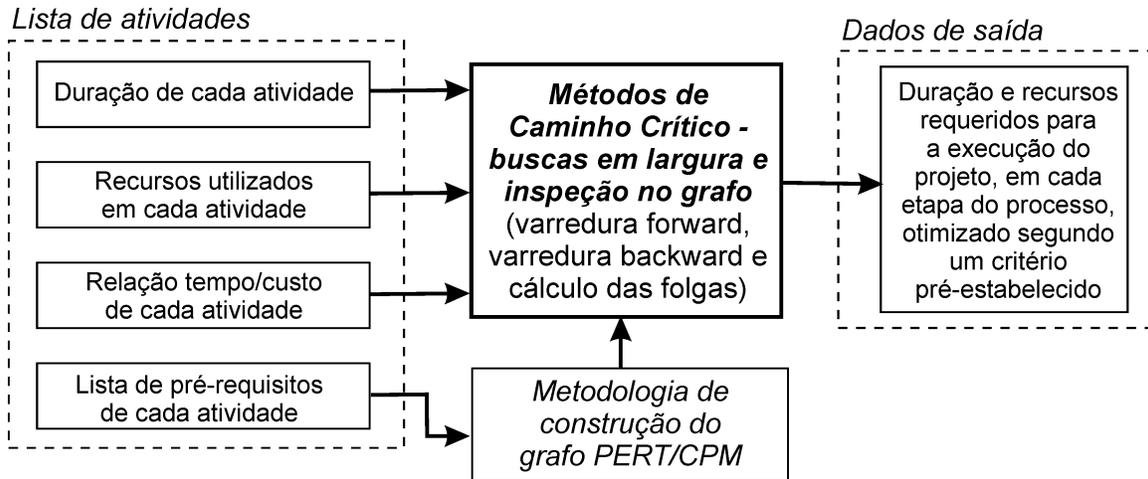


Figura 4.1. Processamento básico de parâmetros de projetos em métodos de caminho crítico

Essa estrutura, associada à formulação dos elementos do grafo segundo uma abordagem orientada a objetos, permite ainda explorar características adicionais que podem ser definidas, individualmente, para cada uma das atividades de recomposição para inferir outras características globais, além da duração e dos custos, relacionadas ao plano completo. Para viabilizar esse processo, foi definido, neste trabalho, um agente computacional (denominado analisador de qualidade) que executa uma busca sistemática ao longo do grafo e que monitora as operações relacionadas às varreduras, enquanto essas estão sendo executadas.

É importante salientar que esse agente faz uso de outras estruturas de dados (como pilhas, filas e vetores) e algoritmos (como métodos de ordenação e de pesquisa), o que acarreta um aumento da complexidade computacional associada ao problema. A figura 4.2 ilustra o processamento generalizado de um método de caminho crítico modificado para fornecer outros parâmetros do plano de recomposição, em termos da estrutura dos seus dados de entrada, tipos de algoritmos empregados e tipos dos dados de saída.

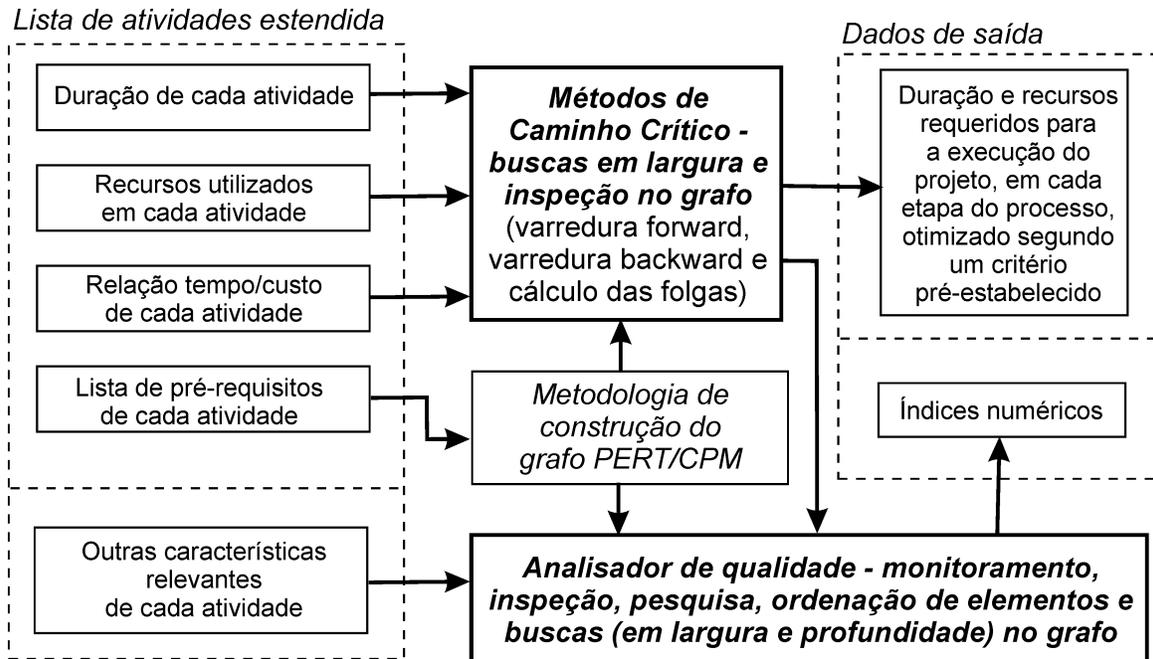


Figura 4.2. Parâmetros de gerenciamento de projetos e análise de qualidade com métodos de caminho crítico

Dessa maneira, índices numéricos podem ser definidos para cada evento do grafo de caminho crítico, permitindo a determinação de indicadores de qualidade não só para o plano quando completado, mas também para estágios intermediários do processo de recomposição. Esses índices podem expressar, assim, características da recomposição que não são facilmente determináveis em uma abordagem convencional (por inspeção, por exemplo) tais como tempos estimados para recomposição parcial e total de diferentes áreas geo-elétricas, nas fases fluente e coordenada, estimativas total e parcial dos tempos de espera (que correspondem aos tempos que alguns dos executores definidos nas instruções operativas tem que aguardar, enquanto procedimentos de outros executores estão sendo conduzidos), frequência e duração de possíveis violações elétricas com o desenrolar do processo e quantidade de carga reenergizada, integralizada em cada evento do modelo.

Para tanto, é necessário estabelecer o conjunto de parâmetros que devem ser inicialmente definidos na lista de atividades para cada ação de recomposição, categorizando-os de acordo com o método de análise que será utilizado na determinação dos índices de qualidade do plano. Basicamente, pode-se considerar que os parâmetros relacionados às estimativas da duração e custos específicos de cada tarefa serão utilizados

na formulação convencional dos métodos de caminho crítico, enquanto parâmetros relacionados a custos de interrupção e taxas de reenergização de consumidores, dentre outros, serão utilizados no analisador de qualidade. Os dados referentes às relações de precedência entre atividades serão processados no método de determinação da estrutura topológica do modelo. As informações, assim obtidas, podem então subsidiar a análise comparativa de planos de recomposição. Essa divisão dos parâmetros das atividades que serão explorados nos itens que se seguem, é ilustrada pela figura 4.3.

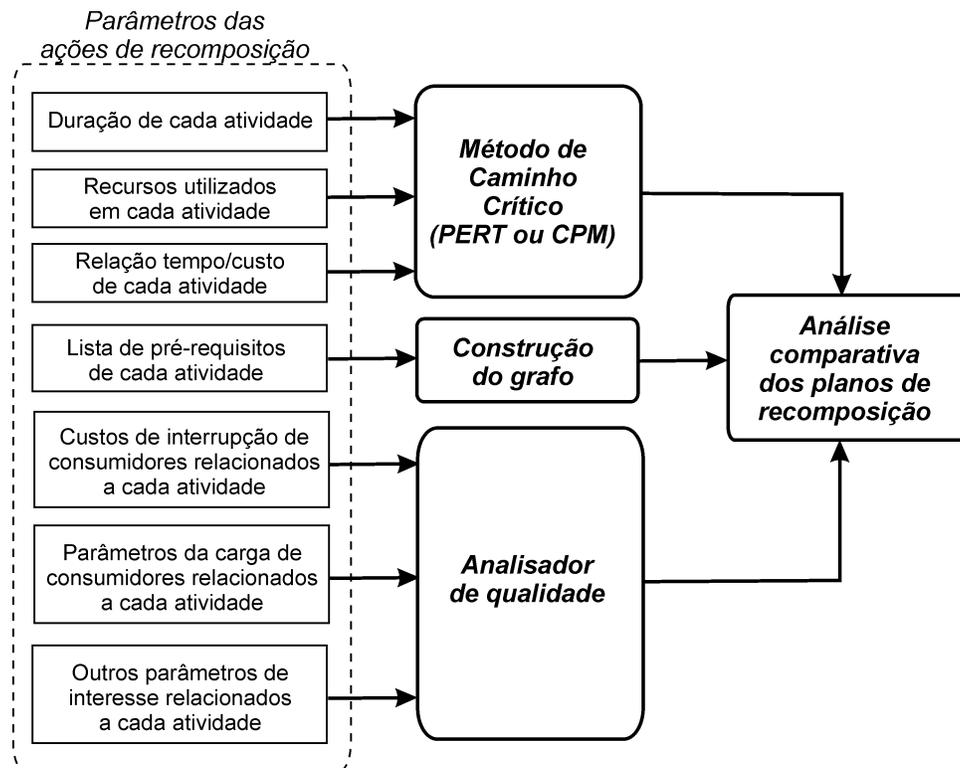


Figura 4.3. Categorização dos parâmetros das atividades de recomposição

### 4.3. Parâmetros de Duração das Atividades

O tempo decorrido entre o instante em que se inicia uma situação de blecaute até o momento em que tenham sido restabelecidas cargas o suficiente para caracterizar o sistema como reenergizado e em operação é, com certeza, o fator mais crítico com relação aos impactos que podem advir da condição de falta de energia. Por esse motivo, os parâmetros

que caracterizam a duração das atividades e ações de controle que compõem o plano de recomposição merecem atenção especial, pois a composição desses tempos individuais determinará a duração total esperada para a recomposição e, conseqüentemente, as estimativas de prejuízos e de custos da interrupção para uma falta de energia generalizada na rede elétrica.

Pode-se definir a duração de atividades em um processo genérico como **a estimativa do tempo requerido para o seu cumprimento nas condições especificadas no projeto**. No caso da recomposição de sistemas de potência, isso quer dizer que a duração de cada atividade que compõe o plano deve ser especificada levando-se em conta que as ações (de controle ou atuação no sistema) que a definem serão efetuadas em condições de falta de energia, de falta de informações e de elevado estresse dos operadores e dos engenheiros nos centros de controle.

É importante salientar que existem, basicamente, dois tipos de atividades, definidas quanto às especificações de suas durações, na formulação básica dos métodos de caminho crítico: atividades com **duração determinística** e atividades com **duração aleatória**. Em processos tecnológicos, a classificação de uma atividade em uma categoria ou em outra está diretamente ligada às parcelas de automatismos, de fenômenos físicos e de atuação humana que a compõem. Mecanismos e procedimentos automáticos possuem tempos de execução bem definidos e, portanto, podem ser classificados como sendo atividades com duração determinística. Já fenômenos físicos (que dependem fortemente das condições iniciais e ambientais do processo no qual estão inseridos) e a atuação humana (que depende do grau de treinamento e das condições psicológicas durante o desenrolar do processo) possuem um tempo de execução incerto e, assim, são classificados como sendo atividades com duração aleatória.

Na recomposição de sistemas de energia elétrica, podem ser adotadas ambas as classificações, dependendo das condições esperadas no momento da recomposição que são assumidas como conhecidas. Idealmente, pode-se considerar que o preparo de todos os operadores e engenheiros é suficientemente robusto, que a probabilidade de falha nos equipamentos do sistema nas condições de reenergização é bastante baixa e que as condições ambientais, no momento da recomposição, serão razoáveis; nesse caso, as

discrepâncias entre os tempos estimados para as atividades durante a confecção dos planos e os tempos realmente gastos com sua execução poderão ser considerados mínimas, e uma abordagem determinística para a definição da duração das tarefas do plano poderá ser assumida. Nessa condição, o tempo  $t_a$  de uma atividade  $a$  pode ser definido como uma constante  $t$ , conforme a equação 4.1.

$$t_a = t \quad (4.1)$$

Entretanto, essas suposições dificilmente podem ser consideradas válidas em condições reais de operação, onde existe um considerável grau de incerteza associado ao cumprimento das atividades. Nesse caso, é esperado que os desvios entre os tempos estimados para as atividades durante o planejamento e os tempos empregados, na prática, para sua execução apresentem um valor variável e que não pode ser desprezado. Nesse caso, o tempo estimado  $t_a$  de uma atividade  $a$  pode ser definido como uma variável aleatória de média  $t$  e desvio padrão  $\sigma$ , conforme a equação 4.2.

$$\varepsilon(t_a) = t; \text{var}(t_a) = \sigma^2 \quad (4.2)$$

Essa definição da duração de uma atividade por uma variável aleatória remete à interpretação física dos conceitos de média e desvio padrão, quando aplicados a uma distribuição empírica da repetição de um fenômeno ou atividade (no caso deste trabalho, de uma atividade do plano de recomposição). A primeira interpretação (da média) estabelece que **o valor mais provável da duração da atividade**, na falta de quaisquer indícios que a determinem, pode ser assumido como **o valor da média** da variável aleatória que define a atividade. A segunda interpretação (do desvio padrão) considera que a **quase totalidade dos valores possíveis** para essa duração deve ser encontrada em uma faixa que se situa em um raio de **três vezes o valor do desvio padrão**, tomado a partir da média da variável aleatória que define a atividade. Em ambas as interpretações, é assumida uma distribuição unimodal para a variável aleatória da atividade, extraída de um número suficiente de

amostras (ou repetições da atividade). A figura 4.4, extraída da referência [36], representa essas interpretações, utilizando uma distribuição normal de probabilidade.

Entretanto, a utilização de uma distribuição normal para essa definição não é adequada, no caso da recomposição de sistemas de energia, pois distribuições normais apresentam extremos não-finitos, valores negativos e são, necessariamente, simétricas. As atividades de reenergização possuem durações que são definidas sempre por valores positivos, uma vez que correspondem a medidas de tempo; além disso, os valores das diferenças entre o valor médio e os limitantes (inferior e superior) dos possíveis tempos para a execução da atividade podem não coincidir, o que torna impossível supor a simetria na distribuição da variável aleatória. Finalmente, o planejamento da recomposição é realizado levando-se em conta que o valor esperado para a duração da atividade é, necessariamente, finito e o menor possível, o que não condiz com a ausência de limites para os extremos da função de distribuição normal.

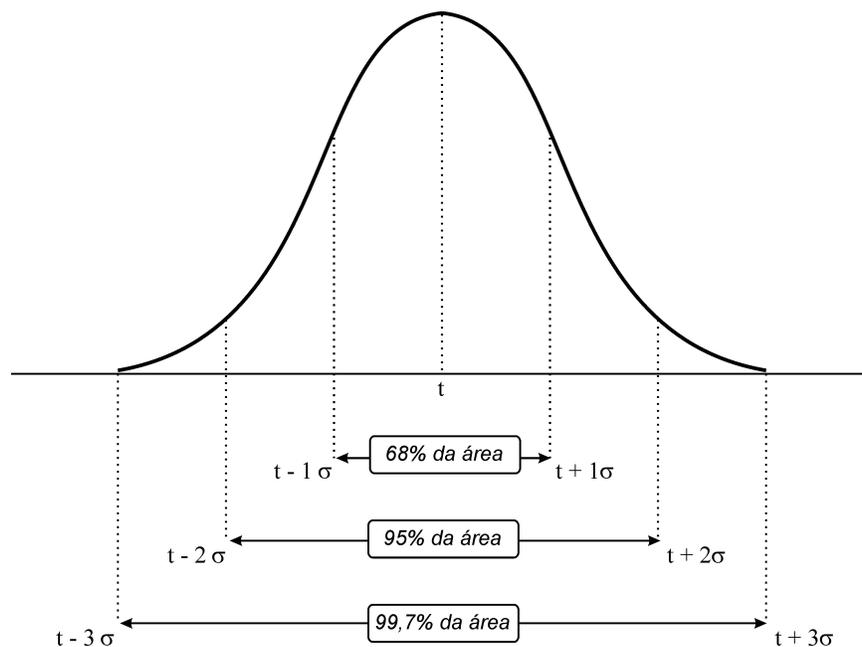


Figura 4.4. Interpretação física da média e desvio padrão de uma variável aleatória com distribuição normal de probabilidades

Para contornar essas dificuldades, opta-se, em geral, pela adoção de uma **distribuição beta** de probabilidades na definição das variáveis aleatórias correspondentes às durações das atividades de um projeto genérico (como realizado na formulação básica do PERT) [36]. Essa distribuição também é unimodal, o que torna válidas as interpretações físicas providas, anteriormente, para os conceitos de média e de desvio padrão.

Por outro lado, ela apresenta extremos finitos não-negativos e também não é, necessariamente, simétrica. Considerando, ainda, que interrupções de grandes proporções têm, felizmente, um caráter de relativa raridade quanto à sua ocorrência em sistemas interligados, e também a impossibilidade de se realizar uma amostragem estatística da duração de cada atividade em tais condições, pode-se supor que apenas uma quantidade mínima de informação estará disponível para definir as características da duração aleatória de cada atividade do plano. Nesse contexto e seguindo uma abordagem conservativa, pode-se definir três diferentes estimativas de tempo, que permitirão determinar, hipoteticamente, a média e o desvio padrão de uma atividade qualquer de recomposição segundo uma distribuição beta de probabilidades. Essas estimativas são:

- Estimativa do tempo mais provável ( $t_m$ ): representa o valor mais esperado para a realização da atividade, ou o valor que tem mais chances de ocorrer do que qualquer outro.
- Estimativa de tempo otimista ( $t_o$ ): representa o menor tempo no qual a atividade pode ser completada, ou o melhor tempo obtido no caso de todas as variáveis envolvidas com sua realização se comportarem de maneira melhor do que a usual.
- Estimativa de tempo pessimista ( $t_p$ ): representa o pior tempo (mais longo) que se pode levar para completar a atividade, ou o maior tempo obtido no caso em que as condições gerais, às quais a atividade esteja submetida, estejam piores que usualmente.

Desta maneira, o tempo médio esperado para essa atividade  $t_e$  e o seu desvio padrão esperado  $\sigma_e$  serão dados, respectivamente, em função dos valores estimados  $t_m$ ,  $t_p$  e  $t_o$  como descrito pelas equações 4.3 e 4.4 [36, 37, 38].

$$t_e = \frac{t_o + 4t_m + t_p}{6} \quad (4.3)$$

$$\sigma_e = \frac{t_p - t_o}{6} \quad (4.4)$$

Pode-se assumir, assim, que uma distribuição beta, como ilustrado na figura 4.5, pode descrever a duração de uma atividade em processos (e, conseqüentemente, de uma atividade do plano de recomposição) mais fielmente do que uma distribuição normal.

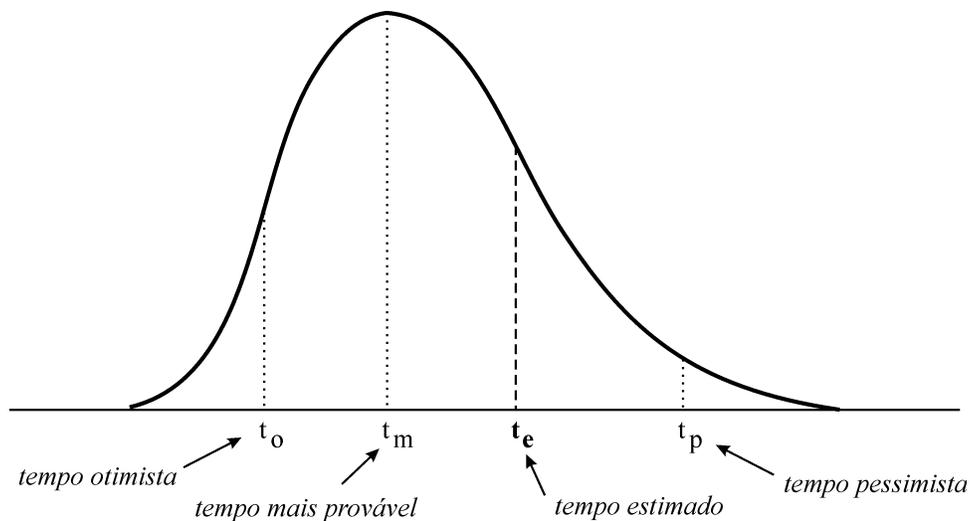


Figura 4.5. Sistema de 3 estimativas com distribuição beta de probabilidades (fora de escala)

#### 4.4. Parâmetros de Carga Recompоста em Atividades

Além do fator tempo, outra importante característica da recomposição de sistemas elétricos diz respeito à seqüência de reenergização das cargas e consumidores distribuídos ao longo do sistema. Uma vez que a rede vai sendo recompоста gradativamente, alguns consumidores são reenergizados no início do processo, durante a fase fluente, enquanto outros são restabelecidos apenas nos passos finais da recomposição coordenada. Para viabilizar a avaliação do plano de recomposição, com relação à reenergização da carga, é necessário fornecer os parâmetros adequados, associados à carga recompоста, em cada

atividade de recomposição. Neste trabalho, dois parâmetros da carga foram considerados na formulação das atividades que compõem o plano: o tipo da carga a ser reenergizada e o grau de prioridade dessa carga.

Quanto ao tipo, a carga associada a uma subestação qualquer pode ser classificada por suas parcelas referentes aos consumidores de diferentes naturezas:

- parcela de carga residencial;
- parcela de carga comercial e
- parcela de carga industrial.

A análise correta da recomposição das cargas, após a ocorrência de uma perturbação, é bastante crítica no caso de cargas residenciais, uma vez que esse tipo de carga é composto por um grande número de dispositivos controlados termostaticamente (como, por exemplo, refrigeradores, aquecedores e aparelhos de ar-condicionado). Esses dispositivos são os principais responsáveis por um aumento do nível de potência ativa e reativa, com relação aos valores de regime esperados, no momento do restabelecimento. Mais ainda, em cargas residenciais, os motores geralmente não possuem qualquer dispositivo de desligamento automático após a ocorrência de uma falha. Portanto, espera-se que ocorra um aumento no consumo de energia no restabelecimento de cargas residenciais, que se deve não só à perda da diversidade do estado dos dispositivos controlados termostaticamente, mas também às elevadas correntes de partida dos motores, que não foram desligados após a ocorrência da falha no abastecimento de energia.

Já para cargas industriais, o aumento do consumo de energia após a perturbação, em geral, não ocorre. Esse fenômeno pode ser explicado pelo fato dos motores industriais possuírem dispositivos de proteção, responsáveis por seu desligamento automático após certas perturbações, que inclui as quedas de tensão e blecautes. Dessa maneira, a grande maioria dos motores de cargas industriais permanece desligada, no momento da reenergização, não ocasionando elevadas correntes de partida [44]. Entretanto, os valores absolutos de perdas monetárias associadas à falta de energia são significativamente mais elevados nesse tipo de consumidor, tanto pela interrupção do processo produtivo industrial, quanto pelas multas ocasionadas pelas possíveis quebras de contratos de fornecimento, na impossibilidade de recuperar a produção perdida durante a falta de energia.

Finalmente, a parcela de carga comercial tem um comportamento variável, dependendo do ramo de comércio predominante na região da subestação sob análise; via de regra, seu comportamento pode ser considerado um misto entre as cargas residencial e industrial [44, 45].

Assim, o parâmetro  $\mathbf{comp}_a$  que expressa o tipo da carga a ser recomposta ao final de uma determinada atividade  $a$  de recomposição, pode ser definido por um vetor de três índices: a parcela da componente de carga residencial  $\alpha_a$ , a parcela da componente de carga industrial  $\beta_a$  e a parcela da componente de carga comercial  $\gamma_a$ , calculados em valores percentuais da carga total agregada. Cada um desses índices pode, então, assumir qualquer valor entre 0 e 1.

$$\mathbf{comp}_a = \begin{bmatrix} \alpha_a \\ \beta_a \\ \gamma_a \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} 0 \leq \alpha_a \leq 1; \\ 0 \leq \beta_a \leq 1; \\ 0 \leq \gamma_a \leq 1 \end{array} \quad (4.5)$$

Deve-se considerar, ainda, que o processo de restabelecimento de cargas demanda, no planejamento da recomposição, a existência de esquemas que garantam o atendimento prioritário de certos tipos de consumidores, como, por exemplo, hospitais, serviços de comunicação pública, instalações militares e judiciais, aeroportos e prédios governamentais. Pode-se, então, definir índices de prioridade da carga a partir da análise conduzida pelo grupo de especialistas responsável pela elaboração do plano, que expressem, numericamente, a importância relativa do atendimento das cargas distribuídas pelo sistema. Essas cargas serão restabelecidas por determinadas atividades de recomposição e, assim, elas podem ser diretamente associadas, transportando o índice de prioridade das cargas para a atividade em questão. Matematicamente, o parâmetro  $\mathbf{Prior}_a$  que expressa a prioridade da carga a ser reenergizada ao final de uma determinada atividade de recomposição  $a$  é equivalente à prioridade  $\mathbf{P}$  dessa mesma carga, conforme descrito na equação 4.6.

$$\mathbf{Prior}_a = \mathbf{P} \quad (4.6)$$

Se a atividade em questão é composta por  $n$  cargas a serem reenergizadas, com valores de prioridade diferentes, pode-se assumir que o valor do parâmetro **Prior<sub>a</sub>** equivale à média dos índices de prioridade  $P_i$ ,  $i = 1, 2, \dots, n$ , para cada uma das cargas, ponderados pelos respectivos valores de carga nominal  $S_i$ ,  $i = 1, 2, \dots, n$ . A equação 4.7 define essa relação.

$$\text{Prior}_a = \frac{\sum_1^n P_i \cdot S_i}{\sum_1^n S_i} \quad (4.7)$$

#### 4.5. Custo da Interrupção de Consumidores

Durante uma situação de falta de energia elétrica, diversos prejuízos e custos podem advir dos transtornos que são gerados nessa condição, como perdas na produção, perdas de matéria-prima, ociosidade no uso de instalações e mão de obra, paralisação de atividades de lazer, serviços e saúde pública, dentre outros. Os custos que surgem, nesse caso, podem ser classificados em três diferentes categorias [46]:

- **Custo do Não-faturamento:** compreende as perdas sofridas pelas concessionárias de energia em função da falha do fornecimento de energia aos consumidores, que gera uma interrupção no faturamento das mesmas.
- **Custo do Déficit:** esse custo está associado às restrições da infra-estrutura de geração e transmissão de energia elétrica, sendo geralmente aplicável no horizonte do planejamento da rede. Para as condições de operação e de planejamento da operação, o custo de déficit passa a ter sentido apenas em interrupções com duração muito longa (acionamento).
- **Custo da Interrupção:** o custo da interrupção reflete os prejuízos causados pela falta de energia aos consumidores distribuídos ao longo do sistema. Essa falta de

energia caracteriza-se por ser súbita e imprevista, surpreendendo os consumidores, sendo geralmente causada por contingências no sistema.

Analisando-se esses custos, pode-se observar que o custo do não-faturamento depende tão somente da política tarifária das concessionárias de energia elétrica e sua avaliação, assim, não apresenta grandes dificuldades, sendo desnecessário abordar esse tópico com maior profundidade. O custo do déficit tem impacto significativo apenas para uma interrupção cuja duração possa ser considerada longa (semanas ou meses), no contexto do planejamento; isso exclui a grande maioria das situações de recomposição do sistema elétrico e, assim, sua influência pode ser desconsiderada neste trabalho.

Já o custo da interrupção, que reflete as perdas diretamente causadas aos consumidores pela falha no fornecimento de energia, está diretamente relacionado aos prejuízos decorrentes de blecautes, situando-se, portanto, no escopo do principal objeto de estudo deste trabalho. Sua avaliação tem sido realizada a partir de diversos métodos, para diferentes países e condições de consumo [46 – 50]; tais métodos não serão aqui explicitados, mas, na maioria das vezes, resultam em estimativas de custos que são divididos em categorias relacionadas aos grandes segmentos de consumidores (residencial, comercial e industrial) ou ao tipo da atividade específica de consumo em que se encaixam os mesmos (prédios de apartamentos, pequenas indústrias, residências individuais, etc.).

Na maioria das estimativas observadas na literatura, os custos unitários da interrupção são expressos em unidades monetárias por quilowatt-hora interrompido (\$/kWh). Uma característica importante que pode ser observada nessas estimativas é que esses custos dependem, fortemente da duração da interrupção, podendo, para uma mesma carga interrompida, tanto aumentar como diminuir, conforme a duração da interrupção aumenta. Os valores estimados para os custos variam também com o horário em que a falta de energia acontece.

A Tabela 4.1, apresentada a seguir, mostra os custos de interrupção médios, no Brasil, para vários horários de início da ocorrência e para várias faixas de duração da interrupção, considerando as três grandes classes de consumidores (residencial, industrial e comercial) [46], dados em dólares por quilowatt-hora interrompido (US\$/kWh).

Tabela 4.1. Custo unitário de interrupção médio para os grandes segmentos de consumo no Brasil (US\$/kWh)

| Início     | Segmento Industrial    |             |             |             |              |                | Segmento Comercial     |             |             |             |              |                | Segmento Residencial |
|------------|------------------------|-------------|-------------|-------------|--------------|----------------|------------------------|-------------|-------------|-------------|--------------|----------------|----------------------|
|            | Duração da Interrupção |             |             |             |              |                | Duração da Interrupção |             |             |             |              |                | Qualquer duração     |
|            | 00 a 03 min            | 03 a 15 min | 15 a 30 min | 30 a 60 min | 60 a 120 min | Hora adicional | 00 a 03 min            | 03 a 15 min | 15 a 30 min | 30 a 60 min | 60 a 120 min | Hora adicional |                      |
| 0 às 8 h   | 2,87                   | 1,23        | 1,07        | 0,90        | 0,81         | 0,78           | 0,98                   | 1,83        | 2,80        | 2,55        | 2,45         | 2,69           | 0,0                  |
| 8 às 18 h  | 2,73                   | 1,26        | 1,20        | 0,95        | 0,86         | 0,78           | 1,83                   | 3,16        | 4,25        | 4,36        | 4,76         | 3,76           | 0,0                  |
| 18 às 24 h | 2,80                   | 1,14        | 1,06        | 0,83        | 0,75         | 0,78           | 1,81                   | 3,03        | 3,92        | 3,77        | 4,10         | 3,14           | 1,11                 |

Como citado anteriormente, outras formas de consideração desses custos também são possíveis. Como exemplo, a Tabela 4.2, extraída da referência [50], apresenta os custos estimados por tipo de carga agregada para o Canadá, obtidos de dados compilados pela Universidade de Saskatchewan, em 1980, em função de diferentes durações da interrupção. Nessa tabela os custos são dados em dólares canadenses por quilowatt-hora interrompido.

Tabela 4.2. Custos unitários de interrupção estimados por tipo de carga agregada no Canadá - estimativas de 1980 em dólares canadenses por quilowatt-hora interrompido (\$/kWh)

| Tipo de carga agregada         | Duração da Interrupção |            |           |           |           |
|--------------------------------|------------------------|------------|-----------|-----------|-----------|
|                                | 1 minuto               | 20 minutos | 1 hora    | 4 horas   | 8 horas   |
| Prédios de apartamentos        | 0,0000000              | 0,0000672  | 0,0003949 | 0,0035484 | 0,0106594 |
| Bairro residencial             | 0,0000000              | 0,0000486  | 0,0002622 | 0,0025639 | 0,0076696 |
| Cidade pequena ou média        | 0,0000754              | 0,0006524  | 0,0015919 | 0,0066621 | 0,0175936 |
| Cidade e sua área rural        | 0,0000503              | 0,0004448  | 0,0011136 | 0,0049220 | 0,0131519 |
| Cidade grande                  | 0,0001567              | 0,0008480  | 0,0019339 | 0,0069119 | 0,0164860 |
| Metrópole                      | 0,0003101              | 0,0009511  | 0,0020792 | 0,0063843 | 0,0144986 |
| Cidade grande e sua área rural | 0,0002481              | 0,0007668  | 0,0016948 | 0,0053958 | 0,0124526 |

## 4.6. Outros Recursos e Custos Relacionados às Atividades

Uma atividade de recomposição pode compreender mais que uma ação de controle, chaveamento ou ajuste do sistema elétrico durante sua execução. Tais ações podem ser complexas e se caracterizam pelo **uso de recursos distintos** durante o processo. Esses recursos podem ser, assim, associados às atividades e seu uso, no decorrer das ações de recomposição, pode acarretar outros custos que não os diretamente causados pela falta de energia, explicitados anteriormente.

Um exemplo desse tipo de recurso adicional é a necessidade da ação de equipes em campo para realizar reparos em equipamentos danificados durante os transitórios do blecaute ou que apresentem mal funcionamento durante a recomposição. Pode-se dizer, assim, que cada atividade de recomposição descrita no plano de reenergização pode exigir a necessidade de um recurso específico que, nesse caso, equivale à atuação de um certo número de equipes de campo.

Tanto esse quanto outros recursos adicionais podem ser analisados em conjunto com as demais características da recomposição, levando-se em conta os tempos e custos já definidos para cada atividade. Para isso, entretanto, eles têm que ser adequadamente definidos na formulação da lista de atividades que define um plano. Assim, para uma atividade  $a$  um determinado recurso  $R_a$  pode ser definido como a totalização dos recursos  $R_k$  de mesma natureza, requeridos pelas suas ações constituintes. A equação 4.8 representa essa relação de maneira simplificada.

$$R_a = \sum_1^n R_k \quad (4.8)$$

em que  $k$  é o índice correspondente à natureza do recurso em questão e  $n$  corresponde ao número de ações da atividade que demandam esse recurso específico.

Com esses parâmetros e os demais, descritos nos itens anteriores, pode-se aplicar uma seqüência de **métodos computacionais** para obter uma série de características do plano completo. Essas características permitem a extração de **índices numéricos** que

possibilitam a **qualificação do plano** de recomposição. Tais métodos estão detalhados nos itens que se seguem.

## 4.7. Análise de Tempos de Recomposição

Uma vez definidos os parâmetros de duração relacionados às atividades, é possível empregar os métodos de caminho crítico para determinar os tempos relacionados às diferentes etapas do plano de recomposição. Supõe-se, aqui, que o diagrama de rede (ou grafo CPM/PERT), tem sua **topologia bem determinada**, obtida manualmente a partir da experiência dos operadores ou extraída com sucesso da aplicação do método de construção automática de grafos de caminho crítico, explicitado anteriormente. Admite-se, também, que o modelo adotado para a construção do grafo, nos cálculos e procedimentos que se seguem, é o **modelo AoA** (“*activities-on-arcs*”) ou de rede orientada por tarefas.

O principal objetivo da análise de tempos de recomposição é fornecer estimativas que considerem as atividades dentro do contexto de execução do plano completo, no tocante ao tempo total esperado para completar toda a seqüência de atividades previstas e ao momento em que essas atividades se iniciarão e terminarão.

Os cálculos básicos necessários para essa análise envolvem, inicialmente, duas buscas em largura nos elementos do grafo de caminho crítico. A primeira é denominada **passagem forward** (“*forward pass*”) ou **varredura direta**. Com base em um instante de tempo, pré-especificado para o início do processo, os cálculos relacionados a essa varredura fornecem o **tempo mais cedo** em que podem iniciar (ou terminar) as atividades do projeto, ou seja, para cada atividade de recomposição, o tempo mínimo a partir do qual poderão iniciar (ou finalizar) as ações que correspondem a essa mesma atividade.

A segunda busca é denominada **passagem backward** (“*backward pass*”) ou **varredura reversa**. Nesse caso, os elementos do grafo são inspecionados para a determinação do **tempo mais tarde** em que podem iniciar (ou terminar) as atividades do projeto, ou seja, para a obtenção do limite de tempo em que devem ser iniciadas (ou finalizadas) as atividades que compõem o plano, para que este último não sofra atrasos com relação a um limite previamente especificado para a sua conclusão.

Finalmente, a formulação básica dos métodos de caminho crítico é concluída com uma inspeção simples dos elementos do grafo para determinação das **folgas** (“**slacks**”), que representam os atrasos admissíveis nas etapas e atividades, partindo-se do pressuposto de que a duração total do processo não pode ser comprometida. Esses valores de tempo (tempos mais cedo, tempos mais tarde e folgas) podem, então, ser utilizados para **satisfazer um objetivo de otimização** (de recursos ou de tempo), caso se disponha de uma relação custo/duração explícita para as atividades.

A figura 4.6 apresenta um esquema dos cálculos básicos dos métodos de caminho crítico, aplicados à determinação dos tempos de recomposição de um plano previamente especificado.

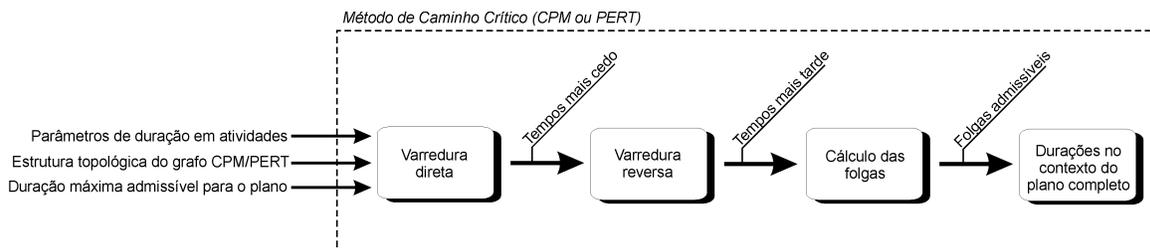


Figura 4.6. Cálculos básicos dos métodos de caminho crítico

A seguir, são apresentadas, em detalhe, as expressões e deduções dos procedimentos que descrevem essas passagens e inspeções dos métodos de caminho crítico.

#### 4.7.1. Varredura Direta (“Forward Pass”)

Os procedimentos da varredura direta são baseados em três regras lógicas, que permitem o cálculo dos **tempos mais cedo** de início e término das atividades do processo, com base nas seguintes definições:

- **$D_a$**  ou  **$D(a)$**  corresponde à duração absoluta (*duration*) da atividade  **$a$**  em uma atividade de tempo determinístico, ou ao valor estimado para o tempo esperado em uma atividade com tempo aleatório.

- $VD_a$  ou  $VD(a)$  corresponde à variância (*variance*) da atividade  $a$  em uma atividade de tempo aleatório.
- $E_i$  ou  $E(i)$  corresponde ao tempo mais cedo (*earliest*) estimado para a ocorrência do evento  $i$ .
- $VE_i$  ou  $VE(i)$  corresponde à variância (*variance*) do tempo mais cedo (*earliest*) estimado para a ocorrência do evento  $i$ .
- $ES_a$  ou  $ES(a)$  corresponde ao tempo mais cedo estimado para o possível início da atividade  $a$  (*earliest start time*).
- $VES_a$  ou  $VES(a)$  corresponde à variância (*variance*) do tempo mais cedo estimado para o possível início da atividade  $a$  (*earliest start time*).
- $EF_a$  ou  $EF(a)$  corresponde ao tempo mais cedo estimado para a possível finalização da atividade  $a$  (*earliest final time*).
- $VEF_a$  ou  $VEF(a)$  corresponde à variância (*variance*) do tempo mais cedo estimado para a possível finalização da atividade  $a$  (*earliest final time*).

As regras que devem ser obedecidas na determinação dos procedimentos da varredura direta estão descritas a seguir [36].

**Regra 1:** essa regra presume que o evento inicial do projeto ocorre no tempo zero, com variância associada também nula.

$$E_{\text{inicial}} = VE_{\text{inicial}} = 0 \quad (4.9)$$

**Regra 2:** essa regra presume que todas as atividades estão previstas para se iniciar assim que possível, ou seja, tão logo suas atividades predecessoras estejam completadas. Nessa condição, o tempo mais cedo em que uma atividade pode se iniciar equivale ao maior tempo mais cedo em que suas predecessoras terminam. Assim, para uma atividade  $a$  com  $n$  atividades predecessoras, pertencentes ao conjunto  $\Omega_k$ , tem-se:

$$\mathbf{ES}_a = \max \{\mathbf{EF}_k\}, k \in \Omega_k \quad (4.10)$$

A variância associada ao tempo  $\mathbf{ES}_a$  é definida como a maior variância obtida dentre as variâncias do conjunto dos maiores valores esperados para  $\mathbf{EF}_k$ .

$$\mathbf{VES}_a = \max \{\text{var} \{\max \{\mathbf{EF}_k\}\}\}, k \in \Omega_k \quad (4.11)$$

Evidentemente, o evento  $i$  no qual a atividade  $a$  tem origem só pode ser caracterizado quando todas as atividades predecessoras de  $a$  são completadas. Nesse contexto, o tempo mais cedo  $\mathbf{E}_i$  e a variância  $\mathbf{VE}_i$  estimados para a ocorrência do evento  $i$  são equivalentes, respectivamente, ao tempo mais cedo e à variância previstos para o início da atividade  $a$ :

$$\mathbf{E}_i = \mathbf{ES}_a, a \text{ iniciando-se em } i \quad (4.12)$$

$$\mathbf{VE}_i = \mathbf{VES}_a, a \text{ iniciando-se em } i \quad (4.13)$$

**Regra 3:** essa regra presume que o tempo mais cedo para a finalização de uma atividade é a soma do seu tempo mais cedo de início com a sua duração estimada. Assim, para a atividade  $a$ , tem-se (assumindo que as variáveis envolvidas são independentes):

$$\mathbf{EF}_a = \mathbf{ES}_a + \mathbf{D}_a \quad (4.14)$$

A variância associada ao tempo  $\mathbf{EF}_a$  é dada por:

$$\mathbf{VEF}_a = \mathbf{VES}_a + \mathbf{VD}_a \quad (4.15)$$

Essas regras **devem ser aplicadas a todos os elementos do grafo** de caminho crítico para determinar a duração total do projeto. Como essa operação envolve a exploração de todos os vértices e arestas do grafo, deve-se, então, adotar um procedimento que permita a **exploração sistemática da estrutura** topológica do grafo eficientemente, ou

seja, **em tempo linear** (proporcional ao número de elementos). Dois tipos bastante conhecidos de exploração que satisfazem essa condição são a busca em profundidade e a busca em largura.

Analisando-se ainda a **característica progressiva** (partindo do evento de início) de determinação dos tempos para as atividades, torna-se possível adotar um **mecanismo de rotulação para os vértices** do grafo. Isso viabiliza que a verificação do resultado do operador de máximo, definido pela regra 2 (equações 4.10 a 4.12), seja **realizada nos eventos** (onde ocorre convergência de múltiplas atividades), antes da efetivação do operador de igualdade dessa mesma regra. Pode-se atribuir, assim, esse valor de máximo ao rótulo do vértice em questão em um passo intermediário, antes da transferência desse valor para o tempo mais cedo de início das atividades que se iniciam no evento correspondente. A figura 4.7 ilustra a utilização do mecanismo de rotulação para efetivar essa transferência de valores.

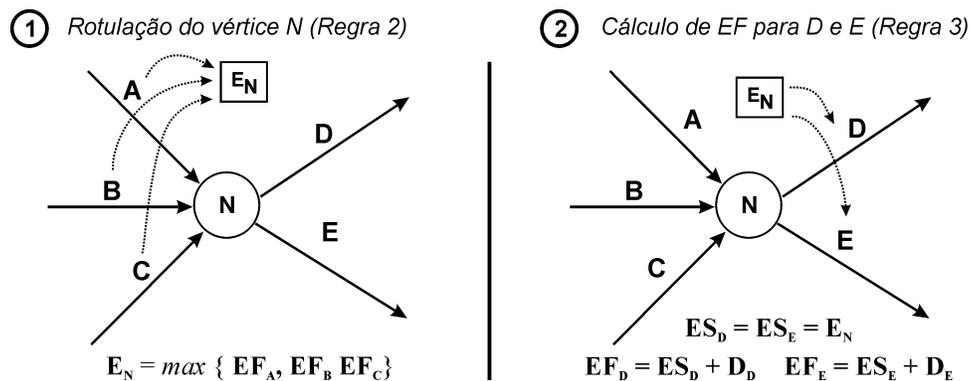


Figura 4.7. Rotulação nos vértices para o cálculo do tempo mais cedo de início de atividades

Pode-se fazer, ainda, uma última consideração sobre o processo de aplicação dessas três regras aos elementos do grafo de caminho crítico com respeito à **interdependência existente entre as regras 2 e 3**. Observando-as, nota-se, a princípio, que a determinação do rótulo de um vértice em particular (e, portanto, a aplicação da regra 2, conforme descrito anteriormente), só pode ser satisfeita para convergência simultânea de atividades em que se tenha previamente determinado os valores do tempo mais cedo de finalização  $EF_a$ . Em contrapartida, os valores desses tempos ( $EF_a$ ) só podem ser calculados, pela regra 3, para

atividades cujo evento de início já tenha sido rotulado (ou seja, com valor de tempo mais cedo de início  $ES_a$  já definido). Portanto, **a estratégia de busca** dos elementos do grafo **deve respeitar essa relação** de precedência entre os cálculos da regra 2 e da regra 3.

Conseqüentemente, para satisfazer as três características desejadas para o processo (a exploração eficiente, a rotulação dos vértices e a precedência na aplicação das regras), foi adotada, neste trabalho, uma abordagem baseada na realização de **busca em largura** no grafo para efetivar os cálculos da varredura direta. Através da **possibilidade de rotulação** dos nós, pode-se utilizar um mecanismo similar ao dos algoritmos de caminho mínimo, o que introduz o **conceito de “fechamento”** dos nós. Dessa maneira, a busca só pode proceder pela inspeção das arestas que se originam em nós já “fechados”. Impondo ao algoritmo de resolução a condição de que um nó (ou evento) só pode ser fechado quando todas as arestas (ou atividades) que nele convergem já têm seus parâmetros temporais calculados, fica automaticamente **garantida a interdependência entre as regras 2 e 3**.

A implementação computacional dessa condição pode ser obtida através da mesma **técnica de fechamento, só que agora aplicada às arestas do grafo**. Assim, uma aresta pode ser considerada fechada se seu nó de origem está fechado e se a busca no grafo já passou por ela, efetuando, conseqüentemente, o cálculo do tempo mais cedo para a sua finalização (aplicação da regra 3). O fluxograma do programa computacional para a determinação dos tempos nessa varredura está representado na figura 4.8.

A título de ilustração, seja o grafo de caminho crítico determinado anteriormente para a recomposição fluente da área Capivara, repetido aqui na figura 4.9. As durações das atividades do grafo (estimativa de tempo médio  $t_m$ , estimativa de tempo pessimista  $t_p$ , estimativa de tempo otimista  $t_o$  e o tempo estimado  $t_e$ ) e os respectivos valores de desvio-padrão foram considerados conforme a tabela 4.3, dados em unidades de tempo (u.t.).

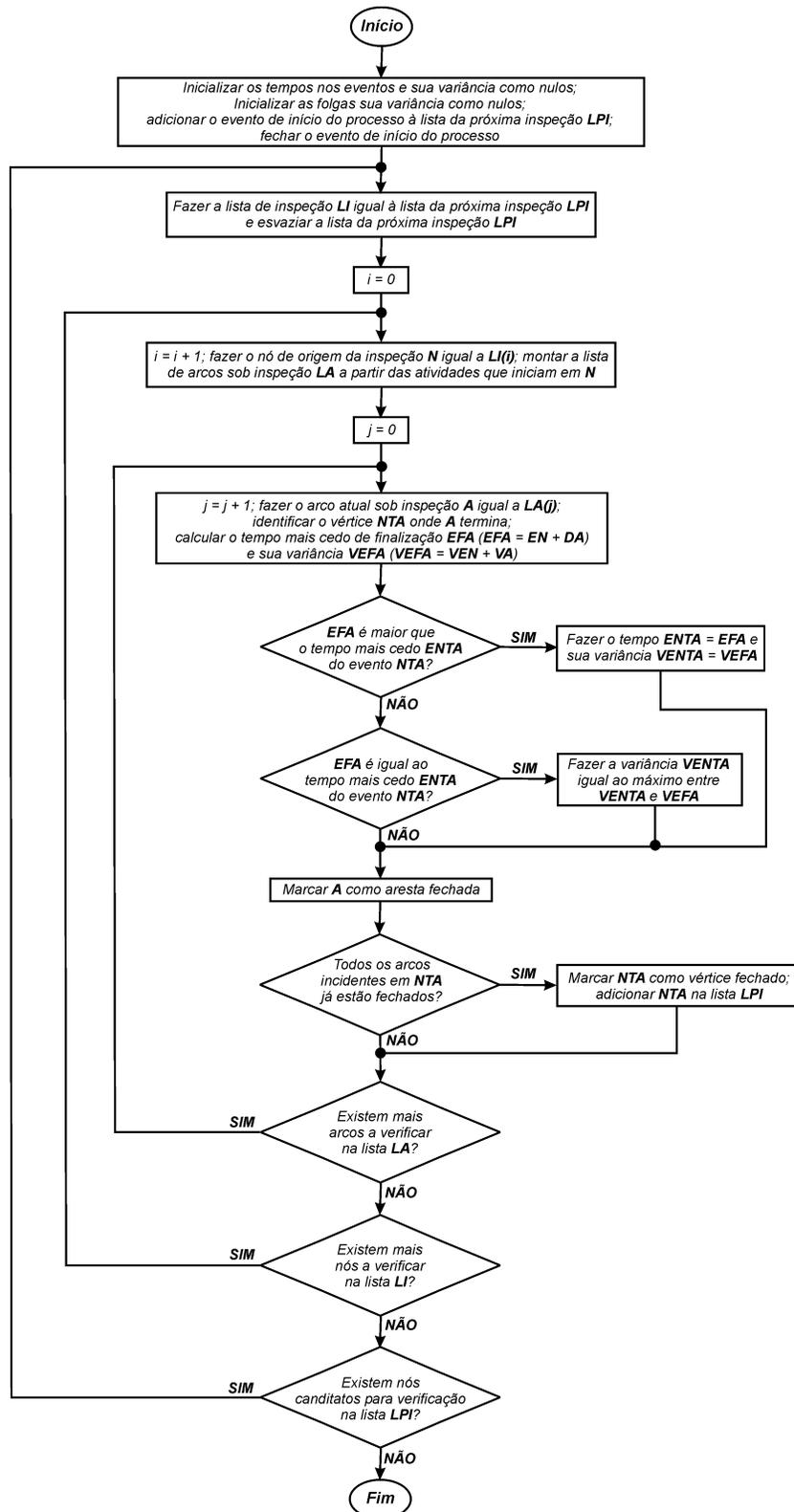


Figura 4.8. Fluxograma dos cálculos e processamento da varredura direta

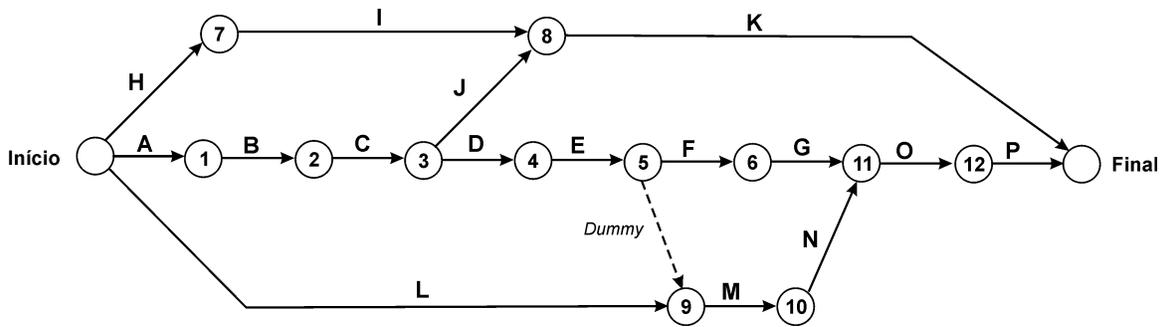


Figura 4.9. Diagrama CPM/PERT para a recomposição fluente da área Capivara

Tabela 4.3. Estimativas de durações e desvios-padrão assumidos para as atividades do plano

| Ativ. | $t_m$<br>(u.t.) | $t_p$<br>(u.t.) | $t_o$<br>(u.t.) | $t_e$<br>(u.t.) | $\sigma_e$<br>(u.t.) | Ativ. | $t_m$<br>(u.t.) | $t_p$<br>(u.t.) | $t_o$<br>(u.t.) | $t_e$<br>(u.t.) | $\sigma_e$<br>(u.t.) |
|-------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------------|-------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------------|
| A     | 40              | 80              | 30              | 45              | 8,33                 | I     | 5               | 9               | 2               | 5,16            | 1,17                 |
| B     | 5               | 10              | 3               | 5,5             | 1,17                 | J     | 1               | 3               | 0,5             | 1,25            | 0,41                 |
| C     | 5               | 8               | 3               | 5,16            | 0,83                 | K     | 5               | 7               | 4               | 5,16            | 0,5                  |
| D     | 1               | 2               | 0,5             | 1,08            | 0,25                 | L     | 5               | 8               | 2               | 5               | 1                    |
| E     | 5               | 8               | 3               | 5,16            | 0,83                 | M     | 1               | 2               | 0,5             | 1,08            | 0,25                 |
| F     | 20              | 30              | 10              | 20              | 3,33                 | N     | 15              | 17              | 14              | 15,16           | 0,5                  |
| G     | 1               | 2               | 0,5             | 1,08            | 0,25                 | O     | 5               | 8               | 3               | 5,16            | 0,83                 |
| H     | 40              | 60              | 30              | 41,66           | 5                    | P     | 5               | 10              | 2               | 5,33            | 1,33                 |

Assumindo que o evento de início (conforme a regra 1) possui um tempo mais cedo estimado de ocorrência e variância iguais a zero, pode-se considerar, a partir das equações 4.12 e 4.13, que:

$$ES_A = ES_H = ES_L = E_{início} = 0 \quad (4.16)$$

$$VES_A = VES_H = VES_L = VE_{início} = 0 \quad (4.17)$$

De acordo com o fluxograma da figura 4.8, a lista de inspeção **LI** contém, inicialmente, apenas o nó de início:

$$LI = \{ início \}$$

O próximo passo consiste em montar a lista **LA** de arcos sob inspeção sequencialmente para cada elemento da lista **LI**. Como essa lista contém apenas o nó de início, o conteúdo de **LA** fica:

$$\mathbf{LA} = \{ \mathbf{A}, \mathbf{H}, \mathbf{L} \}$$

Com isso, determina-se os tempos mais cedo esperados para a finalização das atividades **A**, **H** e **L** (conteúdo da lista **LA**), a partir das equações 4.14 e 4.15 (o que corresponde à aplicação da regra 3 entre as arestas **A**, **H** e **L** e os vértices **1**, **7** e **9**).

$$\mathbf{EF}_A = 0 + \mathbf{D}_A = 45 \text{ u.t.}; \mathbf{VEF}_A = 0 + \mathbf{VD}_A = (8,33)^2 \text{ u.t.} = 69,44 \text{ u.t.} \quad (4.18)$$

$$\mathbf{EF}_H = 0 + \mathbf{D}_H = 41,66 \text{ u.t.}; \mathbf{VEF}_H = 0 + \mathbf{VD}_H = (5)^2 \text{ u.t.} = 25 \text{ u.t.} \quad (4.19)$$

$$\mathbf{EF}_L = 0 + \mathbf{D}_L = 5 \text{ u.t.}; \mathbf{VEF}_L = 0 + \mathbf{VD}_L = (1)^2 \text{ u.t.} = 1 \text{ u.t.} \quad (4.20)$$

Após a efetivação desses cálculos, as arestas **A**, **H** e **L** podem ser consideradas fechadas. Como apenas a aresta **A** (já fechada) termina no evento **1**, pode-se também considerar esse vértice fechado, sendo possível determinar, então, seu tempo de ocorrência mais cedo; raciocínio análogo pode ser aplicado ao evento **7**. Assim, esses vértices devem ser adicionados à lista **LPI** de nós para a próxima inspeção. Com isso, tem-se:

$$\mathbf{E}_1 = \mathbf{ES}_B = \max \{ \mathbf{EF}_A \} = 45 \text{ u.t.}; \mathbf{VE}_1 = \mathbf{VEF}_A = 69,44 \text{ u.t.} \quad (4.21)$$

$$\mathbf{E}_7 = \mathbf{ES}_I = \max \{ \mathbf{EF}_H \} = 41,66 \text{ u.t.}; \mathbf{VE}_7 = \mathbf{VEF}_H = 25 \text{ u.t.} \quad (4.22)$$

$$\mathbf{LPI} = \{ \mathbf{1}, \mathbf{7} \}$$

O evento 9 ainda não pode ser fechado pois a atividade fantasma (“*Dummy*”) ainda não foi fechada e, conseqüentemente, não pode ser adicionado à lista **LPI**. Nesse ponto do processo, a rotulação do grafo se encontra conforme ilustrado na figura 4.10. Os números próximos a cada evento *i* representam seus respectivos tempo mais cedo  $\mathbf{E}_i$  e a variância

$VE_i$ . Os eventos e atividades ainda não fechados (e, portanto, não rotulados) estão representados em cinza.

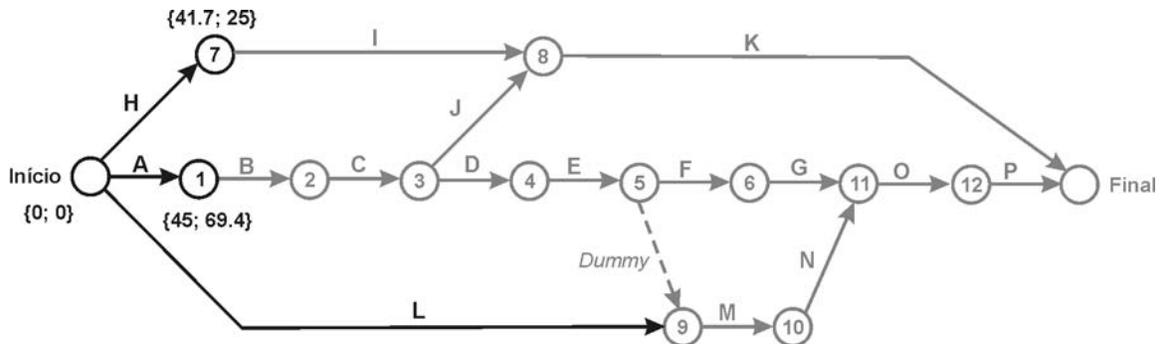


Figura 4.10. Diagrama CPM/PERT parcialmente rotulado durante a varredura direta

Como a lista **LI** contém apenas o nó de início e a lista **LPI** não está vazia, o processo é repetido, atribuindo o conteúdo da lista **LPI** à lista **LI**. O grafo totalmente rotulado, obtido ao final do processo, está representado na figura 4.11. O tempo mais cedo de um determinado evento  $i$  é designado pelo rótulo  $E(i)$ , onde o primeiro valor no rótulo corresponde ao valor esperado do tempo  $E_i$  e o segundo valor corresponde à variância  $VE_i$ .

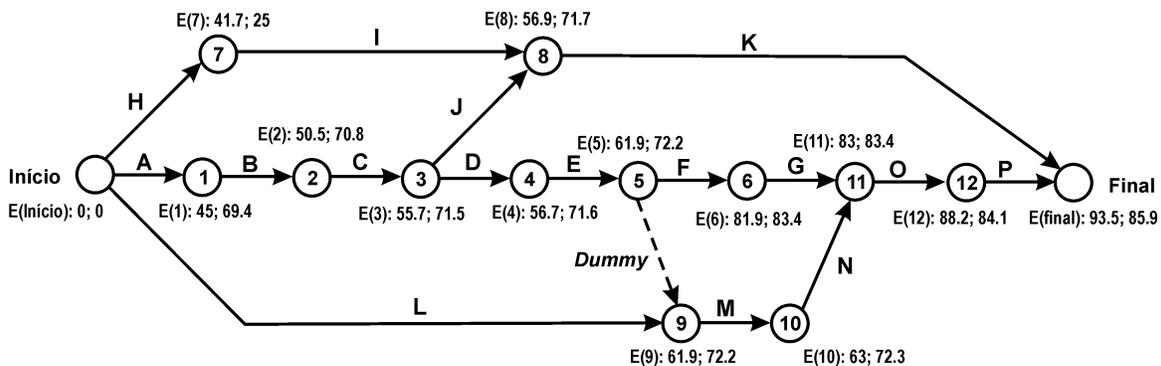


Figura 4.11. Diagrama CPM/PERT completamente rotulado ao final da varredura direta

### 4.7.2. Varredura Reversa (“Backward Pass”)

Assim como na varredura direta, os procedimentos da varredura reversa também são baseados em três regras lógicas que permitem o cálculo dos **tempos mais tarde** de início e término das atividades do processo, com base nas seguintes definições, além daquelas já utilizadas na varredura direta:

- $L_i$  ou  $L(i)$  corresponde ao tempo mais tarde (*latest*) estimado para a ocorrência do evento  $i$ .
- $VL_i$  ou  $VL(i)$  corresponde à variância (*variance*) do tempo mais tarde (*latest*) estimado para a ocorrência do evento  $i$ .
- $LS_a$  ou  $LS(a)$  corresponde ao tempo mais tarde estimado para o possível início da atividade  $a$  (*latest start time*).
- $VLS_a$  ou  $VLS(a)$  corresponde à variância (*variance*) do tempo mais tarde estimado para o possível início da atividade  $a$  (*latest start time*).
- $LF_a$  ou  $LF(a)$  corresponde ao tempo mais tarde estimado para a possível finalização da atividade  $a$  (*latest final time*).
- $VLF_a$  ou  $VLF(a)$  corresponde à variância (*variance*) do tempo mais tarde estimado para a possível finalização da atividade  $a$  (*latest final time*).

As regras que devem ser obedecidas na determinação dos procedimentos da varredura reversa estão descritas a seguir [36].

**Regra 4:** presume-se que o tempo mais tarde  $L_{\text{final}}$  admissível para a possível ocorrência do evento final do projeto (finalização da última atividade) é coincidente com o maior valor entre o tempo mais cedo estimado  $E_{\text{final}}$  para este evento e uma duração  $D_{\text{total}}$  especificada, previamente, para a conclusão do plano.

$$L_{\text{final}} = \max \{ E_{\text{final}}, D_{\text{total}} \} \quad (4.23)$$

A variância associada ao tempo  $L_{\text{final}}$  é definida como a maior variância obtida dentre as variâncias do conjunto do maior valor identificado na equação 4.23.

$$\mathbf{VL}_{\text{final}} = \max \{ \text{var} \{ \max \{ \mathbf{E}_{\text{final}}, \mathbf{D}_{\text{total}} \} \} \} \quad (4.24)$$

**Regra 5:** essa regra presume que uma atividade específica pode terminar no tempo mais tarde admissível para o início das suas atividades sucessoras. Nesse caso, o tempo mais tarde em que uma atividade pode ser finalizada equivale ao menor valor de tempo mais tarde em que suas sucessoras podem se iniciar. Assim, para uma atividade  $a$  com  $n$  atividades sucessoras, pertencentes ao conjunto  $\Omega_k$ , tem-se:

$$\mathbf{LF}_a = \min \{ \mathbf{LS}_k \}, k \in \Omega_k \quad (4.25)$$

A variância associada ao tempo  $\mathbf{LF}_a$  é definida como a maior variância obtida dentre as variâncias do conjunto dos menores valores esperados para  $\mathbf{LF}_k$ .

$$\mathbf{VLF}_a = \max \{ \text{var} \{ \min \{ \mathbf{LS}_k \} \} \}, k \in \Omega_k \quad (4.26)$$

O evento  $i$  no qual a atividade  $a$  é finalizada só pode ser caracterizado quando todas as atividades sucessoras de  $a$  podem ser iniciadas. Nesse contexto, o tempo mais tarde  $\mathbf{L}_i$  para a ocorrência do evento  $i$  e sua variância são equivalentes ao tempo mais tarde previsto e à respectiva variância associada à possível finalização da atividade  $a$ .

$$\mathbf{L}_i = \mathbf{LF}_a, a \text{ terminando em } i \quad (4.27)$$

$$\mathbf{VL}_i = \mathbf{VLF}_a, a \text{ terminando em } i \quad (4.28)$$

**Regra 6:** essa regra estabelece que o tempo mais tarde admissível para o início de uma atividade é obtido descontando-se a sua duração estimada do seu tempo mais tarde de finalização. Assim, para a atividade  $a$ , tem-se:

$$\mathbf{LS}_a = \mathbf{LF}_a - \mathbf{D}_a \quad (4.29)$$

A variância associada ao tempo  $\mathbf{LS}_a$  é dada por:

$$\mathbf{VLS}_a = \mathbf{VLF}_a + \mathbf{VD}_a \quad (4.30)$$

O mecanismo de rotulação, desenvolvido na etapa direta, pode ser estendido para a etapa reversa. Conservando as mesmas características desejadas para a exploração do grafo, pode-se concluir que a verificação do resultado do operador de mínimo (regra 5) pode ser executada nos vértices (onde ocorre a divergência de uma ou mais atividades), enquanto o cálculo do tempo mais tarde admissível para o início de uma atividade pode ser executado nas arestas. A mesma discussão sobre precedência apresentada, anteriormente, para as regras 2 e 3 pode ser aplicada para o caso das regras 5 e 6. Analogamente, pela utilização do conceito de fechamento de arestas e nós durante o percurso reverso do grafo, o fluxograma do procedimento resultante, para a determinação dos tempos nessa varredura, está representado na figura 4.12.

Por exemplo, seja, novamente, o grafo de caminho crítico da área Capivara, já submetido à varredura forward, representado previamente na figura 4.11. Aplicando a regra 4 para um tempo de conclusão do projeto equivalente ao tempo mais cedo estimado para o nó final, a partir das equações 4.23 e 4.24 tem-se que:

$$\mathbf{LF}_K = \mathbf{LF}_P = \mathbf{L}_{final} = \mathbf{E}_{final} = 93,5 \text{ u.t.} \quad (4.31)$$

$$\mathbf{VLF}_K = \mathbf{VLF}_P = \mathbf{VL}_{final} = \mathbf{VE}_{final} = 85,9 \text{ u.t.} \quad (4.32)$$

De acordo com o fluxograma da figura 4.12, que representa os cálculos e processamento dessa varredura, a lista de inspeção **LI** contém inicialmente apenas o nó final:

$$\mathbf{LI} = \{ \textit{final} \}$$

O próximo passo consiste em montar a lista **LA** de arcos sob inspeção sequencialmente para cada elemento da lista **LI**. Como essa lista contém apenas o nó final, o conteúdo de **LA** fica:

$$\mathbf{LA} = \{ \mathbf{K}, \mathbf{P} \}$$

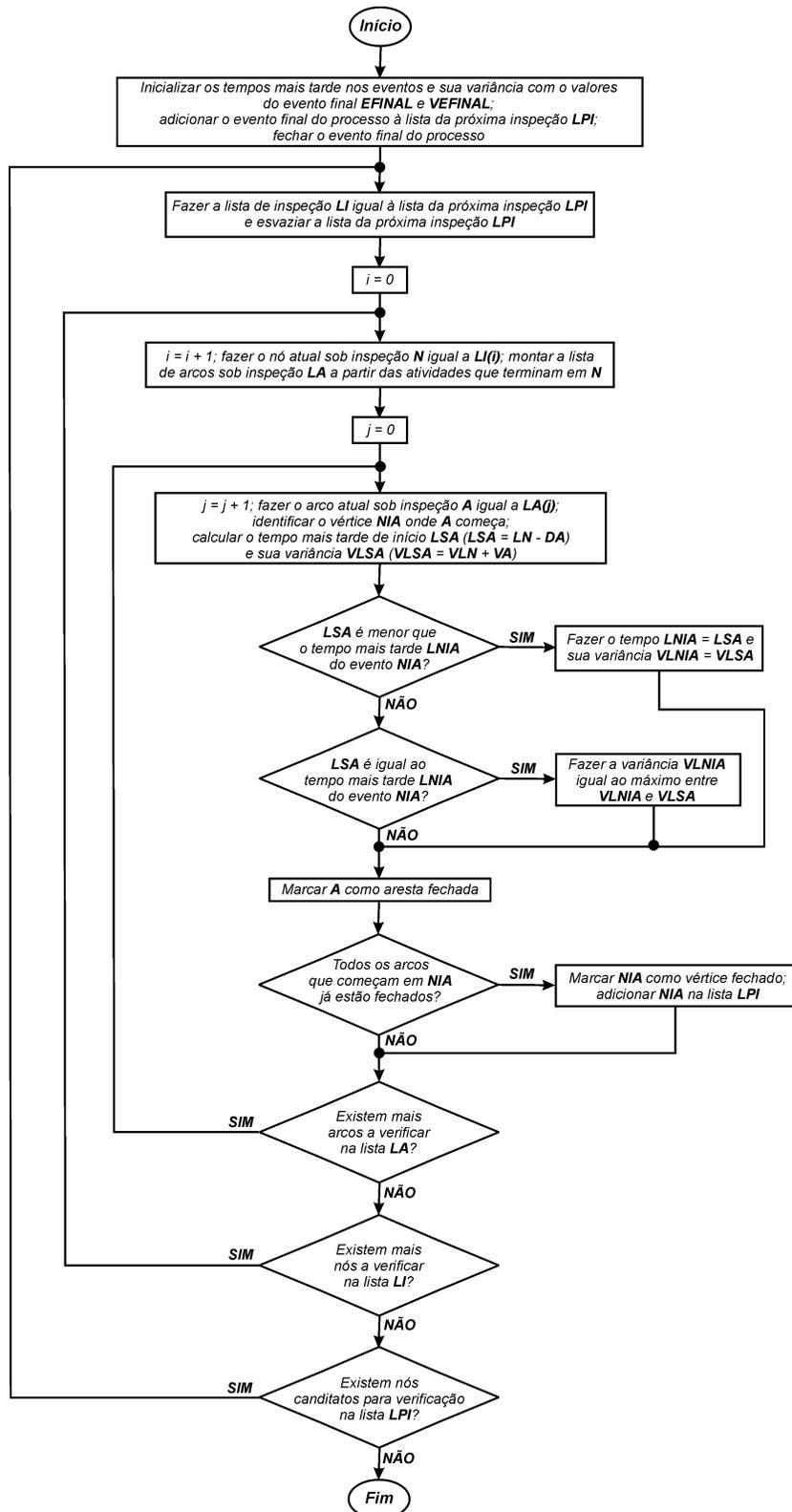


Figura 4.12. Fluxograma dos cálculos e processamento da varredura reversa

Com isso, determinam-se os tempos mais tarde esperados para a finalização das atividades **K** e **P** (conteúdo da lista **LA**), a partir das equações 4.29 e 4.30 (o que corresponde à aplicação da regra 6 entre as arestas **K** e **P** e os vértices **8** e **12**).

$$\mathbf{LS}_K = 93,5 - \mathbf{D}_K = 88,34 \text{ u.t.}; \mathbf{VLS}_K = 85,9 + \mathbf{VD}_K = 86,15 \text{ u.t.} \quad (4.33)$$

$$\mathbf{LS}_P = 93,5 - \mathbf{D}_P = 88,17 \text{ u.t.}; \mathbf{VLS}_P = 85,9 + \mathbf{VD}_P = 87,68 \text{ u.t.} \quad (4.34)$$

Após a efetivação desses cálculos, as arestas **K** e **P** podem ser consideradas fechadas. Como apenas a aresta **K** (já fechada) se inicia no evento **8**, pode-se também considerar esse vértice fechado, sendo possível determinar, então, seu tempo de ocorrência mais tarde; raciocínio análogo pode ser aplicado ao evento **12**. Assim, esses vértices devem ser adicionados à lista **LPI** de nós para a próxima inspeção. Com isso, tem-se:

$$\mathbf{L}_8 = \min \{ \mathbf{LS}_K \} = 88,34 \text{ u.t.}; \mathbf{VL}_8 = 86,15 \text{ u.t.} \quad (4.35)$$

$$\mathbf{L}_{12} = \min \{ \mathbf{LS}_P \} = 88,17 \text{ u.t.}; \mathbf{VL}_{12} = 87,68 \text{ u.t.} \quad (4.36)$$

$$\mathbf{LPI} = \{ \mathbf{8}, \mathbf{12} \}$$

Nesse ponto do processo, a rotulação do grafo se encontra conforme ilustrado na figura 4.13. Os números próximos a cada evento **i**, indicados pelo rótulo do tempo mais tarde **L(i)**, representam, respectivamente, o seu valor esperado para o tempo mais tarde **L<sub>i</sub>** e a variância **VL<sub>i</sub>**. Os eventos e atividades ainda não fechados (e, portanto, não rotulados) estão representados em cinza.

Como a lista **LI** contém apenas o nó final e a lista **LPI** não está vazia, o processo é repetido, atribuindo o conteúdo da lista **LPI** à lista **LI**. O grafo totalmente rotulado, obtido ao final do processo, está representado na figura 4.14.

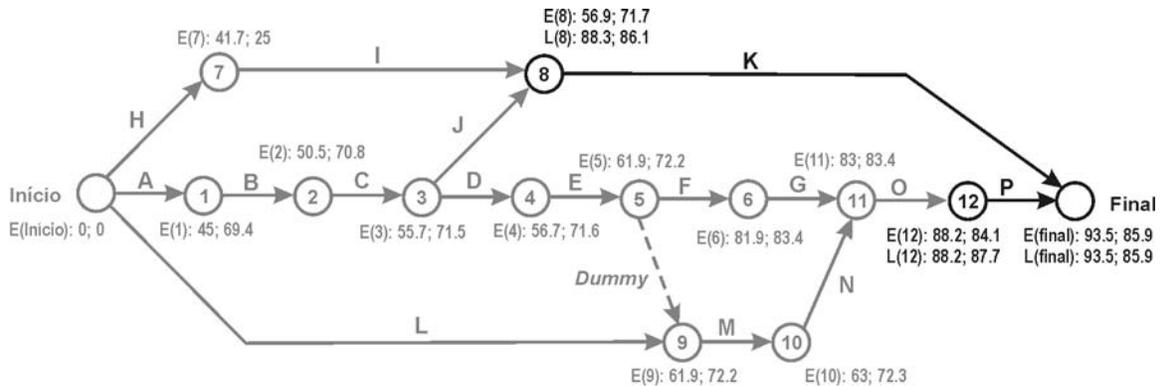


Figura 4.13. Diagrama CPM/PERT parcialmente rotulado durante a varredura reversa

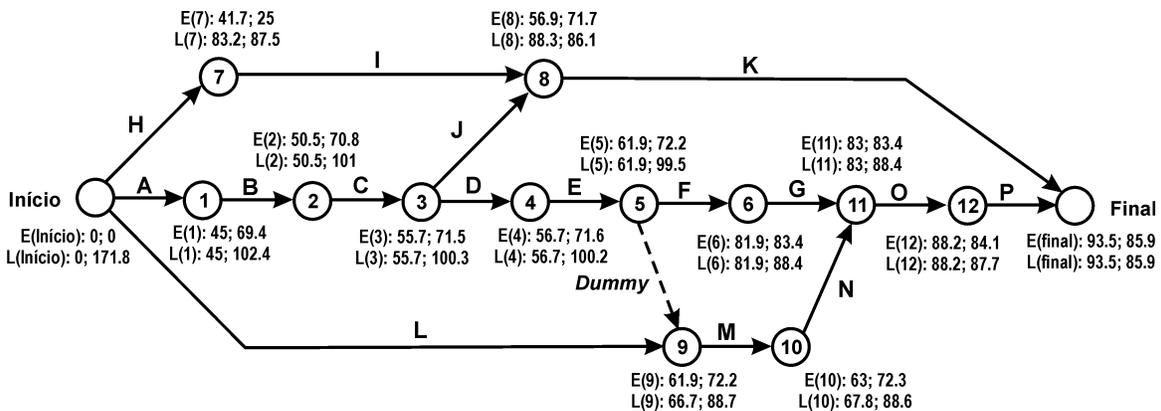


Figura 4.14. Diagrama CPM/PERT completamente rotulado ao final da varredura reversa

### 4.7.3. Cálculo das Folgas (“Slacks”)

Existem **folgas** de diferentes naturezas definidas na literatura disponível sobre métodos de caminho crítico. Com relação às atividades, duas delas são consideradas como de grande importância na análise de processos em geral: a folga total de atividades e a folga livre de atividades [36]. Entretanto, pode-se considerar, ainda, um outro valor de folga, definida com relação aos nós do diagrama de projeto: a **folga nos eventos**, que é a definição adotada neste trabalho como o principal parâmetro de folga na análise de planos de recomposição.

A **folga nos eventos** indica a tolerância temporal que existe para se atingir um determinado evento no contexto do projeto, sem que a duração do processo seja comprometida. Para a recomposição de sistemas de energia, é um indicativo do grau de

**absorção de possíveis imprevistos** (que acarretarão em atrasos) nas diferentes ações de controle e reenergização que compõem o plano. Pode-se definir, assim, que:

- $S_i$  ou  $S(i)$  corresponde à folga associada ao evento  $i$  (*slack time*).

A folga  $S_i$  em um evento  $i$  é dada pela diferença entre o seu tempo mais tarde  $L_i$  e o seu tempo mais cedo  $E_i$ , estimados nas varreduras reversa e direta, respectivamente.

$$S_i = L_i - E_i \quad (4.37)$$

Sua variância  $VS_i$  é dada por:

$$VS_i = VL_i + VE_i \quad (4.38)$$

Um algoritmo simples para a determinação dessas folgas por inspeção no grafo de caminho crítico pode ser definido como se segue.

**Algoritmo de determinação das folgas:**

1. Executar a varredura direta (determinar  $E_k$  e  $VE_k$  para cada nó  $k$ )
2. Executar a varredura reversa (determinar  $L_k$  e  $VL_k$  para cada nó  $k$ )
3. Para cada evento  $i$  definido no conjunto de vértices do grafo
  - i. Calcular a folga do evento  $S_i$

Assim, considerando, novamente, o grafo de caminho crítico da área Capivara, já submetido às varreduras direta e reversa, pode-se tirar vantagem do processo de rotulação já efetuado para calcular as folgas de cada evento. A Figura 4.15 ilustra esse grafo totalmente rotulado ao final da etapa de cálculo das folgas.

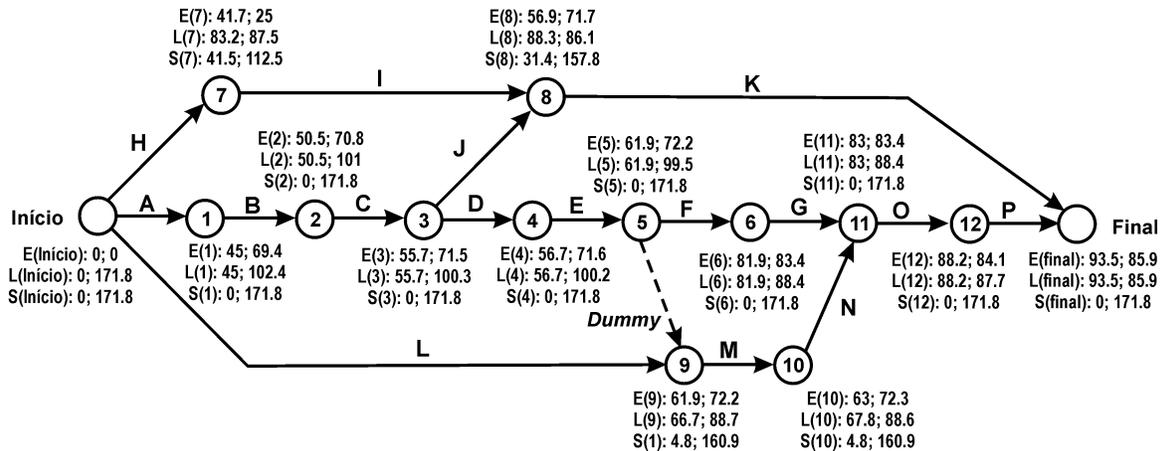


Figura 4.15. Diagrama CPM/PERT completamente rotulado ao final da etapa de cálculo das folgas

Evidentemente, como os tempos mais cedo e mais tarde, de início e de finalização de atividades, são integralizados nos vértices e arestas durante as varreduras direta e reversa, **os cálculos das folgas podem ser diretamente incorporados aos procedimentos de busca em largura durante essas varreduras, contribuindo para uma maior eficiência computacional do método de análise dos tempos e de duração do plano.**

#### 4.7.4. Determinação do Caminho Crítico

Do ponto de vista dos tempos de duração associados a um projeto, o **caminho crítico** pode ser formalmente definido como “*o caminho com a menor folga total*” [36]. Em outras palavras, o caminho crítico é definido pela seqüência de atividades que possuem a menor folga total calculada após as varreduras direta e reversa, partindo-se do nó de início do projeto e prosseguindo até o nó final. No caso dos planos de recomposição de sistemas de energia elétrica, o caminho crítico é composto pela seqüência de ações que, encadeadas do começo ao fim do plano, determinam a duração do processo de reenergização da rede completa.

Uma abordagem, convencionalmente utilizada na literatura, para a determinação do caminho crítico é a denominada **convenção de folga nula**. Por essa convenção, ao tempo mais tarde  $L_{\text{final}}$  associado ao nó final do processo é atribuído um valor igual ao tempo mais cedo estimado para esse evento  $E_{\text{final}}$ , independentemente do valor previamente

especificado, na regra 4, para a duração total do processo  $D_{total}$ . Nesse caso, a folga no evento final fica definida com um valor nulo.

$$\text{Se } L_{final} = E_{final} \text{ então } S_{final} = L_{final} - E_{final} = 0. \quad (4.39)$$

Utilizando essa convenção, considerando que não existem atrasos programados nas atividades e assumindo que o grafo possui um único evento de início e um único evento de finalização do processo (como é o caso dos planos de recomposição de sistemas elétricos), o caminho crítico também fica caracterizado como o **caminho de maior duração** ao longo do grafo.

A identificação do caminho crítico é feita observando-se a **seqüência de nós e de atividades** que, após a aplicação da convenção de folga nula, apresenta valor absoluto de **folga igual a zero** e no caso de uma abordagem estocástica nos tempos das atividades o caminho crítico é aquele correspondente **valor de variância igual à variância  $VS_{final}$**  calculada para a folga associada ao evento final.

Como exemplo, seja o plano de recomposição da área Capivara modelado segundo um grafo CPM/PERT e rotulado com os tempos mais cedo, mais tarde e folgas associados aos eventos. Os nós que fazem parte do caminho crítico podem ser obtidos por inspeção, observando-se aqueles com valor esperado de folga e variância iguais aos valores do nó final. As atividades que compõem o caminho crítico podem ser determinadas, então, como aquelas cujos vértices (de origem e destino) foram identificados como parte do caminho crítico. Para o grafo de recomposição da área Capivara, o caminho crítico é composto pelas atividades **A, B, C, D, E, F, G, O e P**. A figura 4.16 apresenta os nós assim identificados, preenchidos em cinza, e as atividades do caminho crítico, representadas em linhas mais espessas que as demais. Portanto, a duração total para a recomposição da área Capivara, segundo o plano previsto, é dada pela esperança do tempo mais cedo estimado para o nó final, ou seja, 93,5 u.t.

Como essa identificação depende do cálculo das folgas associadas aos nós e arestas do grafo CPM/PERT, os procedimentos para a determinação do caminho crítico podem ser incorporados, para obter uma maior eficiência computacional, aos procedimento de

obtenção das folgas dos elementos do grafo (e, conseqüentemente, incorporados também às varreduras direta e reversa do método de caminho crítico).

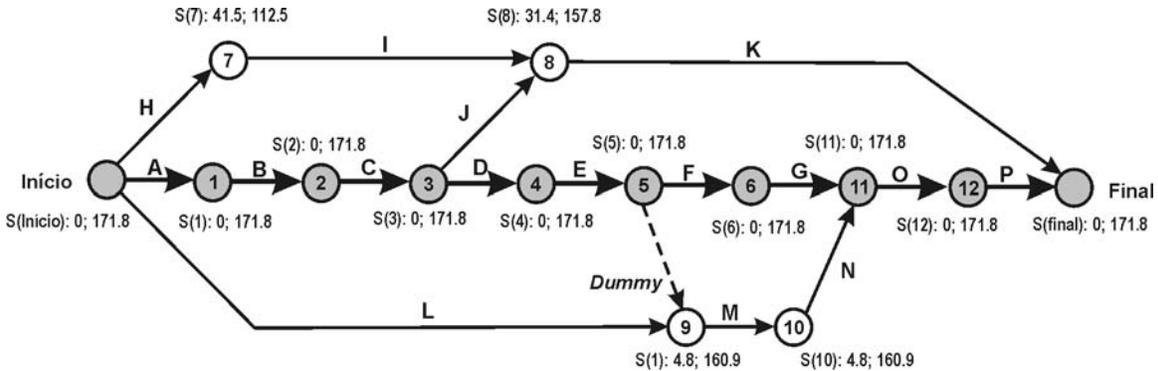


Figura 4.16. Caminho crítico (eventos e atividades) para a recomposição fluente da área Capivara

O algoritmo a seguir apresenta um procedimento de inspeção simples para a determinação do caminho crítico.

**Algoritmo de determinação do caminho crítico:**

1. Executar a varredura direta (determinar  $E_k$  e  $VE_k$  para cada nó  $k$ )
2. Executar a varredura reversa (determinar  $L_k$  e  $VL_k$  para cada nó  $k$ )
3. Calcular as folgas nos eventos (determinar  $S_k$  e  $VS_k$  para cada nó  $k$ ), adotando a convenção de folga nula
4. Para cada atividade  $a$  definida no conjunto de arestas do grafo
  - i. Determinar os nós de origem ( $i$ ) e de destino ( $j$ ) da atividade  $a$
  - ii. Verificar se o valor esperado para a folga nos eventos terminais  $i$  e  $j$  são nulos ( $S_i = S_j = 0$ )
  - iii. Verificar se a variância da folga nos eventos terminais  $i$  e  $j$  são iguais a variância da folga no evento final ( $VE_i = VE_j = VE_{\text{final}}$ )
  - iv. Se (ii) e (iii) são verdadeiras, então a atividade  $a$  é uma *atividade crítica* (que compõe o caminho crítico).
5. Determinar o caminho crítico seguindo as atividades críticas partindo do nó de início até o nó final do grafo CPM/PERT

A importância de se **conhecer o caminho crítico** reside no fato de que as atividades e eventos, dispostos ao longo do mesmo, não admitem atrasos sem que a duração total, identificada no evento final do grafo, seja comprometida. Essas atividades, chamadas de **atividades críticas**, correspondem, no plano de recomposição, às ações de controle e de reenergização **nas quais se deve tomar o maior cuidado possível**, pois sua execução inadequada ou fora dos padrões previstos no planejamento impacta, com total certeza, no fluxo de execução do plano completo.

Além disso, o caminho crítico identifica também os pontos físicos do sistema elétrico **onde devem ser realizados investimentos** com o objetivo de melhorar a qualidade do plano de recomposição. Em outras palavras, as instalações e equipamentos onde se desenrolam as atividades críticas são, justamente, aquelas **onde o ato de reforçar a rede produzirá benefícios reais**, com relação ao tempo previsto para a reenergização total.

#### 4.8. Extensão da Metodologia para as Fases Fluente e Coordenada

Até esse ponto no trabalho, foi explicitada a aplicação da metodologia proposta para um grafo de caminho crítico correspondente à instrução operativa de apenas uma área geo-elétrica da fase fluente (mais especificamente, da instrução de recomposição da área Capivara), por simplicidade de apresentação.

Entretanto, a premissa da fase fluente na recomposição do **SIN** é a execução de diversas instruções operativas, simultaneamente, para a reenergização conjunta de várias áreas geo-elétricas. Já na fase coordenada, tem-se um conjunto de instruções visando a interligação dessas áreas geo-elétricas já energizadas, para concluir a recomposição da rede. A análise dos tempos de recomposição, que constitui a base para a extração dos índices numéricos de avaliação da qualidade do plano deve ser conduzida para a recomposição no seu contexto completo, isto é, partindo-se de diversas instruções da fase fluente, executadas simultaneamente, para convergir nas instruções da fase coordenada, até concluir o processo de reenergização do sistema.

Torna-se necessário, assim, construir um grafo único para aplicar a metodologia de determinação dos tempos de recomposição ao plano completo. A seguir, serão descritos os três passos necessários para atingir esse objetivo.

#### 4.8.1. Determinação dos Grafos CPM/PERT para cada Instrução Operativa

##### Operativa

O primeiro passo na determinação de um grafo único para o plano completo é a determinação dos grafos CPM/PERT para cada instrução operativa, de ambas as fases (fluente e coordenada) do processo de recomposição. A determinação de cada um desses grafos pode ser realizada automaticamente conforme a metodologia descrita no capítulo 3, desde que sejam claramente explicitadas as listas de atividades relacionadas com as instruções operativas. Nesse passo, é importante identificar as etapas de início e final de cada grafo. Como exemplo, considere-se um plano completo para uma rede elétrica, cujos procedimentos de rede para recomposição são compostos por apenas 7 instruções operativas: quatro na fase fluente (IO-1, IO-2, IO-3 e IO-4) e três na fase coordenada (IO-5, IO-6 e IO-7). Seriam obtidos, para essa situação, sete grafos CPM/PERT distintos, conforme ilustrado na figura 4.17.

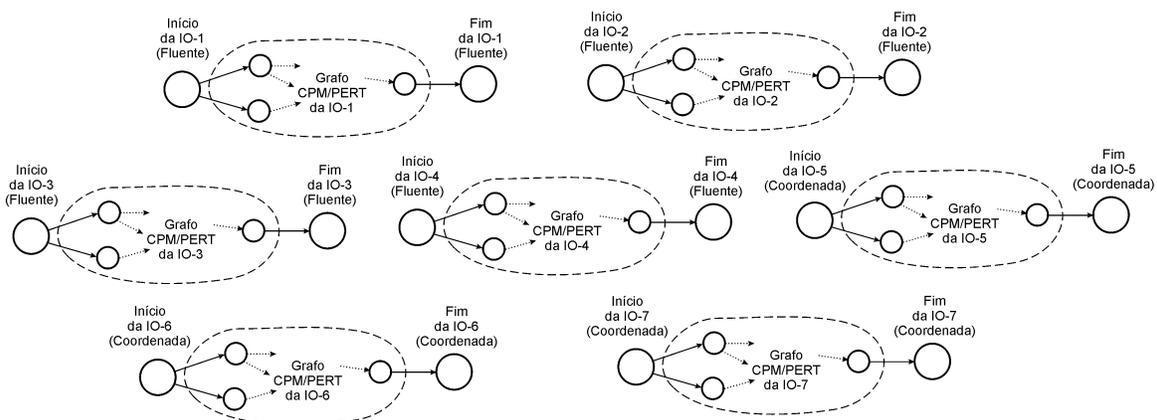


Figura 4.17. Determinação de múltiplos grafos CPM/PERT para planos com múltiplas instruções operativas

### 4.8.2. Criação de Atividades de Dependência entre as Fases Fluente e Coordenada

Uma vez montados os grafos de caminho crítico para cada instrução operativa, o passo seguinte consiste em determinar as relações de interdependência entre as instruções operativas das fases fluente e coordenada. Em outras palavras, o objetivo desse passo é explicitar as instruções que devem ser satisfatoriamente concluídas para que as condições elétricas e operacionais, impostas pelas demais instruções operativas, possam ser satisfeitas.

No modelo de grafos CPM/PERT, essa mera relação de interdependência entre instruções operativas pode ser representada da mesma forma definida para representar a interdependência entre atividades dentro de uma instrução operativa: através de atividades fantasma (“*dummies*”). Assim, se uma instrução operativa  $\mathbf{IO}_A$  depende da conclusão de uma outra instrução operativa  $\mathbf{IO}_B$ , basta criar uma atividade fantasma entre o evento de finalização do grafo CPM/PERT correspondente ao plano de execução da instrução  $\mathbf{IO}_B$  ao evento de início do grafo CPM/PERT correspondente ao plano de execução da instrução  $\mathbf{IO}_A$ . Como exemplo, sejam as seguintes relações de interdependência entre as sete instruções operativas, representadas previamente na figura 4.17:

- As instruções IO-1, IO-2, IO-3 e IO-4 são instruções da fase fluente, que podem ser iniciadas assim que a ocorrência do blecaute for detectada em suas respectivas áreas geo-elétricas;
- A instrução IO-5 é responsável pela interligação das áreas geo-elétricas pertinentes às instruções IO-1 e IO-3 e, portanto, depende da conclusão, com sucesso, das atividades que compõem os grafos de caminho crítico dessas instruções;
- Analogamente, a instrução IO-6 é responsável pela interligação das áreas geo-elétricas pertinentes às instruções IO-2 e IO-4 e, portanto, depende da conclusão satisfatória das atividades que compõem os grafos de caminho crítico dessas instruções;

- Finalmente, a instrução IO-7 é responsável por consolidar a interligação total de todas as áreas geo-elétricas dessa rede, dependendo, assim, da conclusão das demais atividades da fase coordenada (as instruções IO-5 e IO-6).

Essas relações de precedência lógica implicam no instanciamento de seis atividades fantasma. A figura 4.18 ilustra os “dummies” criados nessa condição.

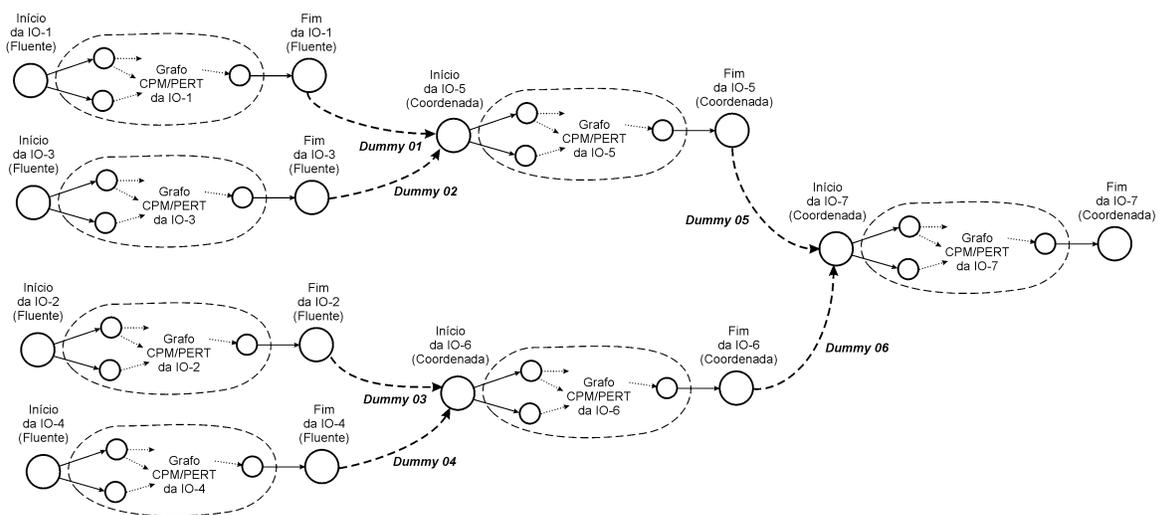


Figura 4.18. Criação de atividades de dependência entre as fases fluente e coordenada

### 4.8.3. Criação e Interconexão dos Eventos de Início e Finalização do Plano Completo

Nesse ponto, a estrutura topológica obtida pela interconexão dos diferentes grafos CPM/PERT já apresenta todas as relações de interdependência entre atividades de diferentes instruções operativas e, assim, caracteriza o plano completo no tocante à execução das ações de controle e reenergização da recomposição, tanto na fase fluente quanto na coordenada. Essa estrutura, entretanto, pode apresentar múltiplos pontos de início e múltiplos pontos de finalização. Para viabilizar a aplicação da metodologia de determinação dos tempos, proposta neste capítulo, é necessário obter um grafo que possua um único evento de início, ao qual será associado o início do processo completo, e um

único evento de finalização. Assim, para satisfazer essa condição, nesse passo são instanciados um evento de início do plano completo e um evento de finalização do plano completo. Esse evento de início deve ser interligado, por atividades-fantasma adicionais, aos múltiplos eventos de início que ainda estão desconexos na estrutura obtida ao final do passo anterior. Analogamente, os eventuais eventos de finalização ainda desconexos devem ser conectados (também por meio de “dummies”) ao evento de finalização do plano completo. No exemplo ilustrado na figura 4.18, existem quatro eventos de início e um de finalização, pertinentes aos diferentes grafos CPM/PERT das instruções operativas, ainda desconexos. Após a aplicação desse procedimento (de criação e interconexão dos eventos de início e finalização do plano completo), o grafo de caminho crítico que representa todas as instruções operativas, já encadeadas, tem a estrutura topológica representada na figura 4.19.

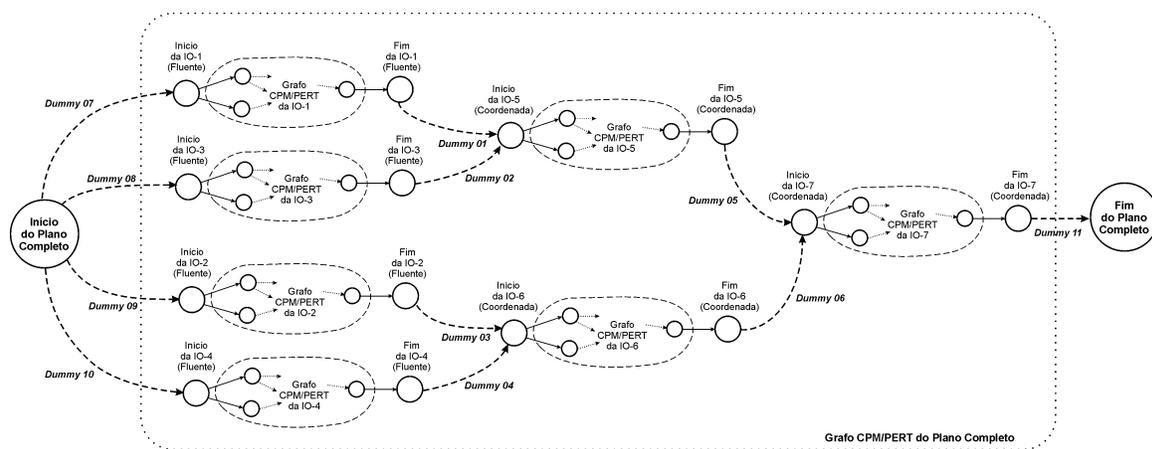


Figura 4.19. Criação e interconexão dos eventos de início e finalização do plano completo

Deve ser ressaltado que os algoritmos para a obtenção do caminho crítico, bem como a metodologia de avaliação através de índices descritos anteriormente para a reenergização de uma única área geo-elétrica podem ser aplicados para o grafo do plano completo sem nenhuma restrição conceitual ou computacional. Nesse caso, um único caminho crítico será obtido mostrando as atividades mais críticas sob um ponto de vista global, levando em conta todas as atividades correspondentes às instruções operativas da fase fluente e da fase coordenada.

## 4.9. Curvas de Evolução das Cargas na Recomposição

Como visto no capítulo 3, cada **instrução operativa** é composta por um conjunto de ações de recomposição com ordem de execução, agente executor e características bem definidas. Dentre essas características, pode ser encontrada a **especificação da carga** prevista para ser retomada em cada ação, em termos de sua localização, montante e composição, conforme explicitado no item 4.4.

Dessa forma, uma vez finalizada a análise de tempos e duração de um plano de recomposição, pode-se dar início aos procedimentos que definem a evolução das cargas durante o processo de reenergização, pois os resultados obtidos com a aplicação do método de caminho crítico compreendem **estimativas do tempo** transcorrido, desde o início do plano, para todos os **eventos intermediários do processo** (ou seja, para os instantes nos quais atividades podem ser iniciadas no contexto do plano de recomposição). Como citado anteriormente, tais instantes correspondem aos nós do grafo CPM/PERT.

Isso significa que é possível **situar todas as atividades** previstas nas instruções operativas dentro da linha de **evolução temporal do plano**. Com isso, a previsão do **momento de retomada** de uma determinada carga é equivalente ao momento no qual é concluída a atividade que envolve a reenergização dessa mesma carga. Esse momento é igual ao tempo estimado para a ocorrência do evento de origem do arco que representa essa atividade (obtido através dos resultados fornecidos pelo método de caminho crítico) adicionado ao tempo estimado para a duração dessa atividade (que é uma informação inicialmente disponível para a aplicação do método de caminho crítico).

De posse dos **tempos** associados à retomada de diversas cargas distribuídas ao longo do sistema, resta determinar os **montantes de carga** que serão restabelecidos nesses instantes. Essa **correspondência entre tempo e carga** pode ser deduzida, fundamentando-se, diretamente, nas instruções operativas (que estabelecem os valores de carga a serem recompostos nas diferentes atividades). Assim como a duração das atividades, os dados relativos ao montante de carga e sua composição (dada por suas parcelas de consumo residencial, industrial e comercial) também devem estar previamente disponíveis.

Portanto, com base nessas informações, é possível determinar a curva associada à evolução temporal da **carga a ser recomposta** dividida em suas categorias de consumo. A curva de evolução da **carga interrompida** pode ser obtida, então, simplesmente subtraindo-se a curva de carga recomposta do **montante total de carga** associado ao sistema.

Como exemplo, seja a Tabela 4.4, em que estão relacionadas as atividades do plano de recomposição da área Capivara que apresentam retomada de carga, seu respectivo montante de carga recomposta e sua correspondente composição.

Tabela 4.4. Atividades do plano de recomposição da área Capivara que apresentam retomada de carga

| Atividade | Montante de carga | Composição da carga a ser recomposta                 |
|-----------|-------------------|--|
| <b>B</b>  | 120 MW            | 40 MW residencial, 40 MW industrial, 40 MW comercial |
| <b>I</b>  | 80 MW             | 40 MW residencial, 20 MW industrial, 20 MW comercial |
| <b>N</b>  | 65 MW             | 15 MW residencial, 30 MW industrial, 20 MW comercial |
| <b>P</b>  | 80 MW             | 30 MW residencial, 30 MW industrial, 20 MW comercial |

Através dos dados dessa tabela, pode-se relacionar os montantes de carga, listados por atividade, aos tempos estimados no grafo CPM/PERT do plano de recomposição dessa área, representado anteriormente na figura 4.15. Supondo que não ocorram imprevistos durante o processo de reenergização, pode-se admitir que as atividades previstas se iniciarão no tempo mais cedo estimado para seus eventos de origem e que sua duração será exatamente equivalente ao seu tempo esperado. Dessa forma, é possível construir a Tabela 4.5, que representa as relações entre as diferentes cargas recompostas na área Capivara e os correspondentes instantes de retomada das mesmas.

Tabela 4.5. Relacionamento entre cargas recompostas e instantes de retomada

| Atividade | Tempo mais cedo de início<br>ES(a) | Duração esperada<br>D(a) | Tempo mais cedo de finalização<br>EF(a) | Composição da carga a ser recomposta                 |
|-----------|------------------------------------|--------------------------|---|--|
| <b>B</b>  | $ES_B = E_1 = 45$ u.t.             | $D_B = 5,5$ u.t.         | $EF_B = ES_B + D_B = 50,5$ u.t.         | 40 MW residencial, 40 MW industrial, 40 MW comercial |
| <b>I</b>  | $ES_I = E_7 = 41,66$ u.t.          | $D_I = 5,16$ u.t.        | $EF_I = ES_I + D_I = 46,82$ u.t.        | 40 MW residencial, 20 MW industrial, 20 MW comercial |
| <b>N</b>  | $ES_N = E_{10} = 63$ u.t.          | $D_N = 15,16$ u.t.       | $EF_N = ES_N + D_N = 78,16$ u.t.        | 15 MW residencial, 30 MW industrial, 20 MW comercial |
| <b>P</b>  | $ES_P = E_{12} = 88,2$ u.t.        | $D_P = 5,33$ u.t.        | $EF_P = ES_P + D_P = 93,53$ u.t.        | 30 MW residencial, 30 MW industrial, 20 MW comercial |

Assim, com os dados da Tabela 4.5, pode-se construir a Tabela 4.6, que representa a evolução da carga recomposta ao longo do processo de recomposição da área em estudo. Sabendo-se que o montante total de carga interrompida equivale à soma dos montantes de carga nas atividades **B**, **I**, **N** e **P** (ou seja, 125 MW para a parcela residencial, 120 MW para a parcela industrial e 100 MW para a parcela comercial), pode-se calcular, também, a evolução da carga interrompida nesse caso. A Tabela 4.6 apresenta a relação entre os totais de carga recomposta e interrompida, por parcela de consumo, com os instantes de retomada de carga calculados anteriormente.

Tabela 4.6. Dados da evolução da carga recomposta e interrompida por parcela de consumo

| Tempo (u.t.) | Carga residencial recomposta | Carga industrial recomposta | Carga comercial recomposta | Carga residencial interrompida | Carga industrial interrompida | Carga comercial interrompida |
|--------------|------------------------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| 0            | 0 MW                         | 0 MW                        | 0 MW                       | 125 MW                         | 120 MW                        | 100 MW                       |
| 46,82        | 40 MW                        | 20 MW                       | 20 MW                      | 85 MW                          | 100 MW                        | 80 MW                        |
| 50,5         | 80 MW                        | 60 MW                       | 60 MW                      | 45 MW                          | 60 MW                         | 40 MW                        |
| 78,16        | 95 MW                        | 90 MW                       | 80 MW                      | 30 MW                          | 30 MW                         | 20 MW                        |
| 93,53        | 125 MW                       | 120 MW                      | 100 MW                     | 0 MW                           | 0 MW                          | 0 MW                         |

Com essas informações, pode-se obter as curvas de evolução da carga recomposta e da carga interrompida para o plano de recomposição fluente da área Capivara. As figuras 4.20, 4.21 e 4.22 apresentam essas curvas para as três grandes parcelas de consumo.

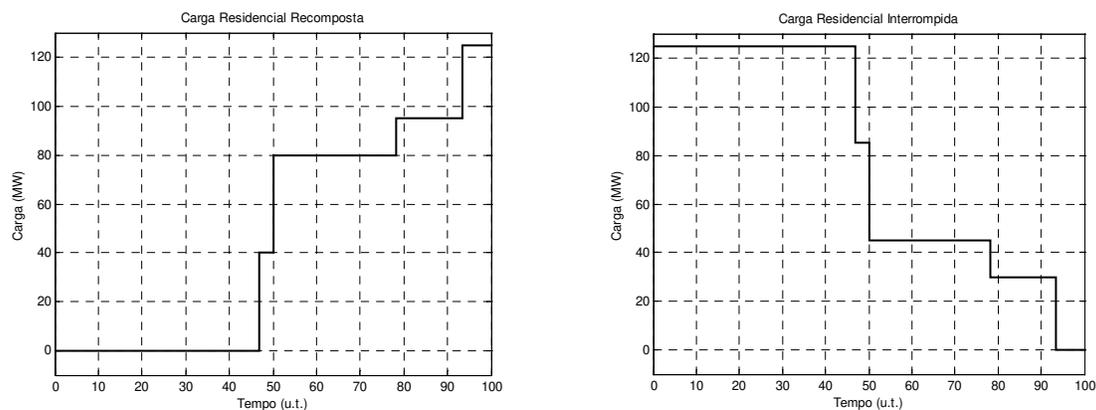


Figura 4.20. Curvas de evolução das cargas recompostas e interrompidas para a parcela residencial

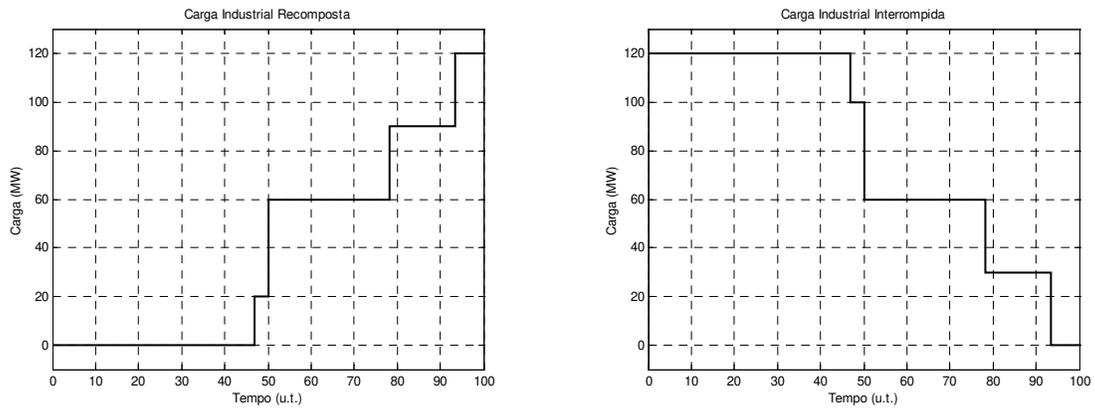


Figura 4.21. Curvas de evolução das cargas recompostas e interrompidas para a parcela industrial

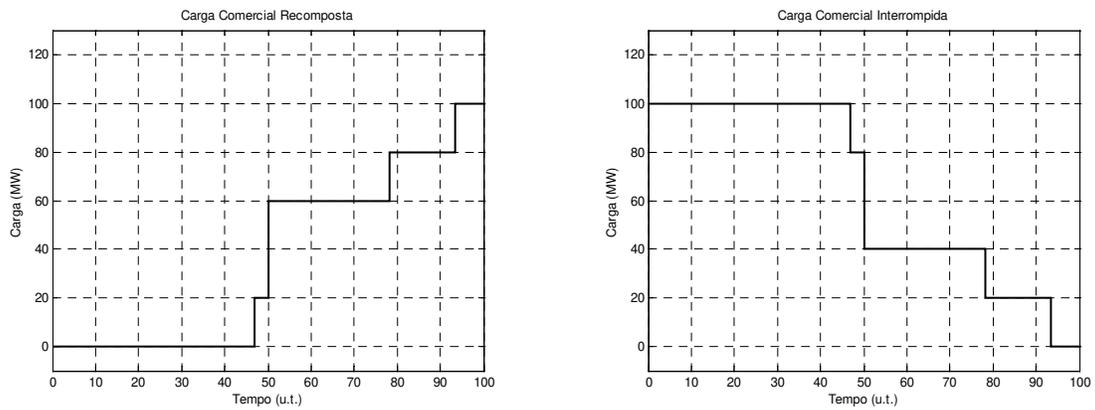


Figura 4.22. Curvas de evolução das cargas recompostas e interrompidas para a parcela comercial

É importante salientar que, embora os tempos mais cedo de conclusão das atividades tenham sido empregados para a determinação das curvas de evolução das cargas, pode-se fazer, também, uma avaliação mais pessimista do quadro (com as cargas não-supridas por mais tempo), ou seja, empregando-se os tempos mais tarde previstos no grafo CPM/PERT para a conclusão das atividades que apresentam ações de retomada de carga.

O procedimento geral para determinação dessas curvas de carga (recompostas e interrompidas) pode ser representado pelos passos que se seguem.

**Algoritmo para determinação da evolução das cargas:**

1. Aplicar o método de caminho crítico para o grafo do plano de recomposição
2. Identificar o conjunto **ARC** de atividades com retomada de carga
3. Inicializar (com valores nulos) o vetor de cargas residenciais retomadas **VC<sub>RES</sub>**, o vetor de cargas industriais retomadas **VC<sub>IND</sub>**, o vetor de cargas comerciais retomadas **VC<sub>COM</sub>** e o vetor de tempos de retomada **VT**
4. Fazer  $i = 1$
5. Para cada atividade **a** definida no conjunto **ARC**
  - i. Fazer  $i = i + 1$
  - ii. Identificar a carga **P<sub>a</sub>** recomposta ao final da atividade **a**
  - iii. Identificar as parcelas de carga residencial **P<sub>aRES</sub>** ( $= \alpha_a \cdot P_a$ ), industrial **P<sub>aIND</sub>** ( $= \beta_a \cdot P_a$ ) e comercial **P<sub>aCOM</sub>** ( $= \gamma_a \cdot P_a$ )
  - iv. Calcular (se necessário) o tempo **TF<sub>a</sub>** desejado para a finalização da atividade **a**
  - v. Fazer **VT(i) = TF<sub>a</sub>**; **VC<sub>RES</sub>(i) = P<sub>aRES</sub>**; **VC<sub>IND</sub>(i) = P<sub>aIND</sub>**; **VC<sub>COM</sub>(i) = P<sub>aCOM</sub>**
6. Calcular o montante da carga residencial total interrompida **CTI<sub>RES</sub>** como a soma de todos os elementos de **VC<sub>RES</sub>**
7. Calcular o montante da carga industrial total interrompida **CTI<sub>IND</sub>** como a soma de todos os elementos de **VC<sub>IND</sub>**
8. Calcular o montante da carga comercial total interrompida **CTI<sub>COM</sub>** como a soma de todos os elementos de **VC<sub>COM</sub>**
9. Reordenar os elementos de vetores **VT**, **VC<sub>RES</sub>**, **VC<sub>IND</sub>** e **VC<sub>COM</sub>** de acordo com a ordem crescente dos elementos de **VT**
10. Inicializar (com valores nulos) o vetor de carga residencial recomposta **VCR<sub>RES</sub>**, o vetor de carga industrial recomposta **VCR<sub>IND</sub>** e o vetor de carga comercial recomposta **VCR<sub>COM</sub>**

**Algoritmo para determinação da evolução das cargas (continuação):**

11. Inicializar (com valores nulos) o vetor de carga residencial interrompida  $VCI_{RES}$ , o vetor de carga industrial interrompida  $VCI_{IND}$ , o vetor de carga comercial interrompida  $VCI_{COM}$
12. Para cada elemento de  $VT$ 
  - i. Se possível, fazer  $VCR_{RES}(i) = VCR_{RES}(i-1) + VC_{RES}(i)$
  - ii. Se possível, fazer  $VCR_{IND}(i) = VCR_{IND}(i-1) + VC_{IND}(i)$
  - iii. Se possível, fazer  $VCR_{COM}(i) = VCR_{COM}(i-1) + VC_{COM}(i)$
  - iv. Fazer  $VCI_{RES}(i) = CTI_{RES} - VCR_{RES}(i)$
  - v. Fazer  $VCI_{IND}(i) = CTI_{IND} - VCR_{IND}(i)$
  - vi. Fazer  $VCI_{COM}(i) = CTI_{COM} - VCR_{COM}(i)$
13. Montar a curva de carga residencial recomposta ( $VT$  e  $VCR_{RES}$ )
14. Montar a curva de carga industrial recomposta ( $VT$  e  $VCR_{IND}$ )
15. Montar a curva de carga comercial recomposta ( $VT$  e  $VCR_{COM}$ )
16. Montar a curva de carga residencial interrompida ( $VT$  e  $VCI_{RES}$ )
17. Montar a curva de carga industrial interrompida ( $VT$  e  $VCI_{IND}$ )
18. Montar a curva de carga comercial interrompida ( $VT$  e  $VCI_{COM}$ )

#### 4.10. Determinação dos Custos da Interrupção

Convencionalmente, o custo médio de uma interrupção no fornecimento de energia elétrica é estimado levando-se em conta alguns parâmetros como o tempo total da interrupção, o montante de carga interrompida e o horário de início da perturbação [46-50]. Assim, o custo de uma interrupção pode ser definido como:

$$Custo(\$) = \int_0^{D_i} c(t).P(t).dt \quad (4.40)$$

em que o termo  $c(t)$  representa o valor do custo unitário da interrupção em relação ao tempo e  $P(t)$  corresponde ao valor da potência ativa interrompida no instante  $t$ .  $D_I$  representa o tempo total de duração da interrupção.

Nesse caso, considerando conhecidos a duração  $D_I$  e o instante de início da perturbação  $T_I$ , o custo  $c(t)$  pode ser assumido como a média entre os valores de custo unitários por segmento de consumo do sistema em recomposição (como os previamente apresentados nas Tabelas 4.1 e 4.2), ponderada pelas parcelas de consumo residencial ( $\alpha.P$ ), industrial ( $\beta.P$ ) e comercial ( $\gamma.P$ ) [46], para uma potência total interrompida  $P$  com valor constante.

$$c(t) = \alpha.P.c_R(T_I, D_I) + \beta.P.c_I(T_I, D_I) + \gamma.P.c_C(T_I, D_I); \alpha + \beta + \gamma = 1 \quad (4.41)$$

em que  $c_R(T_I, D_I)$ ,  $c_I(T_I, D_I)$  e  $c_C(T_I, D_I)$  correspondem aos custos unitários de interrupção (para um instante de início  $T_I$  e duração da interrupção  $D_I$ ) para os segmentos de consumo residencial, industrial e comercial respectivamente.

Na literatura, também pressupõe-se, no caso de cargas interrompidas, que a participação de cada uma das parcelas no montante total de carga agregada da rede se mantém inalterada com relação ao tempo, isto é, os termos  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  são constantes ao longo do dia. Assim, o resultado da equação 4.41 corresponde a um valor de custo unitário  $c(t) = c(T_I, D_I)$  constante (também definido em função do tempo  $T_I$  e da duração da interrupção  $D_I$ ).

$$c(t) = c(T_I, D_I) = \text{constante} \quad (4.42)$$

Assim, pode-se estimar o custo total da interrupção como:

$$\text{Custo}(\$) = c(T_I, D_I).P_{TOTAL}.D_I \quad (4.43)$$

em que  $P_{TOTAL}$  corresponde ao montante total da carga interrompida. Como exemplo, seja o caso exemplificado anteriormente, correspondente ao plano de recomposição da área Capivara. Assumindo que a interrupção tem início  $T_I$  às 20:00 horas

e que uma unidade de tempo equivale a um minuto (1 u.t. = 1 min.), pode-se extrair, dos dados obtidos nos itens anteriores e da tabela 4.1, as seguintes informações:

- Montante total de carga residencial interrompida na área: 125 MW
- Montante total de carga industrial interrompida na área: 120 MW
- Montante total de carga comercial interrompida na área: 100 MW
- Montante total de carga interrompida na área:  $125 + 120 + 100 = 345$  MW
- Parcela de consumo residencial na área:  $\alpha = 125 \text{ MW} / 345 \text{ MW} = 0,362$
- Parcela de consumo industrial na área:  $\beta = 120 \text{ MW} / 345 \text{ MW} = 0,348$
- Parcela de consumo comercial na área:  $\gamma = 100 \text{ MW} / 345 \text{ MW} = 0,290$
- Duração média da interrupção na área:  $\mathbf{D_I} = \mathbf{E_{final}} = 93,5$  u.t. = 93,5 minutos
- Custo unitário da interrupção residencial:  $c_R(\mathbf{T_I}, \mathbf{D_I}) = 1,11$  US\$/kWh
- Custo unitário da interrupção industrial:  $c_I(\mathbf{T_I}, \mathbf{D_I}) = 0,75$  US\$/kWh
- Custo unitário da interrupção comercial:  $c_C(\mathbf{T_I}, \mathbf{D_I}) = 4,10$  US\$/kWh

Assim, o custo unitário médio da interrupção na área fica:

$$c(T_I, D_I) = 0,362 \cdot 1,11 + 0,348 \cdot 0,75 + 0,290 \cdot 4,10 = 1,852 \text{ US\$/kWh} \quad (4.44)$$

E o custo total da interrupção na área é dado por:

$$\text{Custo}(\$) = c(T_I, D_I) \cdot P_{TOTAL} \cdot D_I = 1,852 \cdot 345 \cdot 10^3 \cdot \frac{93,5}{60} = \text{US\$}995,38 \cdot 10^3 \quad (4.45)$$

Deve-se salientar, entretanto, que as suposições assumidas na dedução dessas expressões dificilmente correspondem às condições reais encontradas em uma interrupção de energia. Por um lado, os valores de custo unitários para os segmentos residencial, industrial e comercial, em uma área geo-elétrica específica, têm uma elevada chance de não corresponderem aos valores encontrados na tabela 4.1 (uma vez que esses são valores médios), incorrendo em erros na estimativa de custos total; por outro lado, as parcelas

relativas aos segmentos de consumo não são constantes ao longo do dia e nem são iguais para as diferentes cargas distribuídas ao longo da área em recomposição. Finalmente, a expressão 4.43 leva em conta o montante total da carga interrompida, desconsiderando que grande parte da carga é recomposta ao longo do processo e, portanto, permanece desenergizada por um tempo menor que a duração total da interrupção.

Essas simplificações e aproximações, na estimação dos custos da interrupção, são adotadas pois, conforme a referência [46], “... *para a avaliação do custo real de uma perturbação, além do conhecimento dos custos unitários, é necessário estimar a energia interrompida...*”. A energia interrompida, dada em quilowatts-hora, depende fortemente do comportamento da carga, ao longo do tempo, com o decorrer do processo de recomposição. Essa referência, de 1997, ainda ressalta que “... *até o presente, as empresas de energia elétrica não possuem metodologia definida para a avaliação da energia interrompida – a avaliação que é feita é geralmente simplificada. Deve-se então ter em mente que não há sentido em sofisticar demasiadamente os cálculos dos custos unitários enquanto não for possível estimar com mais segurança os outros dados do problema.*”

#### 4.10.1. Estimativa da Energia Interrompida usando o Modelo CPM/PERT

A utilização de um modelo de grafo de caminho crítico para representar o plano de recomposição fornece estimativas de tempo mais cedo e mais tarde para todos os eventos do processo, que permite determinar, em detalhes, as características das cargas que vão sendo gradativamente reenergizadas ao longo do processo. No item anterior, essa possibilidade foi explorada para a construção de curvas de cargas interrompidas e recompostas com relação ao tempo, para as parcelas de consumo residencial, comercial e industrial. Isso demonstra que, se é possível conhecer a evolução das cargas com o tempo, então, **usando o modelo CPM/PERT** para os planos de recomposição, também **é possível estimar a energia interrompida EI** durante o processo, pois essa energia pode ser definida por:

$$EI = \int_{t_1}^{t_2} P(t).dt \quad (4.46)$$

em que o intervalo de tempo definido entre os instantes  $t_1$  e  $t_2$ , para o processo completo, corresponde à duração total do mesmo e  $P(t)$  corresponde à demanda de potência ativa prevista para a carga interrompida em cada instante do intervalo de tempo considerado.

Como o modelo de grafos CPM/PERT define a carga interrompida e suas características temporais para todos os eventos do processo, torna-se viável, então, uma metodologia para a estimação da **energia interrompida em cada atividade** definida no plano. Assim, para uma atividade  $a$ , pode-se definir a energia interrompida associada à atividade  $EI_a$  como:

$$EI_a = \int_0^{TF_a} P_{ai}(t).dt \quad (4.47)$$

em que  $TF_a$  representa o tempo esperado para a finalização da atividade  $a$  e  $P_{ai}$  representa a potência ativa interrompida nesse intervalo para a carga que será recomposta pela atividade  $a$ . Considerando que essa potência ativa corresponde, no tempo, ao valor da potência  $P_a$  especificada para ser recomposta ao final da atividade, tem-se:

$$EI_a = \int_0^{TF_a} P_a . dt = P_a . \int_0^{TF_a} dt = P_a . TF_a \quad (4.48)$$

No caso da carga, relacionada à atividade  $a$ , dividida em suas parcelas das componentes residencial, industrial e comercial, tem-se:

$$\begin{bmatrix} EI_{aR} \\ EI_{aI} \\ EI_{aC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_a \\ \beta_a \\ \gamma_a \end{bmatrix} . P_a . \int_0^{TF_a} dt = \begin{bmatrix} \alpha_a . P_a . TF_a \\ \beta_a . P_a . TF_a \\ \gamma_a . P_a . TF_a \end{bmatrix} = P_a . TF_a . \begin{bmatrix} \alpha_a \\ \beta_a \\ \gamma_a \end{bmatrix} \quad (4.49)$$

em que  $EI_{aR}$ ,  $EI_{aI}$  e  $EI_{aC}$  representam, respectivamente, a energia interrompida relativa às componentes residencial, industrial e comercial.

No contexto da análise dos planos de recomposição com métodos de caminho crítico, os valores possíveis para  $TF_a$  são o tempo mais cedo esperado para a finalização da atividade  $a$  ( $EF_a$ ) e o tempo mais tarde esperado para a finalização da atividade  $a$  ( $LF_a$ ). A seleção entre uma ou outra alternativa é baseada no tipo de abordagem que se deseja para a estimação dos custos da interrupção: uma abordagem mais otimista presume que as atividades serão executadas nas melhores condições possíveis e, conseqüentemente, concluídas nos seus tempos mais cedo previstos pelo método de caminho crítico, enquanto uma abordagem mais pessimista admite a presença de empecilhos na execução do plano, incorrendo em atrasos e provocando a conclusão das atividades nos tempos mais tarde previstos. Evidentemente, os custos calculados em uma abordagem pessimista serão maiores que os calculados na abordagem otimista. Um valor médio do custo por atividade pode ser encontrado admitindo-se para  $TF_a$  a média entre os valores de  $EF_a$  e  $LF_a$ :

$$TF_a = \frac{EF_a + LF_a}{2} \quad (4.50)$$

#### 4.10.2. Determinação dos Custos da Interrupção usando o Modelo CPM/PERT

O custo de interrupção  $CT_a$  estimado para a atividade de recomposição  $a$  pode ser representado por:

$$CT_a = c_a(TF_a).EI_a \quad (4.51)$$

em que  $c_a(TF_a)$  é o valor de custo unitário de interrupção, relacionado especificamente com a carga que será recomposta ao final da atividade  $a$ , determinado para um tempo de interrupção dessa carga equivalente à  $TF_a$ . No caso da decomposição dessa carga em suas componentes residencial, industrial e comercial, o custo  $CT_a$  fica:

$$CT_a = c_{aR}(TF_a).EI_{aR} + c_{aI}(TF_a).EI_{aI} + c_{aC}(TF_a).EI_{aC} \quad (4.52)$$

em que  $c_{aR}(TF_a)$ ,  $c_{aI}(TF_a)$  e  $c_{aC}(TF_a)$  representam, respectivamente, o valor do custo unitário da interrupção, para um tempo de interrupção  $TF_a$ , relativo às componentes residencial, industrial e comercial da carga recomposta ao final da atividade  $a$ . Matricialmente, de (4.49), pode-se reescrever a equação (4.52) como:

$$CT_a = P_a.TF_a \cdot \left( \begin{array}{c} \left[ c_{aR}(TF_a) \quad c_{aI}(TF_a) \quad c_{aC}(TF_a) \right] \begin{bmatrix} \alpha_a \\ \beta_a \\ \gamma_a \end{bmatrix} \end{array} \right) \quad (4.53)$$

A equação 4.53 demonstra que, independentemente das características globais do processo de recomposição, é possível considerar que, para cada ação de retomada de carga:

- O tempo de finalização da atividade  $TF_a$ , que equivale ao instante de retomada da carga, é um valor inerente à atividade e não equivale, necessariamente, ao tempo total de duração da interrupção;
- A potência interrompida diz respeito à carga que é retomada somente por essa atividade e, portanto, pode ser diferente do valor total de carga associado ao sistema;
- Os fatores das parcelas residencial, comercial e industrial são relativos à carga recomposta por essa atividade e podem diferir dos fatores dessas parcelas quando se considera o contexto de todas as cargas distribuídas na rede elétrica;
- Os custos unitários relativos a essas parcelas de carga, dependentes do tempo de retomada  $TF_a$ , não precisam, necessariamente, ser iguais aos valores médios estimados para a área em recomposição.

Isso significa que as variáveis envolvidas com a determinação dos custos de interrupção podem ser consideradas, particularmente, em cada ação de retomada de carga. Dessa maneira, pode-se concluir que **as limitações** assumidas na dedução da equação 4.43 **são eliminadas usando o modelo de caminho crítico** para o plano de recomposição, e

assim, a **energia interrompida pode ser estimada mais precisa e detalhadamente** para as ações de reenergização de cargas durante o processo.

O custo total **CT** associado ao processo de reenergização é dado por:

$$CT = \sum_1^{Na} CT_a \quad (4.54)$$

em que  $Na$  representa o número de atividades associado ao grafo CPM/PERT do plano de recomposição.

Para exemplificar a aplicação dessa metodologia, considere-se, novamente, as atividades de retomada de carga para o plano de recomposição da área Capivara, cujas características foram delineadas, anteriormente, nas tabelas 4.5 e 4.6. Como calculado previamente, as parcelas  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ , relativas à área completa, são dadas por:

$$\begin{bmatrix} \alpha_{CAPIVARA} \\ \beta_{CAPIVARA} \\ \gamma_{CAPIVARA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,362 \\ 0,348 \\ 0,290 \end{bmatrix} \quad (4.55)$$

Essas parcelas, relativas às cargas retomadas ao final das atividades **B**, **I**, **N** e **P**, são dadas por:

$$\begin{bmatrix} \alpha_B \\ \beta_B \\ \gamma_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,333 \\ 0,333 \\ 0,333 \end{bmatrix} \quad (4.56)$$

$$\begin{bmatrix} \alpha_I \\ \beta_I \\ \gamma_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,500 \\ 0,250 \\ 0,250 \end{bmatrix} \quad (4.57)$$

$$\begin{bmatrix} \alpha_N \\ \beta_N \\ \gamma_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,231 \\ 0,461 \\ 0,308 \end{bmatrix} \quad (4.58)$$

$$\begin{bmatrix} \alpha_P \\ \beta_P \\ \gamma_P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,375 \\ 0,375 \\ 0,250 \end{bmatrix} \quad (4.59)$$

Como esperado, as parcelas das componentes relativas às cargas retomadas individualmente em cada ação de recomposição diferem, significativamente, das componentes identificadas para a área (com todas as cargas agrupadas). Considera-se, nesse caso, que o tempo  $\mathbf{TF}_a$  é igual ao tempo mais cedo esperado para a finalização da atividade ( $\mathbf{TF}_a = \mathbf{EF}_a$ ), que uma unidade de tempo equivale a um minuto (1 u.t. = 1 min.) e que os custos  $\mathbf{c}_{aR}(\mathbf{TF}_a)$ ,  $\mathbf{c}_{aI}(\mathbf{TF}_a)$  e  $\mathbf{c}_{aC}(\mathbf{TF}_a)$  podem ser tomados da tabela de custos unitários médios (Tabela 4.1), para um tempo de ocorrência da interrupção igual às 20:00 h. Ou seja:

- $\mathbf{TF}_B = 50,5 \text{ min} = 0,842 \text{ h}$ ;  $\mathbf{c}_{BR}(50,5) = 1,11$ ;  $\mathbf{c}_{BI}(50,5) = 0,83$ ;  $\mathbf{c}_{BC}(50,5) = 3,77$
- $\mathbf{TF}_I = 46,8 \text{ min} = 0,780 \text{ h}$ ;  $\mathbf{c}_{IR}(46,8) = 1,11$ ;  $\mathbf{c}_{II}(46,8) = 0,83$ ;  $\mathbf{c}_{IC}(46,8) = 3,77$
- $\mathbf{TF}_N = 78,2 \text{ min} = 1,303 \text{ h}$ ;  $\mathbf{c}_{NR}(78,2) = 1,11$ ;  $\mathbf{c}_{NI}(78,2) = 0,75$ ;  $\mathbf{c}_{NC}(78,2) = 4,10$ ;
- $\mathbf{TF}_P = 93,5 \text{ min} = 1,559 \text{ h}$ ;  $\mathbf{c}_{PR}(93,5) = 1,11$ ;  $\mathbf{c}_{PI}(93,5) = 0,75$ ;  $\mathbf{c}_{PC}(93,5) = 4,10$ ;

Assim, o custo da interrupção associado a cada atividade em análise fica:

$$CT_B = 120.10^3 \text{ kW} \cdot 0,842 \text{ h} \cdot \left( \begin{bmatrix} 1,11 & 0,83 & 3,77 \\ 0,333 \\ 0,333 \end{bmatrix} \right) = US\$192,1 \cdot 10^3 \quad (4.60)$$

$$CT_I = 80.10^3 \text{ kW} \cdot 0,780 \text{ h} \cdot \left( \begin{bmatrix} 1,11 & 0,83 & 3,77 \\ 0,250 \\ 0,250 \end{bmatrix} \right) = US\$106,4 \cdot 10^3 \quad (4.61)$$

$$CT_N = 65.10^3 kW \cdot 1,303h \cdot \left( \begin{array}{c} [1,11 \quad 0,75 \quad 4,10] \cdot \begin{bmatrix} 0,231 \\ 0,461 \\ 0,308 \end{bmatrix} \end{array} \right) = US\$157,95.10^3 \quad (4.62)$$

$$CT_P = 80.10^3 kW \cdot 1,559h \cdot \left( \begin{array}{c} [1,11 \quad 0,75 \quad 4,10] \cdot \begin{bmatrix} 0,375 \\ 0,375 \\ 0,250 \end{bmatrix} \end{array} \right) = US\$214,83.10^3 \quad (4.63)$$

O custo da interrupção total então fica:

$$CT = CT_B + CT_I + CT_N + CT_P = US\$671,28.10^3 \quad (4.64)$$

Pode-se observar que o erro do montante obtido primeiramente para o custo total da interrupção (US\$ 996,68.10<sup>3</sup>) com relação ao valor obtido pela equação (4.64) é da ordem de 50 %.

#### 4.10.3. Variante da Metodologia Anterior usando Curvas de Carga

**Outra alternativa** para a estimação dos custos da interrupção, que leva em conta resultados também obtidos da aplicação dos métodos de caminho crítico, é baseada nas **curvas de carga interrompida** para as parcelas residencial, industrial e comercial para o plano completo. Nesse caso, admite-se que os custos unitários para cada segmento de consumo são uniformes (isto é, são determinados da mesma maneira) para todas as cargas da rede.

Para determinar os custos nesse contexto, calcula-se a **energia interrompida** (em cada segmento de consumo) para cada faixa temporal de custos caracterizada na tabela de custos unitários (Tabela 4.1). Isso significa que as curvas de potência interrompida nos diferentes segmentos de consumo serão **integradas por partes**, com cada segmento integrado correspondendo a um custo unitário tabelado. Os limites das integrais no tempo correspondem aos limites no qual as faixas de custo (por segmento) estão definidas. Os

valores de energia interrompida para os diferentes segmentos de consumo são determinados como nas equações a seguir.

$$EI_R(F) = \int_{TI_F}^{TF_F} P_R(t).dt \quad (4.65)$$

$$EI_I(F) = \int_{TI_F}^{TF_F} P_I(t).dt \quad (4.66)$$

$$EI_C(F) = \int_{TI_F}^{TF_F} P_C(t).dt \quad (4.67)$$

em que  $\mathbf{EI}_R(\mathbf{F})$  refere-se à energia interrompida para o segmento residencial,  $\mathbf{EI}_I(\mathbf{F})$  refere-se à energia interrompida para o segmento industrial e  $\mathbf{EI}_C(\mathbf{F})$  refere-se à energia interrompida para o segmento comercial, calculados para na faixa temporal  $\mathbf{F}$ .  $\mathbf{TI}_F$  corresponde ao instante de tempo no qual se inicia a faixa temporal  $\mathbf{F}$ . Analogamente,  $\mathbf{TF}_F$  corresponde ao instante de tempo no qual termina a faixa temporal  $\mathbf{F}$ .  $\mathbf{P}_R(\mathbf{t})$ ,  $\mathbf{P}_I(\mathbf{t})$  e  $\mathbf{P}_C(\mathbf{t})$  são os valores de potência dados pelas curvas de potência interrompida nos segmentos residencial, industrial e comercial no instante de tempo  $\mathbf{t}$ . A seguir, multiplicam-se essas energias pelos custos unitários correspondentes. A soma de todos os custos assim obtidos determinará o custo total da interrupção.

$$CT = \sum_{F=1}^{F=NF} c_R(F).EI_R(F) + c_I(F).EI_I(F) + c_C(F).EI_C(F) \quad (4.68)$$

em que  $\mathbf{c}_R(\mathbf{F})$ ,  $\mathbf{c}_I(\mathbf{F})$  e  $\mathbf{c}_C(\mathbf{F})$  representam, respectivamente, o valor do custo unitário da interrupção, para a faixa temporal  $\mathbf{F}$ , relativo aos segmentos residencial, industrial e comercial. Como exemplo, seja a curva de carga interrompida industrial, determinada anteriormente na figura 4.17. Assumindo que os custos unitários médios para o segmento industrial correspondem, exatamente, aos custos dados na tabela 4.1 e que a interrupção é

iniciada às 20:00 horas, com duração igual a 93,5 minutos (novamente, considerando 1 u.t. = 1 min.), podem ser estabelecidas cinco diferentes faixas de custo médio:

- Custo unitário de US\$ 2,80 para cada KWh interrompido, na faixa de 0 a 3 minutos de duração da interrupção;
- Custo unitário de US\$ 1,14 para cada KWh interrompido, na faixa de 3 a 15 minutos de duração da interrupção;
- Custo unitário de US\$ 1,06 para cada KWh interrompido, na faixa de 15 a 30 minutos de duração da interrupção;
- Custo unitário de US\$ 0,83 para cada KWh interrompido, na faixa de 30 a 60 minutos de duração da interrupção e
- Custo unitário de US\$ 0,75 para cada KWh interrompido, na faixa de 60 a 93,5 minutos de duração da interrupção.

A aplicação dessas faixas à curva de carga interrompida industrial resulta na divisão ilustrada na figura 4.23.

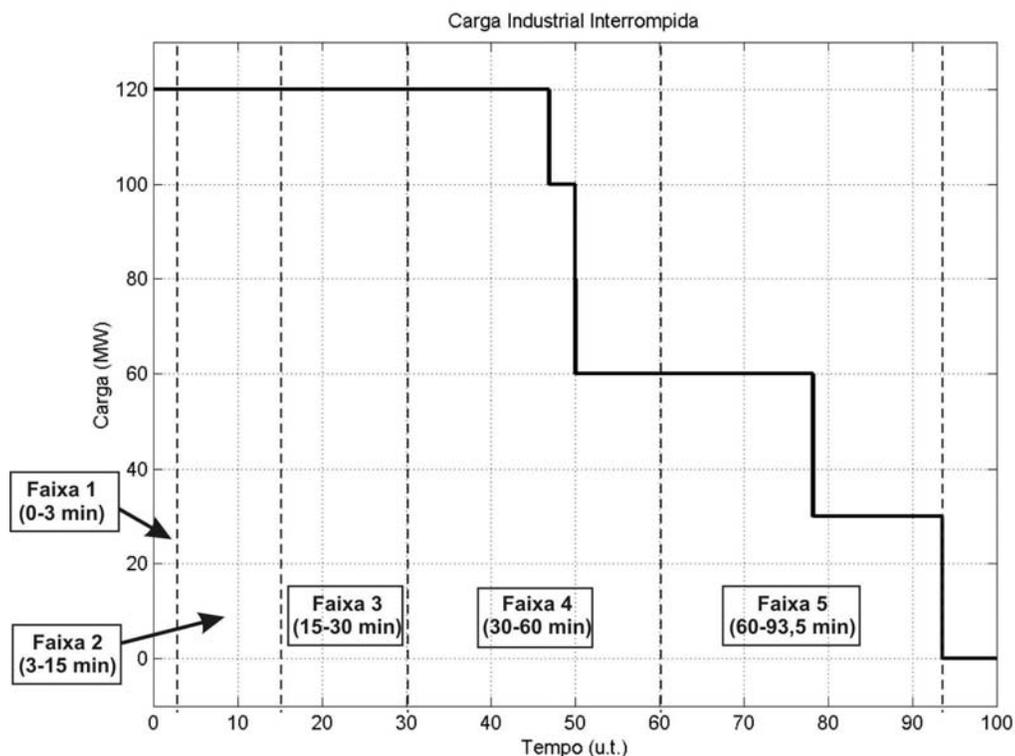


Figura 4.23. Curva de carga industrial interrompida dividida nas faixas de custo unitário médio

A energia interrompida  $EI(\mathbf{F})$  (relativa somente ao segmento industrial industrial) em cada faixa  $\mathbf{F}$  é dada por:

$$EI(1) = \int_0^{3 \text{ min}} P_I(t).dt = 120.10^3 \cdot \frac{(3-0)}{60} = 6.10^3 \text{ kWh} \quad (4.69)$$

$$EI(2) = \int_{3 \text{ min}}^{15 \text{ min}} P_I(t).dt = 120.10^3 \cdot \frac{(15-3)}{60} = 24.10^3 \text{ kWh} \quad (4.70)$$

$$EI(3) = \int_{15 \text{ min}}^{30 \text{ min}} P_I(t).dt = 120.10^3 \cdot \frac{(30-15)}{60} = 30.10^3 \text{ kWh} \quad (4.71)$$

$$EI(4) = \int_{30 \text{ min}}^{60 \text{ min}} P_I(t).dt = 120.10^3 \cdot \frac{(46,9-30)}{60} + 100.10^3 \cdot \frac{(50-46,9)}{60} + 60.10^3 \cdot \frac{(60-50)}{60} = 39,97.10^3 \text{ kWh} \quad (4.72)$$

$$EI(5) = \int_{60 \text{ min}}^{93,5 \text{ min}} P_I(t).dt = 60.10^3 \cdot \frac{(78,2-60)}{60} + 30.10^3 \cdot \frac{(93,5-78,2)}{60} = 25,85.10^3 \text{ kWh} \quad (4.73)$$

Assim, o custo total para o segmento de consumo industrial é dado por:

$$Custo_I(US\$) = 2,80.6.10^3 + 1,14.24.10^3 + 1,06.30.10^3 + 0,83.39,97.10^3 + 0,75.25,85.10^3 = US\$128,5.10^3 \quad (4.74)$$

Pode-se repetir esse método para os segmentos residencial e comercial. O custo total da interrupção será dado pela composição dos três segmentos. A tabela 4.7 apresenta os resultados assim obtidos.

Tabela 4.7. Custo da interrupção determinado pelas curvas de carga interrompida

| <b>Custo da Interrupção</b> |                       |
|-----------------------------|-----------------------|
| Residencial                 | US\$ 145299,00        |
| Industrial                  | US\$ 128522,60        |
| Comercial                   | US\$ 385211,00        |
| <b>Total</b>                | <b>US\$ 659032,60</b> |

O erro do montante obtido, primeiramente, para o custo total da interrupção (pela equação 4.45, de US\$ 996,38.10<sup>3</sup>) com relação ao valor na tabela (4.7) também é da ordem de 50 %. Como esperado, esse valor se aproxima do obtido para o caso da determinação do custo total através da composição dos custos individuais em cada atividade (considerado, aqui, como o resultado mais preciso e explicitado anteriormente na equação 4.64), pois os custos médios assumidos em ambos os casos foram retirados da mesma fonte. O erro entre as duas últimas abordagens é menor que 2%.

Pode-se concluir que, caso seja possível assumir: (a) que os valores de custo unitário são uniformes para todas as cargas contempladas pelo plano de recomposição e (b) que existe a presença de um suficiente número de atividades com retomada de carga, então o cálculo dos custos da interrupção através da integração das curvas de carga interrompida nos diferentes segmentos de consumo pode ser empregado, por ser computacionalmente eficiente e por apresentar um menor erro com relação ao método mais completo (relativo à composição dos custos individuais de cada atividade).

#### 4.11. Demanda por Outros Recursos

Uma vez que a aplicação de métodos de caminho crítico determina tempos e durações no contexto do plano de recomposição completo, pode-se conduzir uma análise conjunta, visando subsidiar a alocação de outros recursos associados às atividades do

processo. Esses recursos, definidos anteriormente no item 4.6, podem ser classificados, quanto à sua natureza, em três categorias distintas:

- *Recursos totalmente realocáveis*: recursos que, quando requeridos por uma determinada atividade, são empregados somente durante seu desenrolar e, após sua conclusão, podem ser reaproveitados nas demais atividades do plano.
- *Recursos não-realocáveis*: recursos que, quando requeridos por uma determinada atividade, são consumidos durante a mesma, não podendo ser reaproveitados nas demais atividades do plano.
- *Recursos parcialmente realocáveis*: recursos que, quando requeridos por uma determinada atividade, são empregados durante seu desenrolar e, após sua conclusão, podem ter uma parte reaproveitada nas demais atividades do plano.

Para caracterizar essas três categorias em uma única notação, pode-se empregar a expressão a seguir:

$$R_K = R_K^{NA} + R_K^A = (1 - \mu_A) \cdot R_K + (\mu_A) \cdot R_K \quad (4.75)$$

em que  $R_K$  representa a demanda pelo recurso  $K$  em uma determinada atividade,  $R_K^{NA}$  representa a parcela dessa demanda que é não-realocável e  $R_K^A$  representa a parcela dessa demanda que é realocável; com isso, pode-se definir o fator  $\mu_A$  que indica a parcela de  $R_K$  que é realocável. Assim, para recursos totalmente realocáveis,  $\mu_A = 1$ ; para recursos não-realocáveis,  $\mu_A = 0$  e, para recursos parcialmente realocáveis,  $0 < \mu_A < 1$ .

Como são orientados às atividades, os montantes relativos aos diferentes recursos, que foram considerados na formulação das atividades, podem ser obtidos de maneira procedural, após a aplicação dos métodos de caminho crítico. O algoritmo que se segue define os passos necessários para a integralização desses recursos em um plano de recomposição qualquer.

**Algoritmo para determinação da demanda por outros recursos:**

1. Aplicar o método de caminho crítico para o grafo do plano de recomposição
2. Identificar o conjunto **ARK** de atividades com necessidade do recurso **K**
3. Inicializar (com valores nulos) o vetor **DRK** de demanda pelo recurso **K**, o vetor **TRK** de tempos relacionados ao recurso **K**
4. Fazer  $i = 1$
5. Para cada atividade **a** definida no conjunto **ARK**
  - i.  $i = i + 1$
  - ii. Identificar a demanda **DK** pelo recurso **K** requerida pela atividade **a**
  - iii. Identificar a parcela realocável  $\mu_A$  do recurso **K** requerido pela atividade **a**
  - iv. Fazer  $\text{TRK}(i) = \text{ES}_a$
  - v. Fazer  $\text{DRK}(i) = \text{DK}$
  - vi.  $i = i + 1$
  - vii. Fazer  $\text{TRK}(i) = \text{LF}_a$
  - viii. Fazer  $\text{DRK}(i) = -\mu_A \cdot \text{DK}$
6. Reordenar os elementos de vetores **TRK** e **DRK** de acordo com a ordem crescente dos elementos de **TRK**
7. Inicializar (com valores nulos) o vetor **DARK** de demanda acumulada pelo recurso **K**
8. Fazer  $i = 1$
9. Para cada elemento do conjunto **DRK** reordenado
  - i. Fazer  $i = i + 1$
  - ii. Fazer  $\text{DARK}(i) = \text{DK}(i) + \text{DARK}(i-1)$
10. Montar a curva de demanda pelo recurso **K** (utilizando os vetores **TRK** e **DARK**)

## 4.12. Definição dos Índices de Qualidade

Os itens anteriores se concentraram na determinação de parâmetros físicos e alocação de recursos relacionados com o plano de recomposição completo, após a especificação de características individuais para cada atividade. Esses parâmetros e recursos podem ser utilizados, então, para qualificar o plano em análise, quanto a seu mérito enquanto solução para reenergizar o sistema elétrico, através da extração de índices numéricos.

A referência [51] sugere alguns “indicadores de mérito”, reproduzidos, a seguir, para **classificar blecautes** ocorridos no Brasil entre 1984 e 1999.

- **Estados afetados (NEA)**: esse índice corresponde ao número de unidades da federação que são afetados pela interrupção. Sua maior importância é como indicador do efeito político que o distúrbio acarreta no país.
- **Carga cortada (CC)**: esse índice está relacionado ao montante de carga total interrompido pelo blecaute. Serve como indicador do prejuízo ocasionado aos consumidores do sistema em análise.
- **Tempo de recomposição (T)**: está relacionado à duração do distúrbio (compreendendo a eliminação do defeito e a reenergização dos consumidores). É um indicador importante para a tomada de ações de melhoria dos procedimentos de recomposição da rede.
- **Severidade (S)**: o grau de severidade é um “*indicador clássico para avaliar distúrbios em diversos países. É dado pela divisão da energia não fornecida em MWh por uma base de potência em MW, usualmente tomada como a ponta de carga do sistema*” [51]. Através dessa definição, pode-se verificar que a severidade tem dimensão de tempo e, assim, é possível estabelecer a relação de que quanto

maior a **duração** do blecaute, maior é a severidade. A classificação de distúrbios, em função de diferentes graus de severidade, está representada na Tabela 4.8.

Tabela 4.8. Mensuração de distúrbios por severidade

| Classificação | Severidade (sistema-minuto) | Interpretação | Comentário   |
|---------------|-----------------------------|---------------|--|
| Grau 0        | menor que 1                 | aceitável     | Condição normal  |
| Grau 1        | 1 a 10                      | não grave     | Significativa para poucos agentes/consumidores                                   |
| Grau 2        | 10 a 100                    | grave         | Sério impacto para todos os agentes/consumidores                                 |
| Grau 3        | 100 a 1000                  | muito grave   | Muito sério impacto para todos os agentes/consumidores                           |
| Grau 4        | maior que 1000              | catastrófica  | Extremo impacto para todos os agentes/consumidores: colapso do sistema, blecaute |

- **Prejuízo Econômico (PE):** o prejuízo econômico reflete a composição dos custos de não faturamento e dos custos da interrupção oriundos do blecaute. No seu cálculo, são necessárias informações históricas sobre a duração da interrupção, a evolução da retomada de carga, a natureza das cargas interrompidas (em termos da sua composição relativa aos segmentos de consumo) e estimativas da energia não-suprida.

Embora esses indicadores tenham sido desenvolvidos para classificar as interrupções de energia, índices similares também podem ser utilizados para **classificar um plano de recomposição**. Para tanto, é necessário: (a) supor que os procedimentos de reenergização vão transcorrer exatamente como predito no plano e (b) prover métodos e condições de extrair os parâmetros requeridos no cálculo desses índices. Adotando o modelo de **grafos CPM/PERT** e através utilização dos métodos descritos anteriormente (de caminho crítico e cálculo das demais características do plano) é possível definir índices, de natureza análoga aos indicadores de blecaute, que viabilizam a **qualificação de uma seqüência de ações**, proposta para reenergizar um determinado cenário de interrupção, **antes da ocorrência do distúrbio**. Com isso, pode-se classificar as diferentes linhas de ação que constituem as propostas de reenergização, em uma base comparativa, durante o desenvolvimento do plano, visando ter subsídios para melhorar os planos de recomposição.

Com base no modelo de grafos para planos de recomposição e nos métodos previamente apresentados neste trabalho, os índices, a seguir, são propostos como indicadores da qualidade de um plano de recomposição de sistemas de potência.

**A) Índices relacionados à duração prevista para a conclusão do plano**

- **Duração total (DT):** a duração total corresponde ao tempo médio esperado para a conclusão do plano de recomposição com sucesso. Após a aplicação do método de caminho crítico e adotando-se a convenção da folga nula, a duração pode ser tomada como a esperança do tempo mais cedo (que equivale ao tempo mais tarde) estimado para o evento final do processo. Se as atividades de recomposição forem executadas exatamente como descritas no plano, então o tempo de recomposição **T** equivale à duração total **DT**, ou seja, **T = DT**. Assim:

$$\mathbf{DT} = \mathbf{E}_{\text{final}} = \mathbf{L}_{\text{final}} \quad (4.76)$$

- **Variância da duração (VDT):** a variância da duração total indica o grau de incerteza associado à duração total **DT**. Assume-se, aqui, que existe um razoável número de atividades no caminho crítico (tipicamente mais que 5) [36], pois assim o teorema do limite central garante que a variável aleatória referente à duração do plano apresenta distribuição normal de probabilidades.

$$\mathbf{VDT} = \mathbf{VE}_{\text{final}} = \mathbf{VL}_{\text{final}} \quad (4.77)$$

- **Horizontes de recomposição ( $\mathbf{H}_{750}$ ,  $\mathbf{H}_{950}$  e  $\mathbf{H}_{995}$ ):** os horizontes de recomposição  $\mathbf{H}_{750}$ ,  $\mathbf{H}_{950}$  e  $\mathbf{H}_{995}$  representam os prazos de tempo que apresentam uma chance igual a, respectivamente, 75%, 95% e 99,5%, de conter a duração necessária para que o plano seja efetivamente concluído. Considerando que o teorema do limite central se aplica às estimativas de tempo mais tarde e mais cedo para o evento final, tem-se (Apêndice B):

$$H_{750} = 0,675 \cdot \sqrt{VDT} + DT \quad (4.78)$$

$$H_{950} = 1,645 \cdot \sqrt{VDT} + DT \quad (4.79)$$

$$H_{995} = 2,575 \cdot \sqrt{VDT} + DT \quad (4.80)$$

### **B) Índices relacionados à estrutura do grafo CPM/PERT**

- **Número de atividades no caminho crítico (NAC):** considerando que cada atividade prevista no plano consome recursos e tempo da mesma ordem de grandeza que as demais, o número de atividades no caminho crítico representa um parâmetro de confiabilidade importante na análise qualitativa do plano, pois quanto maior o número de atividades críticas, maior é a probabilidade relacionada à ocorrência de imprevistos, que podem acarretar atrasos na execução das mesmas e, conseqüentemente, na duração total estimada para a conclusão do plano. Além disso, um menor número de atividades críticas implica em um menor número de eventos no caminho crítico indicando, assim, que os demais eventos (onde se iniciam ou terminam outras atividades do projeto) podem possuir valores de folga não nulo e que, conseqüentemente, o plano tem uma maior capacidade de absorver os atrasos decorrentes de imprevistos na execução das atividades.
- **Curva de evolução do número de atividades paralelas:** a determinação do número de atividades paralelas, em um dado momento do andamento do processo, é obtida através da realização de cortes progressivos no grafo CPM/PERT. A profundidade desses cortes pode ser estimada como o tempo transcorrido entre o ponto de corte e o nó que representa o início do processo. Assim, o número de arcos atravessados por uma mesma linha de corte equivale ao número de possíveis atividades que são realizadas em paralelo em um determinado instante. Realizando-se cortes sucessivos, com profundidades variando de zero à duração total do plano,

pode-se determinar o grau de paralelismo das atividades ao longo do tempo. Deve ser ressaltado que esse parâmetro é particularmente importante durante a fase fluente da recomposição, na qual o sistema a ser reenergizado é subdividido em partes menores justamente para acelerar o restabelecimento de energia, através da execução simultânea de diversas instruções operativas. É desejável, portanto, que os procedimentos apresentem um maior grau de paralelismo durante os estágios iniciais do processo de recomposição, evidenciando a eficiência da fase fluente.

- **Número médio de atividades paralelas ( $N_{Par}$ ):** conhecendo o número de atividades paralelas ao longo do tempo, pode-se determinar o grau médio de paralelismo do plano de recomposição em análise. Assim, para  $n$  amostras ( $n$  cortes realizados no grafo de caminho crítico, igualmente espaçados no tempo, para o levantamento da curva de evolução do número de atividades paralelas), o número médio de atividades pode ser determinado como na expressão a seguir, em que  $N_{Par}(k)$  representa o número de atividades paralelas no instante da amostra  $k$ .

$$NM_{Par} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{k=1}^{k=n} N_{Par}(k) \quad (4.81)$$

### C) Índices relacionados ao montante de carga nas atividades

- **Carga total interrompida (CTI):** esse índice equivale à previsão do montante total de carga interrompida durante o blecaute. Corresponde ao índice de carga cortada, descrito anteriormente ( $CC = CTI$ ), e pode ser definido como a soma de todas as cargas interrompidas  $P_a$  nas  $n$  atividades  $a$  que compõem o grafo CPM/PERT.

$$CTI = \sum_{a=1}^{a=n} P_a \quad (4.82)$$

- **Taxa média de recomposição de cargas (TRC):** A taxa média de recomposição das cargas **TRC** é dada pela razão entre a carga total interrompida e a duração total da interrupção e se constitui em um valioso indicador da evolução do processo de recomposição, quanto à reenergização dos consumidores.

$$TRC = \frac{CTI}{DT} \quad (4.83)$$

- **Carga total interrompida por segmento (CTI<sub>R</sub>, CTI<sub>I</sub>, CTI<sub>C</sub>):** esses índices equivalem ao montante total de carga interrompida nos segmentos residencial, industrial e comercial, respectivamente. Em função da composição da carga **P<sub>a</sub>** em cada atividade **a**, para um plano de recomposição com **n** atividades, as cargas interrompidas por segmento são definidas por:

$$\begin{bmatrix} CTI_R \\ CTI_I \\ CTI_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{a=1}^{a=n} \alpha \cdot P_a \\ \sum_{a=1}^{a=n} \beta \cdot P_a \\ \sum_{a=1}^{a=n} \gamma \cdot P_a \end{bmatrix}; \alpha + \beta + \gamma = 1 \quad (4.84)$$

- **Curvas de recomposição de cargas:** as curvas de recomposição de cargas recompostas ou interrompidas, com o passar do tempo, para os diferentes segmentos de consumo (residencial, industrial e comercial) são um indicador importante da evolução do processo de recomposição. Sua determinação é realizada conforme descrito no item 4.9.
- **Energia interrompida por segmento (EI<sub>R</sub>, EI<sub>I</sub> e EI<sub>C</sub>):** esses índices correspondem ao valor da energia total interrompida nos segmentos de consumo residencial, industrial e comercial, respectivamente. Esses valores constituem uma das bases para a realização de estimativas sobre o custo da interrupção e são determinados

pela integração das curvas de recomposição de cargas ou pela somatória das energias interrompidas (nos segmentos de consumo correspondentes) em cada atividade de recomposição, conforme exposto, anteriormente, no item 4.10.

- **Energia total interrompida (ETI):** a energia total interrompida **ETI** é um parâmetro fundamental para estimar o grau de severidade (**S**) previsto para o plano de recomposição em análise e pode ser dada pela soma das energias interrompidas em cada segmento de consumo.

$$ETI = EI_R + EI_I + EI_C \quad (4.85)$$

#### **D) Índices relacionados ao custo da interrupção**

- **Custo médio da interrupção (CMI):** esse índice refere-se ao custo médio calculado para a interrupção, usando-se as equações de 4.46 até 4.54, considerando o tempo de conclusão previsto para cada atividade do grafo CPM/PERT como o valor médio calculado a partir do tempo mais tarde e do tempo mais cedo estimados para a conclusão da atividade. Nesse caso, cada atividade de recomposição pode ter seu custo unitário de recomposição próprio (para o montante integral ou para a carga dividida nas suas componentes de consumo residencial, comercial e industrial).
- **Custo mínimo da interrupção (CI<sub>MIN</sub>):** esse índice refere-se ao custo médio calculado para a interrupção, usando-se as equações de 4.46 até 4.54, considerando o tempo de conclusão previsto para cada atividade do grafo CPM/PERT como o valor do tempo mais cedo estimado para a conclusão da atividade. Como no índice anterior, cada atividade de recomposição pode ter seu custo unitário de recomposição próprio (para o montante integral ou para a carga dividida nas suas componentes de consumo residencial, comercial e industrial).

- **Custo máximo da interrupção ( $CI_{MAX}$ ):** esse índice refere-se ao custo médio calculado para a interrupção, usando-se as equações de 4.46 até 4.54, considerando o tempo de conclusão previsto para cada atividade do grafo CPM/PERT como o valor do tempo mais tarde estimado para a conclusão da atividade. Também nesse índice, cada atividade de recomposição pode ter seu custo unitário de recomposição próprio (para o montante integral ou para a carga dividida nas suas componentes de consumo residencial, comercial e industrial).
- **Custo típico da interrupção (CTI):** esse índice refere-se ao custo médio calculado para a interrupção, usando-se as equações de 4.65 até 4.68, considerando as curvas de carga interrompida nos diferentes segmentos de consumo. Nesse caso, as atividades de recomposição têm seus custos unitários de recomposição assumidos como uniformes dentro de cada segmento. Dependendo da formulação assumida na definição do prejuízo econômico, pode-se afirmar que:

$$PE = CTI \quad (4.86)$$

#### E) Índices relacionados à alocação de outros recursos

- **Demanda máxima para outros recursos ( $DR_K^{MÁX}$ ):** esse índice corresponde à demanda máxima requerida pelas atividades de recomposição, considerando a duração total do plano, para cada recurso adicional  $k$  levado em conta na formulação das atividades do plano. É um fator importante no planejamento logístico da operação e da recomposição. Para cada recurso  $k$ , esse índice é equivalente ao valor máximo encontrado no vetor **DARK** de demanda acumulada pelo recurso  $k$ , que pode ser determinado como exposto no item 4.11.

$$DR_K^{MÁX} = \text{máx} \{ \mathbf{DARK} \} \quad (4.87)$$

- **Curvas de demanda acumulada para outros recursos:** essas curvas, que podem ser obtidas através do procedimento exposto no item 4.11, são importantes para o planejamento da alocação dos recursos total ou parcialmente realocáveis durante o processo de recomposição.

#### F) Outros índices relacionados à qualificação de planos de recomposição

A proposta de avaliação da qualidade de planos de recomposição deste trabalho é baseada na utilização do modelo de grafos de caminho crítico aliada à definição de parâmetros inerentes a cada atividade individualmente. Essa abordagem é suficientemente flexível para permitir que outras possibilidades de índices numéricos sejam exploradas com o objetivo de qualificar as seqüências de ações de cada plano. Como exemplo, usando os parâmetros descritos para as atividades (nos itens 4.3, 4.4 e 4.5) é possível derivar parâmetros tais como o levantamento de curvas de custos, estimativas de tempo para a recomposição de cargas prioritárias e curvas de recomposição das cargas prioritárias, dentre outros. A decisão sobre a utilização de um ou outro conjunto de índices de qualificação depende fortemente dos critérios adotados pela equipe de planejamento da recomposição que visam a escolha da seqüência ótima de ações para o plano, conforme descrito no item que se segue.

### 4.13. Descrição Geral da Metodologia de Análise

Considerando-se os assuntos tratados nos itens e capítulos anteriores, a metodologia proposta, neste trabalho, para a análise da qualidade de um plano de recomposição pode ser dividida, então, nas seguintes etapas:

- **Etapa A:** representação das instruções operativas associadas ao plano de recomposição na forma de uma lista de atividades, contemplando as relações de precedência entre as mesmas. Por enquanto essa tarefa deve ser executada

manualmente, de preferência pelo mesmo grupo de especialistas responsável pela elaboração do plano de recomposição em análise. Futuramente, pode-se automatizar também essa etapa, incorporando-se tal objetivo nos processos de geração das instruções operativas, o que foge do escopo deste trabalho.

- **Etapa B:** representação completa do plano através de um grafo CPM/PERT, obtido a partir da lista de atividades determinada na Etapa A. Embora essa etapa possa ser realizada manualmente (com apoio dos especialistas que elaboraram o plano de recomposição), torna-se mandatório que seja realizada automaticamente para planos de grande porte (usando o método exposto, anteriormente, no capítulo 3).
- **Etapa C:** extração de parâmetros indicativos da qualidade do plano, usando um método de caminho crítico e algoritmos que exploram a estrutura topológica do grafo obtido na Etapa B. Essa etapa pode ser realizada com os métodos e procedimentos expostos, previamente, nesse capítulo.

A figura 4.24 ilustra a metodologia de qualificação de planos de recomposição, decomposta em suas etapas constituintes.

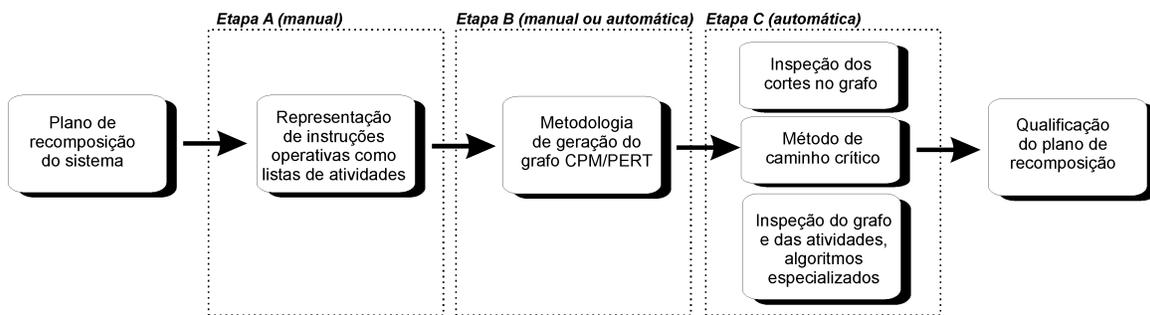


Figura 4.24. Etapas da metodologia de qualificação de planos de recomposição

O processamento dessas etapas requer uma série de informações adicionais acerca das atividades que compõem o plano de recomposição, para determinar os parâmetros representativos de sua qualidade. A figura 4.25 apresenta o fluxo de dados e informações de

entrada, de saída e entre as etapas, para os procedimentos que compõem a metodologia proposta.

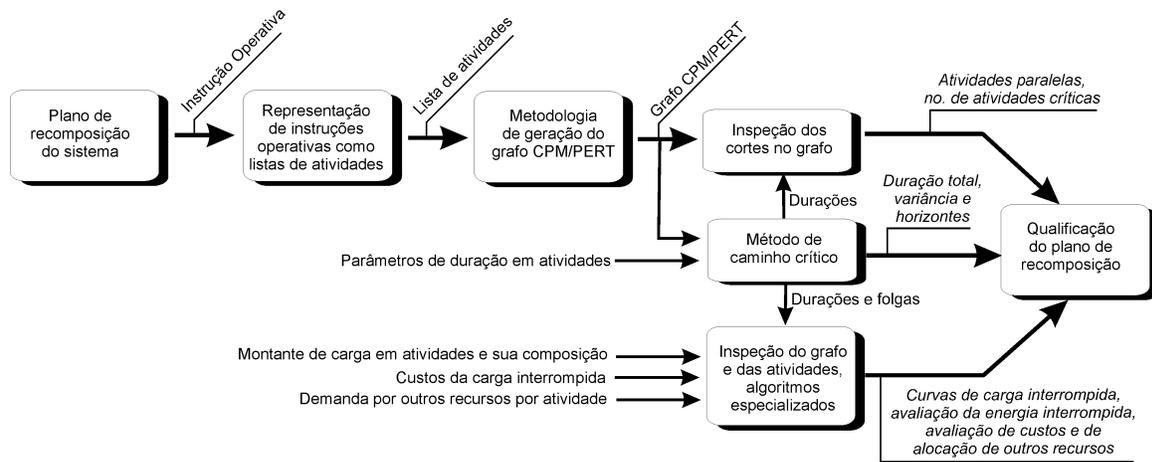


Figura 4.25. Fluxo de dados e informações na metodologia de qualificação de planos de recomposição

Conforme citado anteriormente, o conhecimento dos índices de qualidade permite conduzir uma análise comparativa entre diferentes linhas de ação viáveis para a reenergização de um mesmo cenário de interrupção ou de cenários tecnicamente similares. Usando critérios próprios, cada equipe de planejamento pode escalonar propostas para os planos de recomposição e decidir qual delas é a mais adequada no contexto da sua concessionária ou órgão operador. Mais ainda, além de servir como apoio na etapa de Planejamento da Recomposição, essa metodologia pode ser empregada, sem grande esforço de adaptação, em conjunto com ferramentas para a reconstrução dos eventos que levaram à interrupção [52]. A Figura 4.26 representa a relação entre alguns desses critérios e a qualidade do plano em análise.

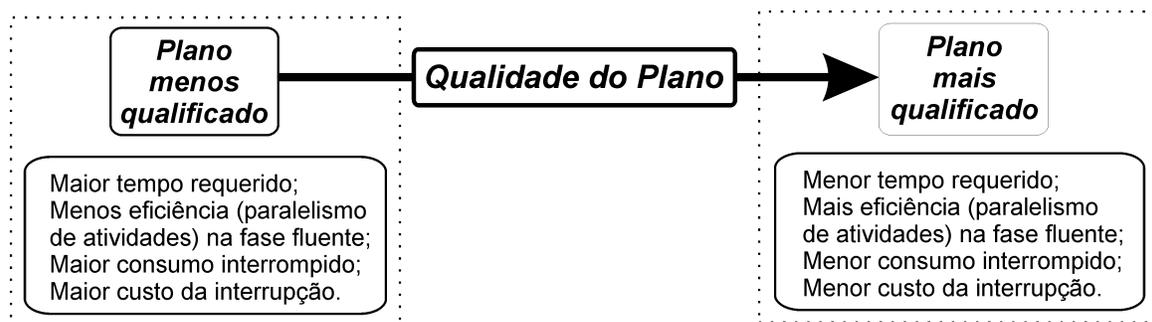


Figura 4.26. Relação entre critérios de avaliação e qualidade do plano



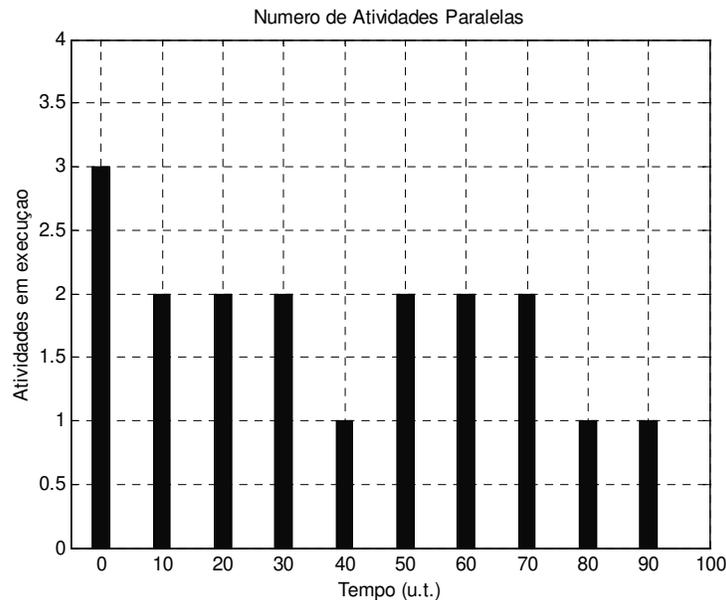


Figura 4.28. Evolução do número de atividades paralelas em execução

- *Número médio de atividades paralelas:  $NM_{Par} = 1,8$  atividades.*
- *Carga total interrompida:  $CTI = 345$  MW (conforme o item 4.10).*
- *Taxa média de recomposição de cargas:  $TRC = 3689,8$  kW/minuto.*
- *Carga total interrompida por segmento:  $CTI_R = 125$  MW;  $CTI_I = 120$  MW;  $CTI_C = 100$  MW (conforme o item 4.10).*
- *Curvas de recomposição de cargas: representadas na figura 4.29 (reproduzida das figuras 4.20, 4.21 e 4.22, do item 4.9).*
- *Energia interrompida por segmento ( $EI_R$ ,  $EI_I$  e  $EI_C$ ): considerando os tempos médios de finalização das atividades conforme a equação 4.50, tem-se  $EI_R = 145268$  kWh;  $EI_I = 142820$  kWh;  $EI_C = 113884$  kWh.*
- *Energia total interrompida (ETI): considerando, novamente, os tempos médios de finalização das atividades conforme a equação 4.50, tem-se  $ETI = 401972$  kWh;*
- *Custo médio da interrupção (CMI): considerando os tempos médios de finalização das atividades conforme a equação 4.50,  $CMI = US\$ 727.10^3$ .*

- *Custo mínimo da interrupção ( $CI_{MIN}$ ): considerando, mais uma vez, os tempos de finalização das atividades iguais aos tempos mais cedo dados pelo grafo CPM/PERT,  $CI_{MIN} = US\$ 671.10^3$ .*
- *Custo máximo da interrupção( $CI_{MAX}$ ): considerando os tempos de finalização das atividades iguais aos tempos mais tarde dados pelo grafo CPM/PERT,  $CI_{MAX} = US\$ 781.10^3$ .*
- *Custo típico da interrupção (CTI): conforme a tabela 4.7,  $CTI = US\$ 659.10^3$*

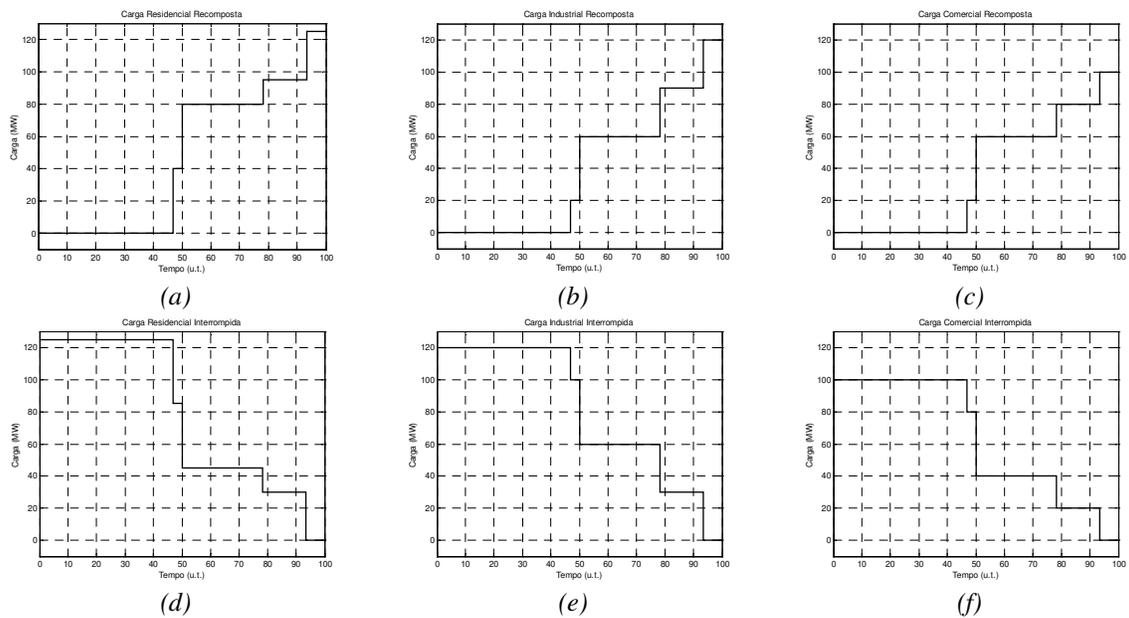


Figura 4.29. Curvas de carga recompоста e interrompida para diferentes consumidores

## Capítulo 5

# Avaliação da Qualidade Através da Determinação de Rotas de Reenergização

### 5.1. Introdução

Na análise de planos de recomposição, descrita no capítulo anterior, foram propostos diversos índices numéricos para avaliar a qualidade inerente a cada plano de recomposição, com relação aos seus aspectos próprios de duração, custo monetário e ações de controle. Para tanto, foi empregado um modelo de grafo de caminho crítico para a representação dos planos.

A aplicação da metodologia baseada em grafos CPM/PERT pressupõe que as rotas de reenergização contempladas no plano de recomposição são as melhores possíveis, o que pode não ser necessariamente verdadeiro. Em outras palavras, questiona-se também, aqui, as rotas de reenergização como previstas pelo plano. Nesse capítulo, apresenta-se uma metodologia para a determinação automática de rotas de reenergização que devem obedecer a critérios de qualidade previamente definidos. Com isso, é possível avaliar a qualidade das rotas previstas nos planos.

Para atingir esse objetivo, desenvolveu-se um método que permite a obtenção de caminhos de reenergização através de uma busca de caminho mínimo, realizada a partir da aplicação de uma variação do algoritmo de Dijkstra [19, 20], e da utilização de índices nebulosos (lógica *fuzzy*) [15, 30, 53] associados ao custo de reenergização de cada linha. Nos itens que se seguem, ficam melhor explicitadas as razões que conduziram à seleção dessa abordagem, tendo-se em vista tanto o modelo topológico adotado para a rede elétrica quanto as características da formulação do problema.

Além disso, essa metodologia permite a obtenção de rotas alternativas de reenergização para serem usadas nas situações em que as ações previstas nos planos não puderem ser efetivadas em razão de imprevistos, durante a execução em tempo real.

## 5.2. Modelo da Rede Elétrica

O modelo adotado neste capítulo para a rede elétrica, com o objetivo de conduzir a análise dos caminhos de energização, está baseado na representação topológica da rede por seu modelo *barras-ramos* [24]. Conforme representado na figura 5.1, esse é o modelo de estudos e simulações do sistema elétrico, determinado, em tempo real, no centro de controle e operação da rede, usualmente após a ação do Configurador.

Esse modelo, juntamente com os dados obtidos através da função de Modelagem de Redes Externas, constitui a informação básica necessária para a aplicação das funções de análise de rede mais avançadas, tais como o Estimador de Estado e o Fluxo de Carga *on-line*. Nesse caso, todos os equipamentos, barramentos múltiplos interligados e chaves/disjuntores já foram processados, configurando-se em um modelo no qual só estão presentes barras e ramos simples.

A figura 5.2 apresenta o diagrama unifilar para a rede IEEE-30, juntamente com o seu modelo barras-ramos, que é usado como exemplo nesse capítulo para ilustrar a metodologia proposta, por ser bem conhecido e suficientemente pequeno, permitindo visualizar adequadamente o processo proposto.

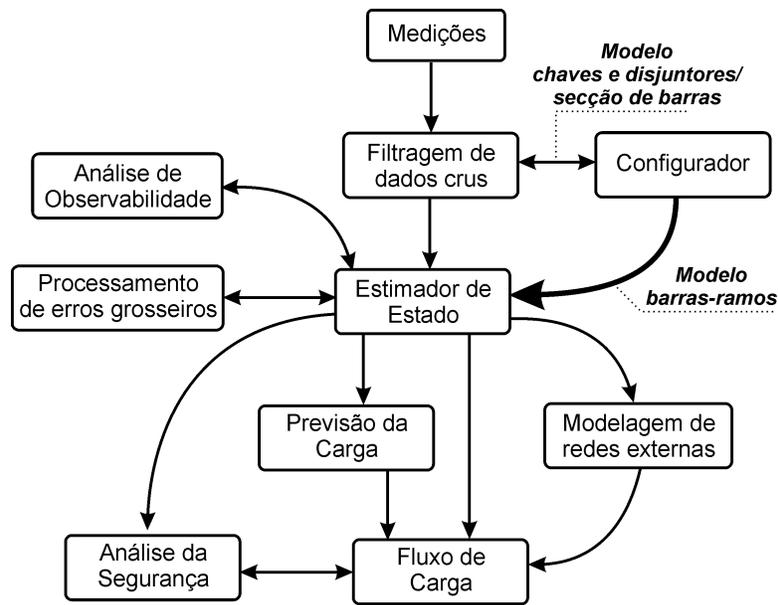


Figura 5.1. Modelo barras-ramos e funções de análise de redes na operação de sistemas elétricos

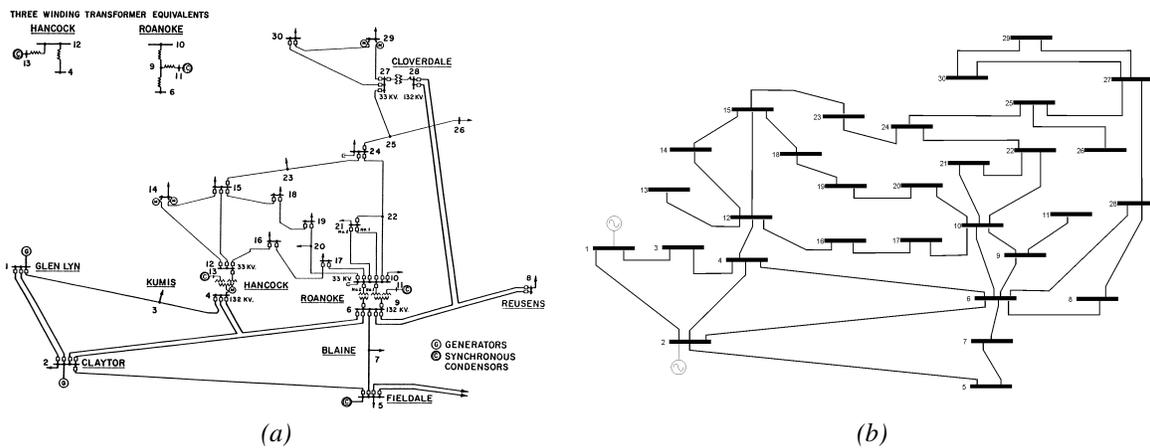


Figura 5.2. (a) diagrama unifilar e (b) modelo barras-ramos para a rede IEEE-30

Uma vez que, a princípio, redes elétricas são constituídas por um conjunto de geradores e de centros de consumo interligados por linhas de transmissão, é natural representar a topologia do sistema através de um grafo, onde os nós estão associados aos elementos de injeção de potência (geradores e centros de consumo) e os arcos estão associados aos caminhos de transporte dessas potências (linhas de transmissão). Esse tipo de modelo (com os vértices do grafo equivalentes às barras e as arestas equivalentes aos ramos) pode ser adotado para o sistema elétrico em estudo durante a recomposição.

No caso da recomposição de sistemas de energia, deve ser observado que as ações de reenergização são profundamente dependentes do sentido em que se “*envia*” a energia. Em outras palavras, é fundamental determinar, na reenergização de uma linha de transmissão, qual subestação terminal é a responsável por energizar a linha. Esse “direcionamento” permite a definição de um modelo elétrico do tipo grafo orientado, para representar os procedimentos de recomposição. Neste modelo, o sentido do arco representa a direção preferencial (prevista no plano) para enviar energia através da linha de transmissão. Se o circuito em questão admitir os dois sentidos de energização, é possível definir duas arestas orientadas, com sentidos opostos, entre os vértices correspondentes. Para cada um desses sentidos, também é possível definir diferentes graus de dificuldade (ou custos de reenergização), associados à recomposição da linha de transmissão correspondente.

### 5.3. Fundamentos da Metodologia

A elaboração de um plano de recomposição após a ocorrência de um blecaute pode ser definida como “*a determinação da seqüência temporal de ações de controle, sobre os diferentes componentes do sistema, que minimize o tempo requerido para o atendimento de todos os consumidores, respeitando as restrições operacionais da rede*”. Entretanto, uma vez que cada situação de interrupção possui características únicas, é impossível prever, com antecedência, todos os possíveis cenários de restabelecimento de energia.

Dessa forma, para que as eventuais discrepâncias entre os cenários previstos pela equipe de planejamento e a situação real possam ser dirimidas em tempo hábil, torna-se necessário disponibilizar alguns programas de análise da rede durante o processo de reenergização, como ferramenta complementar aos planos de recomposição, previamente desenvolvidos, para os operadores.

Contudo, a recomposição é uma atividade complexa, que envolve uma variada gama de fatores técnicos e operacionais, tais como a análise de limites de fluxos em linhas, análise de proximidade ao colapso de tensão e análise de estabilidade transitória, dentre outros, que devem ser realizadas a cada etapa do processo de reenergização.

Assim, cada ação de reenergização visa otimizar as margens de estabilidade do sistema, atendendo o máximo de consumidores no menor tempo possível. Para isso, são necessárias muitas ações de controle e chaveamento, que caracterizam um universo imenso de seqüências de possíveis atividades. Além disso, o tipo de ação tomada em um determinado estágio do processo influencia, significativamente, o comportamento do sistema frente às possíveis ações posteriores. É importante salientar, ainda, que muitas dessas etapas de reenergização são interdependentes, impedindo a execução simultânea de muitas ações. Um problema deste tipo (combinatório, não-linear e que envolve otimização de objetivos e estágios múltiplos) pode requerer um esforço computacional muito elevado para sua resolução em tempo real, a qual se torna impraticável devido à complexidade de cada etapa do processo.

A saída encontrada por muitos autores para lidar com a reenergização em tempo real é **desconsiderar a dinâmica da rede** [54]. O problema da recomposição é formulado, então, levando-se em conta apenas as restrições operacionais em regime permanente. Tal formulação apresenta, em geral, uma boa eficiência para a determinação da seqüência de recomposição em redes de distribuição de energia, mas torna-se inadequada em situações onde a dinâmica do sistema tem um papel decisivo. A efetivação de uma ação de controle ineficaz ou inconsistente, nesses casos, pode precipitar a ocorrência de novos colapsos na rede.

Portanto, considera-se bastante interessante o desenvolvimento de um método que permita considerar, na formulação de problemas relacionados com a recomposição de redes de energia, a **influência de características dinâmicas** da rede elétrica no processo de decisão das ações de controle a serem tomadas, mas que demande um **esforço computacional aceitável** dentro das condições encontradas durante a recomposição do sistema.

Uma alternativa para considerar essa influência é modelá-la a partir de lógica difusa e de regras nebulosas, que permitem a seleção de um conjunto reduzido e ordenado de prováveis configurações ótimas, candidatas para a seqüência de ações de controle. Essas configurações, assim filtradas, constituem uma massa computacional significativamente

reduzida quando comparadas ao universo total de possibilidades existentes, viabilizando sua análise em tempo compatível com a atividade de recomposição.

Nessa abordagem, não são desprezadas as características dinâmicas do sistema que, ao invés de serem minuciosamente calculadas, podem ser estimadas, indiretamente, a cada passo do processo de reenergização. Nessa condição, sua incorporação à formulação do problema de programação matemática é facilitada, reduzindo, conseqüentemente, o esforço computacional associado a essa etapa e tornando a solução do problema, embora ainda complexa computacionalmente, viável para aplicação como apoio ao operador durante o processo de recomposição em tempo real. Uma vez determinados os índices associados a cada ramo a ser recomposto, pode ser aplicado um algoritmo de busca de caminho mínimo para encontrar as rotas de energização de menor custo, de acordo com a configuração desejada para a rede energizada. A idéia básica da metodologia é:

- (a) **representar a rede elétrica por um grafo orientado**, obtido a partir do modelo barras-ramos;
- (b) **associar a cada ramo (LT) um custo de energização** representado por uma variável nebulosa, que depende de condições elétricas do sistema, atualizadas a cada passo, e do estágio da recomposição em que a rede se encontra;
- (c) determinar o sistema objetivo (que corresponde à configuração topológica do sistema energizado que se deseja atingir), através da **definição do conjunto de barras a serem reenergizadas**, em ordem de prioridade;
- (d) **aplicar um algoritmo de busca de caminho mínimo** para encontrar as rotas de reenergização de menor custo que conduzam à recomposição das barras definidas em (c).

A figura 5.3 ilustra graficamente a metodologia.

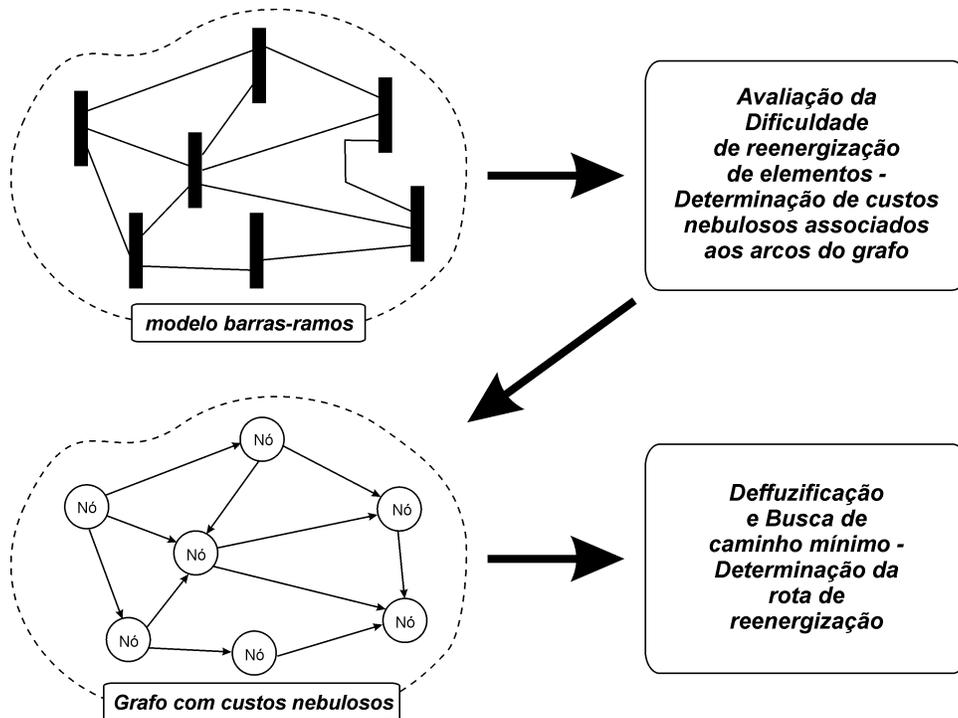


Figura 5.3. Esquema geral para determinação de rotas de reenergização utilizando busca em grafos nebulosos

A seguir, são apresentados alguns conceitos de lógica nebulosa, que servem como fundamento da metodologia de avaliação dos custos associados às ações de reenergização.

#### 5.4. Conceitos Básicos de Lógica Nebulosa

Os tópicos subseqüentes apresentam uma breve conceituação de lógica nebulosa, utilizada neste trabalho como a base dos métodos de avaliação de custos de recomposição, para a determinação de rotas de reenergização em sistemas de energia elétrica. Os conceitos, apresentados em ordem crescente de complexidade, passam pela teoria de conjuntos nebulosos, de variáveis nebulosas (definidas aqui como um conjunto de conjuntos nebulosos), de regras nebulosas e, finalmente, por sistemas baseados em múltiplas regras nebulosas. Maiores detalhes sobre esses assuntos podem ser encontrados nas referências [30, 53].

### A. Conjuntos Nebulosos

Neste trabalho, foram utilizados conjuntos nebulosos com funções de pertinência trapezoidais e triangulares. Essa escolha se deve ao fato de que a representação matemática para esses dois tipos de função de pertinência pode ser a mesma e, além disso, ambas as funções podem fazer uso do mesmo conjunto de métodos computacionais para calcular as pertinências em qualquer ponto do seu universo de discurso. Mais ainda, esses métodos são definidos por expressões simples que demandam pouco esforço computacional.

Os números trapezoidais podem ser definidos em termos de quatro coordenadas (**A**, **B**, **C** e **D**), correspondentes aos vértices da sua função de pertinência. Assim, o número nebuloso trapezoidal cuja representação é  $n [A, B, C, D]$ , pode ser definido como na figura 5.4.

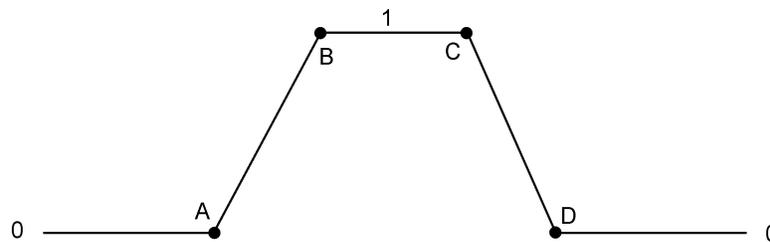


Figura 5.4. Número nebuloso trapezoidal

Os valores de pertinência dos vértices A, B, C e D são implicitamente conhecidos, correspondendo a  $\mu(A) = 0$ ;  $\mu(B) = 1$ ;  $\mu(C) = 1$ ;  $\mu(D) = 0$ . O método de extração da pertinência de um número real qualquer a esse tipo de conjunto pode ser definido pelo algoritmo a seguir:

Dado X (valor de entrada),

Calcular  $\mu(x)$ :

**Se**  $x \leq A$  ou  $x \geq D$  **fazer**  $\mu(x) = 0$ .

**Se**  $x < B$  e  $x > A$  **fazer**  $\mu(x) = \frac{x - A}{B - A}$ .

**Se**  $x \leq C$  e  $x \geq B$  **fazer**  $\mu(x) = 1$ .

**Se**  $x < D$  e  $x > C$  **fazer**  $\mu(x) = 1 - \frac{x - C}{D - C}$ .

Um número nebuloso triangular pode ser definido da mesma maneira que um número trapezoidal, simplesmente fazendo-se  $B = C$ , conforme demonstra a figura 5.5.

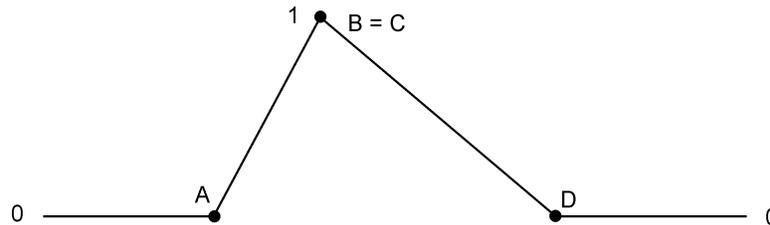


Figura 5.5. Número nebuloso triangular

Cada conjunto nebuloso deve ter associado a si, além dos parâmetros  $A$ ,  $B$ ,  $C$  e  $D$ , um outro parâmetro denominado *corte- $\alpha$*  (ou “ *$\alpha$ -cut*”). Esse valor é um número real, definido no intervalo entre 0 e 1, incluindo os extremos, e está associado à realização de um corte na função de pertinência do número nebuloso, em uma altura correspondente ao valor de pertinência que seja igual ao corte  $\alpha$ .

Esse parâmetro não é estritamente necessário para a definição de um conjunto nebuloso propriamente dito, mas está diretamente associado à utilização do mesmo em relações de inferência, como as encontradas em conjuntos de regras nebulosas [53].

### B. Variáveis Nebulosas

Uma variável nebulosa é utilizada para descrever um conceito nebuloso, comumente expresso por uma variável lingüística, tal como “*distância*”, “*temperatura*” ou “*idade*”. Suas principais características são:

- Possui um nome ou descritor da variável (por exemplo, “*temperatura*”);
- É expressa por uma unidade física bem definida, pela qual a variável deve ser descrita (por exemplo, “*graus Celsius*” [°C]);
- Está definida em um universo fechado de discurso ou escopo (por exemplo, “*0 a 100 graus*”);

- Possui um grupo de conjuntos nebulosos associados aos seus qualificativos lingüísticos (por exemplo, os conjuntos “*quente*”, “*morno*” e “*frio*”, podem ser associados à variável “*temperatura*”).

Por exemplo, a variável nebulosa “*temperatura*” pode ser definida como a seguir:

**Variável  $v$ :**

- Nome: temperatura
- Unidade: Graus Celsius (°C)
- Escopo: de 0 °C a 45 °C
- Conjuntos Nebulosos associados a seus qualificativos:

*Muito Baixa:* [0 0 5 10]

*Baixa:* [5 10 15 20]

*Média:* [15 20 25 30]

*Alta:* [25 30 35 40]

*Muito Alta:* [35 40 45 45]

em que os conjuntos nebulosos são números trapezoidais, dados por suas coordenadas [A, B, C, D]. A figura 5.6 ilustra os conjuntos nebulosos da variável  $v$ :

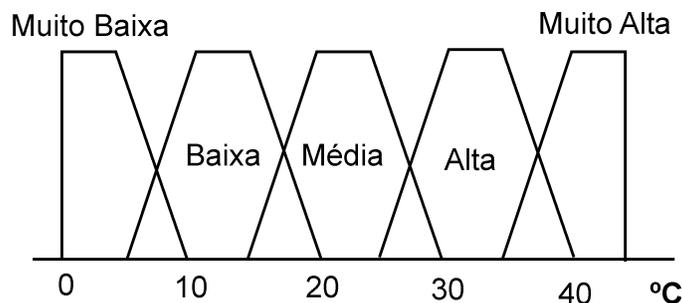


Figura 5.6. Variável nebulosa  $v$  (“*temperatura*”) e seus qualificativos

A pertinência de um valor associado a uma variável nebulosa pode ser extraída especificando o qualificativo (conjunto nebuloso) com ao qual se deseja verificar a relação. Dessa forma, obtém-se um valor singular de pertinência. Outra maneira possível, nesse caso, é obter um vetor de pertinências, onde cada posição do vetor corresponde à pertinência do valor especificado com relação a cada qualificativo (conjunto nebuloso) da variável nebulosa.

### **C. Regras Nebulosas**

Uma regra nebulosa pode ser representada por uma estrutura do tipo:

**Se**  
antecedente 1 **E**  
antecedente 2 **E**  
...  
antecedente n

**Então**  
conseqüente (conclusão) 1 **E**  
conseqüente (conclusão) 2 **E**  
...  
conseqüente (conclusão) m

Essa estrutura é composta por três diferentes grupos de conjuntos nebulosos ou valores numéricos (*crisp*): os antecedentes, os conseqüentes (ou conclusões) e as entradas. Os antecedentes são as premissas da regra, que devem ser “*verdadeiros*” para que os conseqüentes sejam considerados válidos. As entradas correspondem aos valores imediatos das variáveis envolvidas com os qualificativos lingüísticos dos antecedentes, que servirão para avaliar se os mesmos são verdadeiros ou falsos.

As regras nebulosas podem ser executadas através da determinação do conseqüente pelo mecanismo de implicação nebulosa [53]. Nesse caso, o processo de disparo de uma regra consiste nos seguintes passos:

- Fuzzificar os valores de entrada, determinando sua pertinência ao conjunto nebuloso variável-qualificativo de cada antecedente;
- Tomar o menor valor de pertinência obtido nos antecedentes (operador *MIN*), imposto pelo operador lógico “E”;
- Implicar esse valor nos conjuntos nebulosos variável-qualificativo dos conseqüentes, ou seja, tornar esse valor o novo corte  $\alpha$ , para cada conjunto conseqüente, somente se o valor obtido pela regra for maior que o corte  $\alpha$  já designado, individualmente, a cada conjunto (operador *MAX*).

A figura 5.7 ilustra esse mecanismo, para uma regra do tipo “se A1 E A2 então C”, com dois antecedentes (A1 e A2), as suas respectivas entradas (E1 e E2) e um conseqüente (C). Nesse caso, o corte  $\alpha_C$  é tomado, automaticamente, como o menor valor (*MIN*) entre  $\alpha_{A1}$  e  $\alpha_{A2}$ .

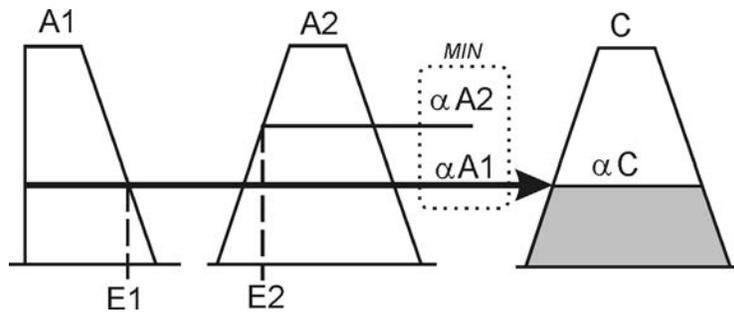


Figura 5.7. Implicação em uma regra nebulosa do tipo “se A1 E A2 então C”.

Na eventual presença do operador lógico “OU” em uma determinada regra, os antecedentes envolvidos com esse operador devem ser resolvidos antes do prosseguimento da regra com os demais antecedentes, através da aplicação do operador *MAX*. A figura 5.8 ilustra esse mecanismo, para uma regra do tipo “se (A1 OU A2) E A3 então C”, com três antecedentes (A1, A2 e A3), as três respectivas entradas (E1, E2 e E3) e um conseqüente (C). Nesse caso, o corte  $\alpha_C$  é tomado, automaticamente, como o menor valor (*MIN*) entre o maior valor, tomado entre  $\alpha_{A1}$  e  $\alpha_{A2}$ , e o valor de  $\alpha_{A3}$ .

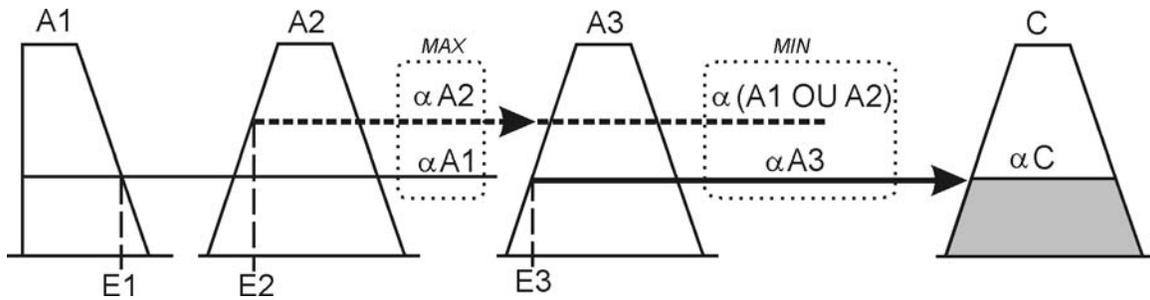


Figura 5.8. Implicação em uma regra nebulosa do tipo “se (A1 OU A2) E A3 então C”.

#### D. Sistema Baseado em Regras

Neste trabalho, foram utilizados sistemas baseados no disparo paralelo de conjuntos de regras. Em outras palavras, foram utilizados grupos de regras executadas, simultaneamente, a partir de um mesmo conjunto de entradas e implicando em um mesmo conjunto de conseqüentes. Isto é possível através do emprego do operador de composição nebulosa *MIN-MAX* [53]. Os passos para disparo desse algoritmo são:

#### **Dados**

$n_E$  entradas e  $n_R$  regras

#### **Executar**

1. Para cada uma das  $n_R$  regras:

1.1. Fazer  $\alpha = 1$  e identificar o conjunto de  $n_A$  antecedentes;

1.2. Para cada um dos  $n_A$  antecedentes:

1.2.1. Coletar valor correspondente à variável do antecedente;

1.2.2. Fuzzificar esse valor, usando o conjunto variável-qualificativo do antecedente, obtendo a pertinência  $\mu$  para cada antecedente;

1.2.3. Resolver hierarquicamente os operadores “OU” e “E” da regra, determinando o valor final do corte  $\alpha = F\{\mu\}$ , a ser imposto aos conseqüentes;

1.3. Identificar o conjunto de  $n_C$  conseqüentes;

1.4. Para cada um dos conseqüentes:

1.4.1. Se  $\alpha > \alpha_{cut}$ , então fazer  $\alpha_{cut} = \alpha$ .

A figura 5.9 ilustra um sistema de disparo paralelo de regras, com  $n_E$  entradas e  $n_R$  regras.

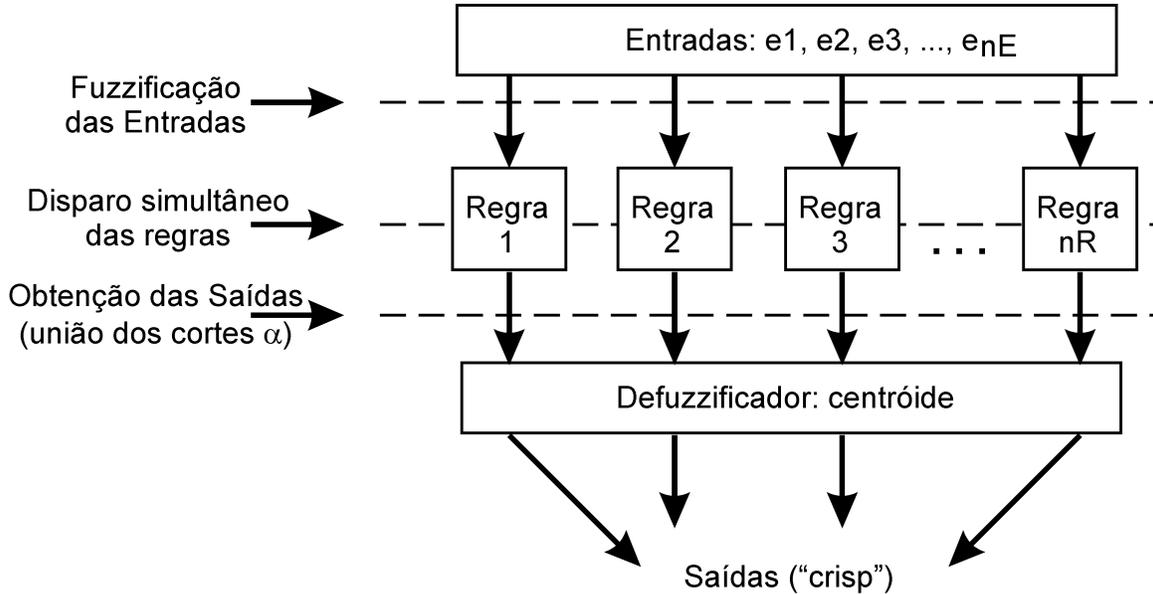


Figura 5.9. Sistema de disparo paralelo de regras nebulosas

O valor de saída associado a cada variável nebulosa descrita pelos conseqüentes é, então, obtido através da defuzzificação do conjunto nebuloso determinado pela união dos seus qualificativos, após a aplicação do operador de corte  $\alpha$ . Neste trabalho, o método de defuzzificação utilizado foi o método do centróide, onde o valor da saída defuzzificada pode ser determinado como na equação 5.1.

$$\text{Saída} = \frac{\sum_{i=1}^{nconj} \mu_i \cdot a_i}{\sum_{i=1}^{nconj} \mu_i} \quad (5.1)$$

em que  $\mu_i$  é a pertinência de um qualificativo associada a um dos conjuntos que o representam,  $a_i$  é o valor modal de cada conjunto que representa o qualificativo e  $nconj$  é o número de conjuntos que representam o qualificativo. O valor obtido, nesse caso, é um número real.

Com esses conceitos, é possível delinear a metodologia de avaliação dos custos de reenergização para as ações efetuadas no contexto de recomposição de sistemas elétricos. Tal metodologia está detalhada no item a seguir.

## 5.5. Metodologia de Avaliação de Custos de Reenergização

Conforme descrito, previamente, a análise da rede elétrica em conjunto com o processo de recomposição traduz-se em elevados custos computacionais e dificuldades na modelagem do problema, inviabilizando a aplicação de algoritmos de recomposição como apoio para o operador nas tarefas de reenergização de sistemas elétricos em tempo real. A utilização de variáveis nebulosas se apresenta então como uma alternativa viável para a representação da influência da dinâmica da rede sem aumentar, em demasia, a carga computacional, fornecendo resultados aceitáveis.

O método proposto aqui avalia o custo de rotas de reenergização no problema da recomposição de sistemas elétricos sem processar, a cada etapa, funções complexas de análise da rede, visando redução significativa do esforço computacional. Neste trabalho, essa avaliação leva em conta as seguintes variáveis:

- Tipo da carga;
- Nível de prioridade da carga;
- Dia da semana da recomposição;
- Horário da recomposição;
- Custo de operação das chaves;
- Disponibilidade operacional da companhia de energia;
- Carregamento do gerador;
- Ocorrência de sobretensões nos chaveamentos

Essas variáveis podem ser expressas em termos lingüísticos e, através da aplicação de uma base de regras nebulosas, pode-se extrair índices associados à recomposição de uma

linha de transmissão. Mais especificamente, são obtidos índices referentes a quatro importantes aspectos do processo de recomposição:

- Tempo da recomposição;
- Custo de operação;
- Restrições operativas (elétricas) e
- Conforto do consumidor.

Dessa maneira, esses parâmetros podem ser utilizados para orientar a tomada de decisão por parte do operador no processo de reenergização de uma determinada linha de transmissão. Nesse contexto, o processo de determinação das rotas candidatas pode então ser dividido em três etapas: a preparação de dados, o cálculo dos índices nebulosos e a busca do caminho mínimo necessário para atingir a barra objetivo, descritas na seqüência.

### 5.5.1. Preparação de Dados

Essa etapa consiste no levantamento das informações necessárias para o posterior cálculo dos índices nebulosos. Essas informações podem ser obtidas através da utilização de uma base de conhecimento e de um conjunto de procedimentos simples para a determinação dos parâmetros elétricos associados à ação de reenergização.

Inicialmente, é necessário determinar uma **base de conhecimento**, que produzirá os parâmetros necessários para a modelagem das variáveis do sistema (estáticas e dinâmicas). Ela é composta por duas partes diferentes: uma **base de dados**, responsável pela definição dos parâmetros elétricos da rede, do estado do sistema em recomposição, das restrições operacionais, das características numéricas das funções de pertinência, das entradas e das saídas empregadas pelas regras difusas; e uma **base de regras**, responsáveis pelo mapeamento das estratégias de consideração, no âmbito do problema de determinação dos custos nebulosos, da informação presente na base de dados. A base de conhecimento provê

o subsídio necessário ao funcionamento das demais etapas do processo, onde o processamento dos índices nebulosos é efetivamente realizado.

Uma vez estabelecida a base de conhecimento, é realizada a **preparação dos dados para fuzzificação**, consistindo na filtragem das informações relativas ao estado atual do sistema em recomposição, fundamentada na base de dados. Nesse caso, os parâmetros pertinentes aos processos estáticos e dinâmicos de interesse (tais como a reatância equivalente da barra ao transformador, o tipo de chave na extremidade da linha e a carga terminal que será reenergizada) são determinados através de procedimentos simples especificados na base de regras.

Esses procedimentos são escolhidos de maneira a fornecer uma estimativa razoável dos parâmetros de interesse em tempo compatível com a atividade de recomposição, tais como o uso de cálculos convencionais simplificados, consulta a tabelas em memória, mapeamento por redes neurais artificiais, regressão paramétrica limitada, previsão por séries temporais e até a aplicação de outras bases de regras independentes.

A Tabela 5.1 sintetiza os parâmetros resultantes da preparação de dados e as fontes possíveis de onde os mesmos podem ser extraídos.

Tabela 5.1. Possíveis fontes de dados para a Base de Conhecimento

| <b>Parâmetro<br/>(Base de Dados)</b> | <b>Definição e possíveis fontes<br/>(Base de Regras)</b>  |
|--------------------------------------|---|
| Nível de carga                       | Valor previsto para a carga no instante da recomposição – consulta em tabelas.  |
| Prioridade da carga                  | Grau de 1 a 5 associado à prioridade do consumidor – consulta em tabelas.   |
| Risco-dia                            | Risco pré-calculado associado ao tipo de dia da recomposição (dia da semana, fim de semana, dias especiais, etc.) – consulta em tabelas.  |
| Risco-horário                        | Risco pré-calculado associado ao horário da recomposição (horário comercial, pico, madrugada, etc.) – consulta em tabelas.  |
| Operação de chaves                   | Custo associado à dificuldade de operação das chaves da linha – compilação de entrevistas com operadores.   |
| Nível de sobretensão                 | Grau de sobretensão associado à atividade de chaveamento – mapeamento não-paramétrico (RNAs) ou uso de tabelas.   |
| Carregamento do Gerador              | Nível de carregamento obtido através de cálculo simplificado, usando o equivalente do sistema, da carga terminal e da linha a ser recomposta.   |
| Dificuldade operacional              | Estimativa de dificuldades como a disponibilidade de equipes técnicas, viaturas, dificuldades de acesso aos locais de operação, falhas em telecomunicações, etc. – determinada, em tempo real, através de conjuntos de regras ou tabelas. |

Para o problema de reenergização de redes elétricas, os dados podem ser preparados de acordo com os passos a seguir:

- a. Determinação do circuito equivalente da rede já energizada, do ponto de vista da barra terminal desenergizada da linha que será recomposta, através da análise da matriz admitância nodal do sistema (eliminação de Gauss);
- b. Determinação dos parâmetros da linha a ser energizada, através de busca em bancos de dados ou por entrada direta de dados;
- c. Avaliação simplificada das restrições de operação na energização da linha (análise de sobretensões e capacidade de carga), usando recursos de consulta rápida (como tabelas em memória e mapeamento por redes neurais artificiais);
- d. Avaliação das restrições operacionais da carga terminal da linha que será energizada (nível de prioridade, dia e hora da semana);
- e. Avaliação dos custos de operação dos dispositivos de chaveamento e disponibilidade de pessoal operacional da companhia de energia.

É importante salientar que os dados obtidos nessa preparação são valores numéricos bem definidos (*crisp*).

### 5.5.2. Cálculo dos Índices Nebulosos

O cálculo dos índices nebulosos compreende três blocos funcionais: interface de fuzzificação, processo de decisão e interface de defuzzificação.

A **Interface de fuzzificação** é responsável pelo relacionamento dos dados já preparados com um conjunto de funções de pertinência contidas na base de conhecimento, convertendo as estimativas dos valores de entrada em intervalos associados aos qualificativos lingüísticos de certas variáveis nebulosas de interesse (que serão empregadas posteriormente). A título de ilustração, a Figura 5.10 apresenta o conjunto de funções de pertinência que podem ser associadas a uma variável nebulosa “nível de carga”, no momento da recomposição, em que os conjuntos **MB**, **B**, **M**, **A**, **MA** e **E** representam respectivamente “muito baixa”, “baixa”, “média”, “alta”, “muito alta” e “excessiva”.

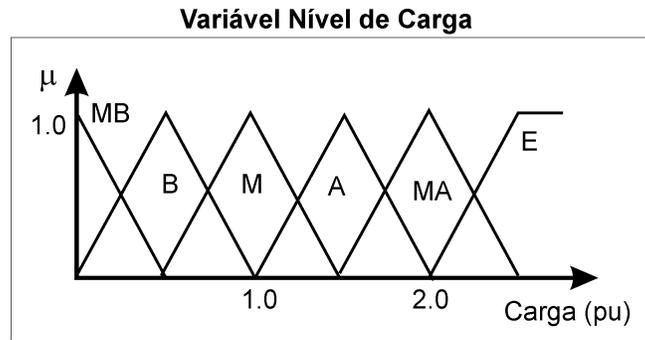


Figura 5.10. Conjuntos nebulosos associados ao “nível de carga”

Nesse trabalho, as variáveis nebulosas que foram utilizadas para a determinação dos custos nebulosos de reenergização, além da variável “nível de carga”, são:

- *Prioridade da Carga*: durante a recomposição de um sistema de energia elétrica, algumas cargas devem ser atendidas primeiramente. São cargas tão importantes que têm prioridade sobre as outras quanto ao seu religamento.
- *Dia da Semana*: o dia da semana no qual a recomposição ocorre implica em um risco que contempla as previsões de restrição operacional do sistema de energia e de demanda, caracterizadas pela influência de agentes externos à companhia de energia (ocorrência de eventos especiais como shows, eventos esportivos, etc.).
- *Horário da Recomposição*: similarmente ao que ocorre com a variável dia da semana, também existem riscos associados ao horário da recomposição.
- *Custo de Operação das Chaves*: nas redes de energia elétrica, alguns dispositivos de chaveamento são operados de forma automática enquanto outros só podem ser operados manualmente. O custo da operação desses dispositivos está associado, justamente, à sua forma de operação. Chaves automáticas podem ser consideradas como de “fácil operação”, ou seja, o custo operacional associado a elas é baixo. Já as chaves controladas manualmente, ou as chaves automáticas que após alguma contingência tem que ser operadas de forma manual, podem ser consideradas como de “operação difícil” e associadas a um custo de operação elevado.
- *Nível de sobretensão de manobra*: essa variável corresponde aos riscos associados ao nível da sobretensão que pode ser gerada durante as manobras de reenergização,

normalizada pelo limite admissível pelos equipamentos envolvidos com as ações em questão.

- *Carregamento do(s) gerador(es)*: essa variável expressa o risco associado à relação entre a demanda já atendida do sistema e a capacidade de geração ainda disponível nas unidades geradoras do sistema em recomposição.
- *Disponibilidade Operacional da Concessionária*: as dificuldades operacionais de uma companhia de energia elétrica, durante a recomposição de um sistema, estão associadas a alguns fatores internos, tais como a disponibilidade de equipes técnicas, viaturas, dificuldades de acesso aos locais de operação, falhas em telecomunicações, etc.

A Tabela 5.2 apresenta os conjuntos nebulosos associados a essas variáveis e a outras empregadas na formulação do problema. A Figura 5.11 apresenta os conjuntos de funções de pertinência que podem ser associadas à essas variáveis nebulosas.

Tabela 5.2. Índices nebulosos utilizados no sistema de regras

| Variável  | Conjuntos nebulosos   |
|---|---|
| Nível de Carga                                      | “muito baixa”, “baixa”, “média”, “alta”, “muito alta” e “excessiva”                   |
| Prioridade da Carga                                 | “muito baixa”, “baixa”, “média”, “alta”, “muito alta” e “total”                       |
| Dia da Semana                                       | “fim de semana”, “fim de semana especial”, “dia da semana” e “dia da semana especial” |
| Horário   | “folgado”, “baixa carga”, “plena carga” e “horário de pico”                           |
| Custo de Operação das Chaves                        | “muito baixo”, “baixo”, “médio”, “alto”, “muito alto” e “proibitivo”                  |
| Nível de Sobretensão de Manobra                     | “muito baixa”, “baixa”, “média”, “alta”, “excessiva” e “proibitiva”                   |
| Carregamento do Gerador                             | “muito baixo”, “baixo”, “médio”, “alto”, “muito alto” e “proibitivo”                  |
| Dificuldade associada à Disponibilidade Operacional | “muito baixa”, “baixa”, “média”, “alta”, “muito alta” e “proibitiva”                  |

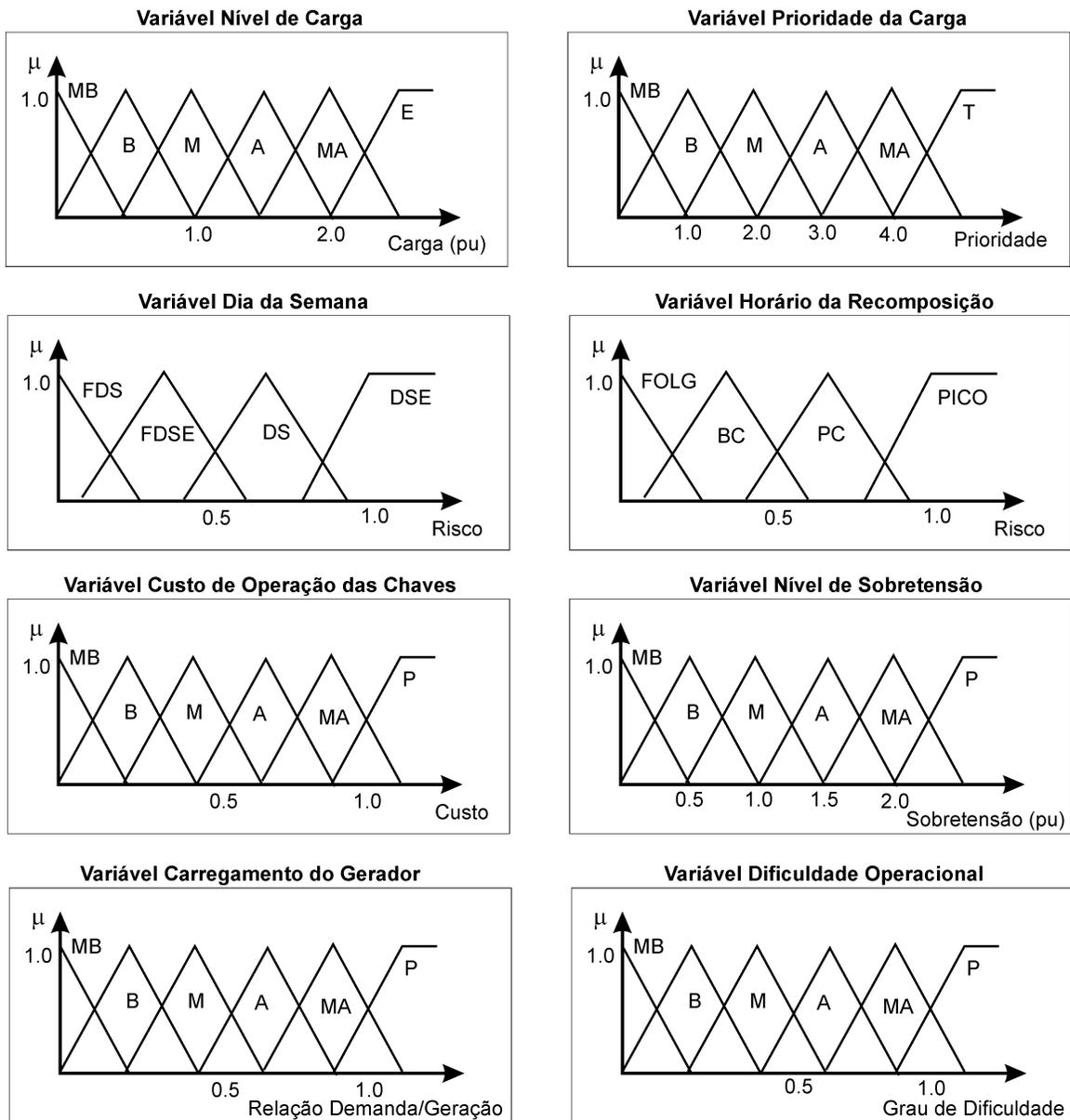


Figura 5.11. Conjuntos nebulosos associados às variáveis linguísticas

Uma vez os parâmetros de entrada estejam relacionados aos conjuntos nebulosos adequados, **o processo de decisão** é efetuado através da inferência das variáveis de saída usando a lógica estabelecida na base de conhecimento por meio de implicações nebulosas. Nesse trabalho, isso foi realizado pela aplicação de um conjunto de regras tipo *SE...E/OU...ENTÃO...*. Os conseqüentes dessas regras são então obtidos por implicação nebulosa, tipo *MAX-MIN*, resultando em uma classificação, para cada ramo a ser

recomposto, para os quatro qualificativos especificados anteriormente (tempo de operação, custo de operação, restrições elétricas operativas e conforto para o consumidor). A estrutura representada pela figura 5.12 exemplifica uma das regras, selecionada dentre as dezenove utilizadas neste trabalho (vide Apêndice C).

|  |
|--|
| <p><b>Se</b><br/> <i>O nível de carga É médio</i><br/> OU<br/> <i>O nível de carga É alto</i><br/> OU<br/> <i>O horário da recomposição É plena carga</i><br/> OU<br/> <i>O custo de operação das chaves É médio</i><br/> OU<br/> <i>O nível de sobretensão É médio</i><br/> OU<br/> <i>O carregamento do gerador É alto</i><br/> OU<br/> <i>A dificuldade associada É média</i></p> <p><b>Então</b><br/> <i>O custo da operação É médio</i></p> |
|--|

Figura 5.12. Exemplo de estrutura de uma regra nebulosa

Finalmente, a **interface de defuzzificação** é executada. Seu objetivo é a obtenção de um ou mais valores discretos representativos das saídas nebulosas obtidas no bloco anterior. Esses valores correspondem aos índices que serão empregados na recomposição. Essa defuzzificação é realizada a partir do método do centróide. A seqüência de passos da rotina para o cálculo dos índices nebulosos pode ser sintetizada conforme descrito a seguir:

- I. *Coleta dos dados preparados*
- II. *Aplicação da interface de fuzziificação.*
- III. *Obtenção dos antecedentes nebulosos.*
- IV. *Aplicação da base de regras nebulosas.*
- V. *Obtenção dos conseqüentes nebulosos - determinação dos qualificativos “tempo de recomposição”, “custo de operação”, “restrições elétricas operativas” e “conforto do consumidor”.*

VI. *Extração de índices para a recomposição da linha através de defuzzificação dos resultados obtidos em (V).*

## 5.6. Busca de Caminho Mínimo

Uma vez determinados os índices (custos) associados a cada ramo a ser recomposto, é aplicada uma variação do algoritmo de Dijkstra [19, 20] para encontrar o caminho de custo mínimo até a barra que se deseja reenergizar.

É importante salientar que, a cada passo da recomposição, as características dinâmicas do sistema podem mudar, de acordo com a configuração escolhida, sendo necessário reavaliar os índices selecionados a cada estágio do problema. Como o algoritmo de Dijkstra é baseado na rotulação dos caminhos, fechando um nó a cada iteração, é possível introduzir uma etapa de reaplicação das regras nebulosas nos intervalos entre iterações sucessivas. Além disso, ao final do processo, é possível extrair, por inferência do grafo rotulado, a seqüência de reenergização e o custo de recomposição acumulado para todos os nós. O algoritmo modificado proposto para aplicação na recomposição de sistemas elétricos é apresentado a seguir:

1. *Inicialização do problema: aquisição de dados topológicos da etapa de preparação de dados;*
2. *Fazer  $Y_{rec} = Y$ ;*
3. *Fazer as impedâncias dos ramos desenergizados assumirem um valor muito alto na matriz  $Y_{rec}$ ;*
4. *Rotulação das barras com um valor de custo muito elevado  $c_k = \infty$  e nó de origem vazio  $o_k = \emptyset$ ;*
5. *Fechar e rotular o nó de geração com custo nulo;*
6. *Fazer (último nó fechado) = (nó de geração);*
7. *Enquanto houver nós abertos:*

- 7.1. *Determinar os índices nebulosos para recompor as linhas que conectam o último nó fechado a nós ainda não fechados;*
  - 7.2. *Calcular o custo de fechamento para cada nó não fechado de 7.1:  $c_k'(t)$ ;*
  - 7.3. *Se o custo final calculado para os nós não fechados em 7.1 for menor que o custo rotulado ( $c_k'(t) < c_k$ ), fazer  $c_k = c_k'(t)$  e  $o_k =$  (último nó fechado);*
  - 7.4. *Marcar para fechamento (energização) a linha com menor  $c_k'(t)$ ;*
  - 7.5. *Se o nó marcado para fechamento possuir um antecedente marcado, verificar se o custo da energização a partir desse antecedente é menor que  $c_k'(t)$ ; caso positivo, fechar todo o caminho marcado e aberto desde  $k$  até a origem;*
  - 7.6. *Fechar o nó  $k$  e atualizar a matriz  $Y_{rec}$ ;*
  - 7.7. *Fazer (último nó fechado) =  $k$ ;*
8. *Extrair a seqüência de reenergização para a rede totalmente rotulada.*

Lista de símbolos:

- **Y**: matriz admitância nodal
- **Y<sub>rec</sub>**: matriz admitância nodal para o atual estado do sistema durante a recomposição
- **c<sub>k</sub>**: custo de recomposição associado à reenergização do nó  $k$
- **c<sub>k</sub>'(t)**: custo de recomposição associado à reenergização do nó  $k$  durante a etapa  $t$
- **o<sub>k</sub>**: nó fonte fechado para o nó  $k$

## 5.7. Avaliação da Qualidade através da Metodologia Proposta

A metodologia proposta permite encontrar o caminho de energização seqüencial de custo mínimo, frente a um conjunto de índices nebulosos associados às ações envolvidas com a reenergização das linhas de transmissão da rede elétrica. Conforme citado anteriormente, essa metodologia permite **avaliar as rotas de energização** delineadas nos planos de recomposição, levando-se em conta a seqüência de barras que são recompostas durante a execução das atividades previstas pelos mesmos. Para tanto, o conjunto de barras prioritárias para reenergização (explicitado no item 5.3) pode ser definido como a

seqüência de barras que são reenergizadas nas rotas previstas nos planos. O algoritmo de busca de caminho mínimo é executado, verificando se a cada passo a seqüência de barras reenergizadas coincide com a seqüência prevista, conforme ilustrado pela figura 5.13.

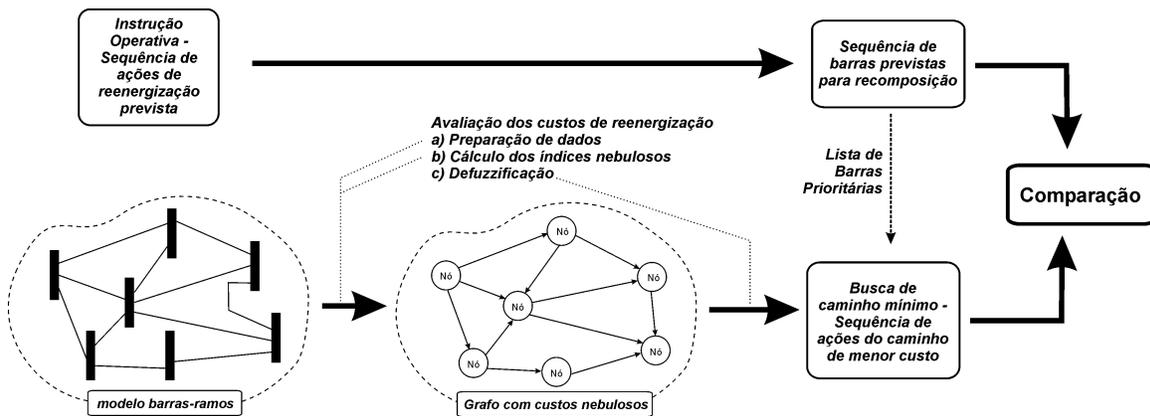


Figura 5.13. Avaliação de rotas de reenergização de uma instrução operativa

Além disso, é possível também a obtenção de **rotas alternativas de energização**, para verificar a viabilidade de se prosseguir com a reenergização de uma determinada barra, no caso em que as ações de recomposição previstas nos planos não forem factíveis, devido à ocorrência de imprevistos ou pela indisponibilidade de equipamentos. Nesse caso, são impostos custos nebulosos muito elevados para as linhas de transmissão que estão envolvidas com os equipamentos indisponíveis.

O algoritmo de busca de caminho mínimo é então aplicado à rede, objetivando, nesse caso, a energização da barra terminal do processo de recomposição em análise (referenciada também, neste trabalho, por “*barra distante*”). Se existirem caminhos elétricos factíveis que não incluam a linha eliminada, a metodologia proposta selecionará, dentre eles, aquele equivalente à rota de menor custo, respeitando as condições impostas pelo problema. A figura 5.14 ilustra essa metodologia.

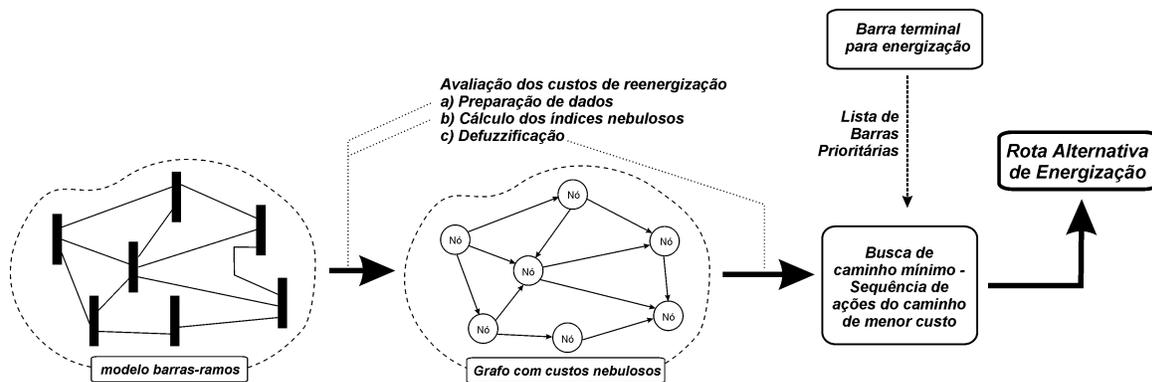


Figura 5.14. Determinação de rotas alternativas de reenergização

Em ambos os casos, determina-se o caminho mínimo de uma barra, de geração ou da fronteira já energizada, à uma outra barra de interesse, armazenando na memória a seqüência de ações obtida ao final do processo. Esse procedimento pode ser repetido por diversas vezes para a determinação de uma **lista de rotas de energização**, com o objetivo de recompor uma barra em específico. Para tanto, atribui-se um custo fixo elevado para o ramo menos custoso, reaplicando-se, então, a rotina de busca. Esse processo pode ser repetido por quantas vezes forem desejadas.

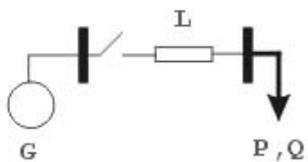
## 5.8. Exemplos de Aplicação

Os subitens a seguir apresentam exemplos de aplicação dos conceitos da metodologia proposta nesse capítulo. Inicialmente, é exposto um aplicativo gráfico para avaliação dos custos nebulosos para a reenergização de uma linha, assumindo que os dados de entrada requeridos pelo problema já foram adequadamente preparados para as demais etapas. A seguir, foram conduzidos testes com dados de operação normal para as redes IEEE de 14, 30 e 118 barras. Por simplicidade de apresentação, são explicitados apenas os resultados obtidos para as seqüências de energização de menor custo da rede IEEE de 30 barras, assumindo que o sistema se encontra em um estado inicial inteiramente desenergizado. Finalmente, é descrita a aplicação dessa metodologia para encontrar rotas de energização alternativas para a energização de barras terminais (distantes) para o caso de

indisponibilidade de uma linha de transmissão, também utilizando a rede IEEE de 30 barras.

### 5.8.1. Interface para Avaliação dos Custos

Para ilustrar as etapas de determinação do custo de reenergização associado a uma linha durante o processo de recomposição, foi desenvolvida uma interface gráfica na linguagem computacional Java, que permite a coleta de informações de entrada, o cálculo das restrições operacionais a partir dessas informações, a determinação das pertinências correspondentes às restrições calculadas, a aplicação da base de regras (obtenção dos qualificativos finais) e a defuzzificação dos qualificativos obtidos. A Figura 5.15 ilustra essa interface.

| Comp. Linha (km) | Risco Dia   | Risco Horário | Sobretensão (pu) |
|------------------|---|---------------|------------------|
| ◀   ▶ 200        | ◀   ▶ (%) 10  | ◀   ▶ (%) 10  | ◀   ▶ (%) 100    |
| R Linha (/km)    | Prioridade Carga  | Custo Chave   | Pmáx G (pu)      |
| ◀   ▶ (%) 10     | ◀   ▶ (%) 10  | ◀   ▶ (%) 50  | ◀   ▶ (%) 10     |
| L Linha (/km)    |  |               | L Gerador (pu)   |
| ◀   ▶ (%) 10     |   |               | ◀   ▶ (%) 10     |
| P Carga (pu)     |   |               | R gerador (pu)   |
| ◀   ▶ (%) 10     |   |               | ◀   ▶ (%) 10     |
| Q Carga (pu)     |   |               | Dif. Operacional |
| ◀   ▶ (%) 10     | ◀   ▶ (%) 10  |               |                  |

-----

Normalizando valores defuzzificados...

Conjunto: Tempo de Recomposicao; Valor Normalizado: 1.25

Conjunto: Custo de Operação; Valor Normalizado: 1.25688

Conjunto: Restrições Elétricas Operativas; Valor Normalizado: ...

Conjunto: Conforto para o Consumidor; Valor Normalizado: ...

◀ | ▶

Calculador

Regras

Visualizar

Reiniciar

Figura 5.15. Interface gráfica de avaliação dos custos nebulosos

Este aplicativo realiza a aquisição dos dados de entrada que foram dispostos nas partes superior, esquerda e direita da tela do usuário, através de barras de rolagem. Os

valores selecionados em cada barra são automaticamente atualizados na tela, possibilitando a monitoração das entradas do problema. Os dados de entrada requeridos pela interface, que devem ser obtidos da etapa de preparação dos dados (não explicitada aqui) são:

- comprimento da linha de transmissão (LT) que será reenergizada;
- resistência da LT;
- reatância da LT;
- potência ativa da carga terminal da LT;
- potência reativa da carga terminal da LT;
- risco associado ao dia da semana em que está sendo feita a recomposição;
- risco associado ao horário em que está sendo feita a recomposição;
- prioridade da carga terminal da LT;
- custo de operação da chave responsável pela reenergização da LT;
- sobretensão máxima admissível;
- potência máxima de geração;
- resistência do gerador;
- reatância do gerador e
- dificuldade operacional da concessionária de energia.

Para facilitar o processo de visualização dos resultados, foram acrescentados um campo de texto na parte inferior da interface e também quatro botões no canto inferior direito da tela, com as seguintes finalidades:

- Botão “*Calcular*”: permite a realização das etapas de cálculos iniciais.
- Botão “*Regras*”: permite a realização da aplicação das regras para obter os valores das pertinências aos conjuntos *fuzzy* que descrevem os qualificativos finais e sua defuzzificação.
- Botão “*Visualizar*”: permite a obtenção de uma visualização qualitativa dos resultados obtidos para as variáveis através da aplicação das regras do item anterior e sua posterior defuzzificação.
- Botão “*Reiniciar*”: permite o reinício dos processos de cálculo, mesmo interrompendo um ciclo de processamento.

As quatro variáveis de saída, já normalizadas, são representadas por barras verticais, conforme pode ser observado na Figura 5.16. Linhas horizontais indicam o grau de adequação da recomposição da LT: uma linha localizada abaixo das demais indica uma recomposição “ruim”; uma linha na posição central indica uma recomposição “média” e uma linha na posição superior do quadro central indica uma recomposição “boa”. Assim, é possível realizar uma inferência visual da “qualidade” da situação específica de recomposição proposta. Essas variáveis são indicadas por rótulos abreviados na base das barras verticais (*tempo total de recomposição* → **Tmp**, *custo da operação* → **COp**, *restrições elétricas operativas* → **REO** e *conforto do consumidor* → **Conf**).

Com o intuito de verificar a validade da metodologia de avaliação dos custos nebulosos, foram comparadas duas situações: a primeira, considerada como uma atividade de recomposição em condições favoráveis (onde todas as restrições operacionais foram relaxadas, os riscos minimizados, e a dificuldade operacional mantida em um valor baixo) e a segunda, considerada como uma ação de recomposição em condições desfavoráveis (onde os riscos e as restrições operacionais foram maximizados e a dificuldade operacional foi definida como elevada). Os parâmetros associados à LT a ser reenergizada foram considerados iguais para os dois casos estudados. A Figura 5.16 ilustra os resultados obtidos para a primeira situação (condição favorável), enquanto a Figura 5.17 ilustra a tela da interface gráfica, representando os resultados obtidos para a segunda situação (condição desfavorável).

Pode-se observar que para a situação de reenergização em condições favoráveis, os resultados obtidos caracterizam uma recomposição entre “média” e “boa”, uma vez que as variáveis de saída (representadas pelas barras verticais) situam-se entre as linhas horizontais central (recomposição “média”) e superior (recomposição “boa”). Pode-se destacar que para essa situação de reenergização, o pior índice está associado à variável conforto do consumidor. Já para a situação de blecaute com condições desfavoráveis, pode-se notar a caracterização de uma recomposição entre “ruim” e “média”, sendo que os piores índices são os referentes às variáveis tempo de recomposição e custo da operação.

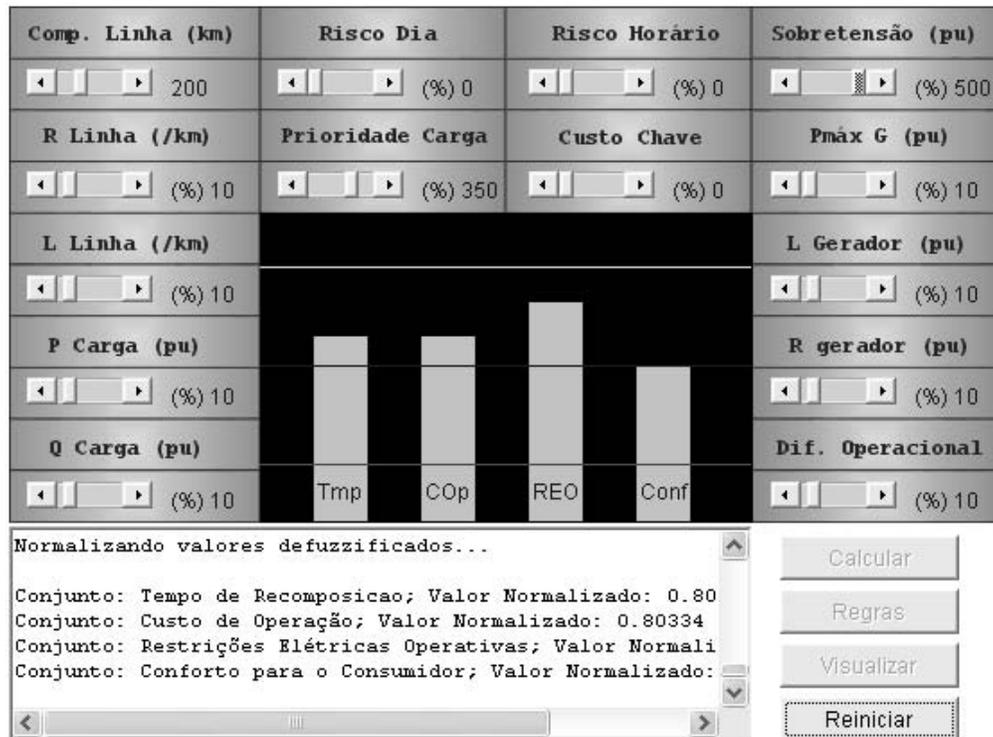


Figura 5.16. Resultados para condições favoráveis

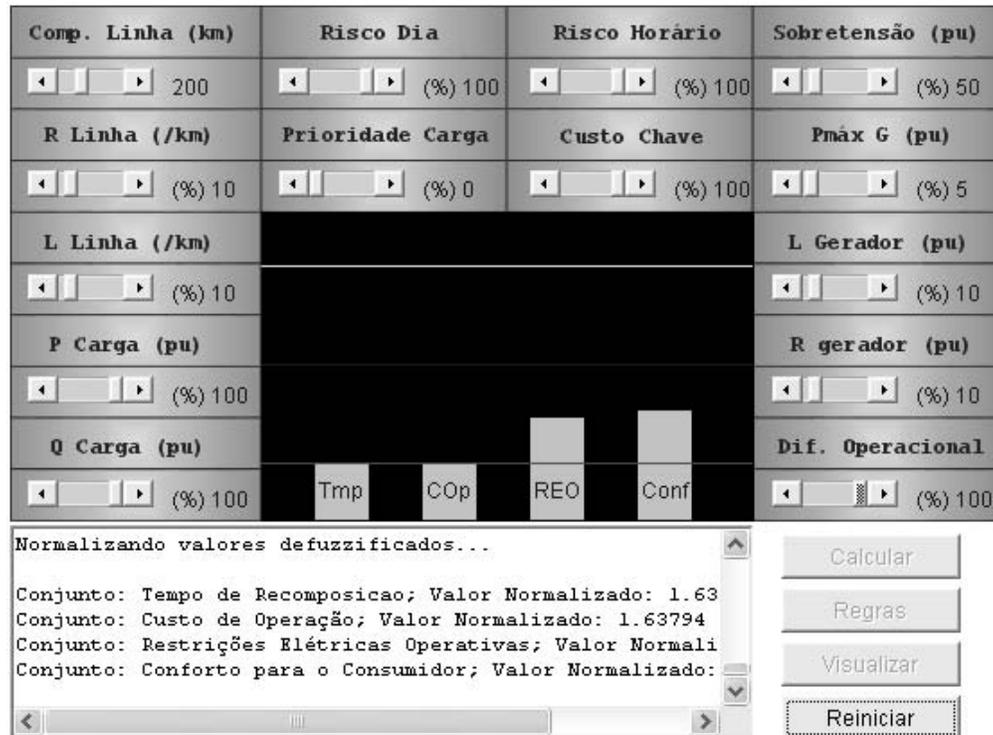


Figura 5.17. Resultado para condições desfavoráveis

### 5.8.2. Determinação da Seqüência de Energização para uma Rede Inteiramente Desenergizada

Nesse caso, objetivou-se a determinação da seqüência de energização de barras para um sistema inteiramente desconexo (eletricamente), através da rotulação de todos os nós da rede equivalente resultante. É importante destacar que os cálculos elétricos (fluxo de carga, avaliação de sobretensões, determinação de equivalentes, etc.) foram todos realizados, aqui, a cada passo do procedimento proposto. No entanto, espera-se que para redes reais supervisionadas as informações elétricas necessárias, referentes a esses cálculos, estejam disponíveis de antemão em uma base de dados, pois podem ser facilmente obtidas previamente, seja por simulação, seja por análise de telemedições.

O critério utilizado para o fechamento dos nós do sistema, a cada instante, foi o custo mínimo de reenergização para a barra terminal de cada ramo da rede, segundo o método proposto de determinação de custos nebulosos. O algoritmo de busca de caminho mínimo foi aplicado ao sistema IEEE de 30 barras, considerando constante o valor da carga associado a cada barra e geração disponível apenas na barra 1 (*Glen Lyn*). A figura 5.18 apresenta o diagrama de precedência de energização obtido ao final do processo.

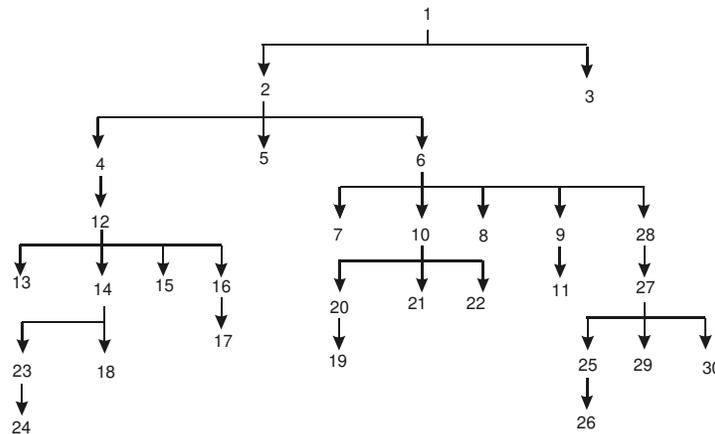


Figura 5.18. Diagrama de precedência de energização para a rede inteiramente desenergizada

A partir desse diagrama, é possível obter a seqüência de energização necessária para qualquer barra da rede, quando se considera o sistema em um estado inicial totalmente



### 5.8.3. Determinação da Seqüência de Energização na Presença de Ramos Indisponíveis

A seguir, o algoritmo foi testado admitindo disponibilidade de energia nas duas barras de geração (*Glen Lyn* e *Claytor*), para a recomposição das barras 5 e 14. A seqüência de energização obtida nessas condições está representada na figura 5.21.

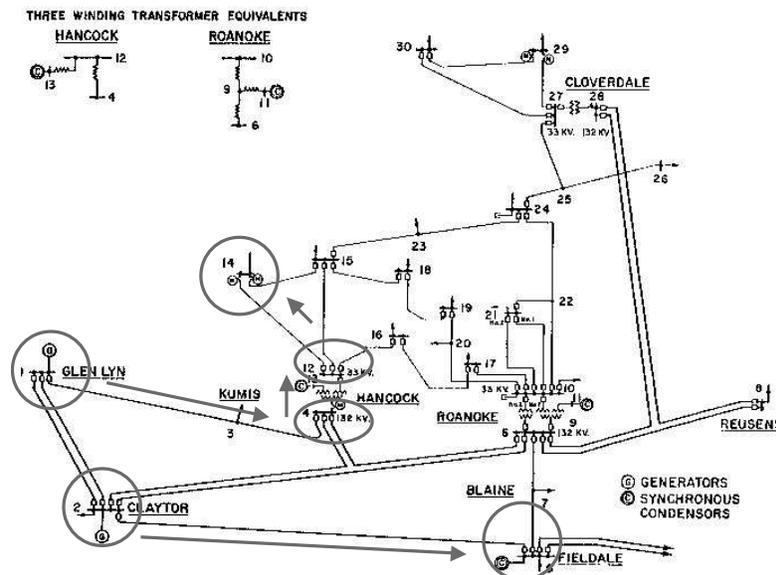


Figura 5.21. Seqüenciamento de reenergização para as barras 5 e 14

A seguir, considerou-se que, devido a algum imprevisto na operação, a geração na barra 2 (*Claytor*) se tornou **indisponível**. A metodologia foi aplicada visando a energização das barras 5 e 30 (*Cloverdale*), como barras terminais que se deseja reenergizar. Essa última barra foi escolhida por representar um nó elétrico da rede IEEE-30 bastante distante, eletricamente, dos nós de geração (barras 1 - *Glen Lyn* - e 2 - *Claytor*). Além disso, a linha 1-3-4 (*Glen Lyn* - *Kumis* - *Hancock*) foi também considerada **indisponível** (não podendo ser energizada), sendo atribuída à mesma um custo elevado durante a preparação de dados. Se necessário, esse tipo de informação (impedimentos na operação) pode ser incluído, em tempo real, pelo próprio operador. A figura 5.22 apresenta a seqüência de energização das barras obtidas pelo método de busca de caminho mínimo na rede IEEE-30.



Como pode ser observado pelos resultados obtidos, a utilização de lógica nebulosa, conjuntamente com métodos de busca heurística, explorando, positivamente, a imprecisão característica das técnicas envolvidas (modelagem *fuzzy* e busca heurística), representa uma alternativa interessante para a obtenção de soluções factíveis, em tempo hábil, no processo de busca de caminhos alternativos para recomposição de barras distantes nos casos em que o plano de recomposição, previamente elaborado, não possa ser utilizado devido à ocorrência de imprevistos.

Essa aparente imprecisão decorrente da utilização de lógica nebulosa é compensada pela facilidade de modelagem de diferentes tipos de contingências e restrições operacionais, permitindo abranger uma elevada gama de diferentes situações-problema. Em outras palavras, várias características elétricas dinâmicas (nível admissível de sobretensões, possibilidade de instabilidades, etc.) e operacionais (disponibilidade de pessoal, grau de automação do sistema, etc.) envolvidas no processo de recomposição podem ser incluídas na formulação do problema, através do emprego de regras nebulosas adequadas. Isso permite incorporar, ao resultado final, a influência de características que normalmente requerem uma difícil modelagem analítica, a qual é complexa mesmo quando se utiliza valores *crisp* aproximados.

Finalmente, tanto o processamento das regras nebulosas quanto o método de busca de caminho mínimo são algoritmos que possuem alta eficiência computacional, levando-se em conta a abrangência das técnicas utilizadas no tocante à consideração de fatores elétricos estáticos, dinâmicos e operacionais. Isso permite o seu emprego em tempo compatível com o processo de reenergização da rede elétrica, complementando, assim, os planos de recomposição previamente estabelecidos. Essa utilização conjunta de ações de controle, coordenada com a etapa de planejamento da recomposição, proporciona um aumento da confiabilidade do sistema e propicia que mais esforços possam ser realizados para o retorno da energia o mais rapidamente possível, após a ocorrência de blecautes.



## Capítulo 6

# Qualidade da Visualização de Planos de Recomposição

### 6.1. Introdução

Cada situação de interrupção do fornecimento de energia pode ser considerada única, tanto com relação aos motivos da interrupção, quanto com relação à seqüência das ações de controle que devem ser tomadas para solucionar o problema e restabelecer o serviço. Nessa condição, **o operador do sistema é tido como um elemento crítico**, fazendo uso, principalmente, de sua familiaridade com a rede elétrica e de sua experiência anterior, obtida em situações semelhantes ou extraída de simulações e ensaios, como fontes de informação **para o processo de tomada de decisões** [4]. Essa familiaridade com o sistema em recomposição está diretamente associada ao conhecimento prévio das ações que devem ser executadas durante o processo de restabelecimento de energia, ou seja, ao **conhecimento do plano de recomposição** elaborado para a reenergização da rede elétrica em análise.

Assim, a avaliação da qualidade dos planos de recomposição deve contemplar, também, outros importantes aspectos relacionados, justamente, à sedimentação e ao aprofundamento desse conhecimento, como:

- (a) a **facilidade de acesso**, que corresponde ao grau de dificuldade (ou de facilidade) que o operador tem para acessar as ações de controle que devem ser tomadas para o restabelecimento de energia;
- (b) a **atualização**, que consiste na possibilidade de atualização dos planos de recomposição, com a inserção ou exclusão de ações de controle;
- (c) o **treinamento** dos operadores e
- (d) a **visualização**, que permite a representação gráfica dos planos.

Em especial, a visualização adequada dos planos de recomposição, através da representação gráfica dos mesmos, pode contribuir significativamente na abordagem dos demais aspectos também relacionados à qualidade do plano, permitindo que o operador tenha fácil acesso às instruções operativas, que os planos possam ser atualizados de forma rápida e eficiente e que, periodicamente, possam ser realizados treinamentos para familiarizar o operador com os planos de recomposição previamente elaborados.

Assim, nos itens que se seguem, são delineados as características mais significativas desses aspectos, destacando a importância de uma representação gráfica para os planos de recomposição. Na sequência, é detalhada uma metodologia de geração rápida de uma representação gráfica de grafos conexos, extensível aos grafos CPM/PERT, que toma como informação inicial apenas a lista de arestas do grafo que se deseja representar.

## 6.2. A Facilidade de Acesso

Conforme descrito anteriormente, a facilidade de acesso ao plano, por parte do operador, pode ser considerada como um dos aspectos a serem tratados na avaliação da qualidade dos planos de recomposição, ou seja: **quanto mais fácil for esse acesso, melhor o modelo adotado para o plano.**

Com relação à acessibilidade, a estrutura de um grafo CPM/PERT (como o associado ao plano de recomposição), quando confrontada com a estrutura convencional de registros textuais (como o das instruções operativas de recomposição), proporciona uma série de benefícios e, dentre eles, permite que o operador do sistema de energia possa **acessar**, com facilidade, **as principais informações relacionadas ao plano**. Nesse contexto, o operador pode identificar, visualmente, todas as atividades (ações de controle) contidas no plano, bem como a seqüência em que elas devem ser executadas durante o processo de reenergização, através das relações de precedência entre as atividades que ficam explicitadas, de forma bastante clara (a partir da relação de conectividade entre vértices e arestas orientadas).

A visualização do plano na forma de um grafo dirigido possibilita, também, a inferência do caminho crítico do plano em estudo (como o identificado na Figura 4.16 pelos traços mais espessos), composto pelas atividades que não permitem nenhum tipo de atraso na sua conclusão. Essa representação possibilita, ainda, o acompanhamento da evolução temporal do processo de recomposição, através do monitoramento das atividades já concluídas e em andamento. Além disso, é facilitada, também, a detecção visual das possíveis alterações nas atividades previstas no plano, durante o processo de recomposição. Essas alterações podem ser identificadas a partir de diferenças encontradas, por exemplo, entre o tempo esperado para a conclusão de determinada atividade (calculado na etapa de planejamento da recomposição) e o tempo realmente decorrido para a finalização da mesma (durante o processo real de recomposição). A detecção dessas discrepâncias pode ser usada para a geração de alarmes responsáveis por alertar o operador sobre essa nova situação.

### 6.3. A Atualização da Representação

Outro aspecto a ser considerado na avaliação da qualidade dos planos de recomposição corresponde à facilidade de atualização dos planos. **Quanto mais fácil essa atualização, melhor o modelo adotado para o plano de reenergização.**

Nesse sentido, a modelagem dos planos através de grafos dirigidos, do tipo CPM/PERT, também contribui de forma significativa, possibilitando a inclusão ou exclusão

de atividades de recomposição, de maneira bastante simplificada, através da modificação dos registros da lista de arestas associada ao grafo do plano em análise.

Assim, caso o plano de determinada área geo-elétrica seja redefinido, pode-se atualizar automaticamente o grafo, a partir da atualização da sua lista de arestas. Essa alteração pode ser definida apenas para as instruções envolvidas, resultando, por exemplo, em um arquivo de dados de estrutura simples e tamanho reduzido ou, no caso da arquitetura computacional integrada de centros de controle de energia, apenas nas poucas operações necessárias para escrita/leitura nos bancos de dados.

## 6.4. O Treinamento dos Operadores

Como citado nos capítulos anteriores, um blecaute pode ser caracterizado como uma interrupção no fornecimento de energia elétrica de grandes proporções, deixando sem eletricidade um grande número de consumidores. Esse tipo de ocorrência pode acontecer devido a diferentes causas, tais como falhas de equipamentos, acidentes naturais e desbalanceamento entre geração e consumo de potência. Além disso, fatores como o elevado grau de complexidade dos atuais sistemas elétricos interligados, o aumento constante de demanda de energia, a distância geográfica e elétrica entre os centros de geração e grandes centros de consumo [4, 35] e, principalmente, o recente processo de reestruturação do sistema elétrico brasileiro – que levou a rede interligada a operar mais próxima dos seus limites (como fator de maximização de lucros), provocou a redução de pessoal qualificado nas operadoras de energia (como fator de minimização de custos) e reduziu a cooperação entre as concessionárias de eletricidade (como consequência da concorrência e sigilo corporativo) [62, 63] – tornaram o sistema elétrico mais vulnerável a perturbações, **umentando a probabilidade de interrupções generalizadas** no fornecimento de energia no cenário nacional.

Conforme descrito no capítulo 1, **um blecaute acarreta grandes prejuízos** que abrangem todos os setores produtivos da sociedade, uma vez que a eletricidade é a principal fonte de energia empregada atualmente, possuindo um elevado grau de difusão em todos os ramos de trabalho e camadas sociais. Assim, uma rede elétrica em blecaute deve ser

reenergizada o mais rapidamente possível, sendo necessário, para tanto, que **o operador execute uma seqüência de atividades complexas**: identificar inicialmente o estado do sistema, identificar e providenciar o isolamento do elemento causador da interrupção, avaliar as condições de todos os equipamentos da rede e proceder com as ações de reenergização da rede, visando, quando possível, a não violação de limites operacionais dos diferentes equipamentos e, ao mesmo tempo, garantindo que o sistema esteja sempre em um estado seguro.

Considerando-se esses fatores, a situação de um sistema em recomposição se configura, então, como uma atividade de elevado estresse para o operador, uma vez que toda a responsabilidade pela reenergização rápida e segura da rede recai sobre ele. Portanto, **seu treinamento regular é um investimento necessário e fundamental** para o sucesso da recomposição, garantindo o preparo necessário para enfrentar os problemas que se apresentam em tal condição.

Com relação aos programas de treinamento dos procedimentos de recomposição, especialmente os baseados em estudo individual, a leitura de textos extensos (como as instruções operativas) cansa visualmente o operador e pode provocar desinteresse e baixa concentração, comprometendo a eficácia do treinamento. Nesse caso, com uma representação dos procedimentos de forma gráfica (como os grafos de caminho crítico), pode-se obter **melhores resultados em menor tempo e/ou com custos reduzidos**, garantindo um maior rendimento dos programas de treinamento.

## 6.5. A Representação Gráfica do Plano

A representação de planos de recomposição de sistemas de energia elétrica por redes de projetos tem como conseqüência a geração de grafos conexos dirigidos, cujas arestas correspondem às diferentes atividades de recomposição, conforme descrito no capítulo 2. A utilização dessas estruturas conexas facilita, de forma significativa, **a representação gráfica dos planos e a inferência visual das relações de interdependência** entre as ações de recomposição que regem o andamento do processo, quando comparadas com a representação convencional, seja ela textual ou tabular [36, 55–59].

Portanto, o modelo de redes de projeto para os planos de recomposição, proposto neste trabalho, apresenta, também, **grandes vantagens na visualização dos mesmos**, facilitando a aquisição de conhecimento e favorecendo a compreensão global do processo de reenergização, dividido nas suas fases fluente e coordenada.

Mais ainda, conforme exposto nos itens anteriores, a representação visual dos planos de recomposição interfere de forma significativa nos aspectos de facilidade de acesso, atualização e treinamento dos operadores e contribui, dessa maneira, para uma melhor execução da seqüência de ações de reenergização.

Com base nesses argumentos, torna-se extremamente desejável que o modelo de grafos CPM/PERT para os planos possa ser explorado também do ponto de vista da visualização do grafo que apresenta as relações de precedência entre as atividades de recomposição.

Assim, o item a seguir descreve um método computacional [60], desenvolvido neste trabalho, que permite a obtenção das informações necessárias para a visualização rápida de grafos conexos, de uma maneira geral. Conseqüentemente, esse método pode ser utilizado para a visualização dos planos de recomposição de sistemas de energia elétrica, quando modelados como grafos dirigidos e que possam ser utilizadas nas salas dos centros de controle para acompanhar o processo de reenergização.

## 6.6. Um Método Heurístico para Visualização Rápida de Grafos Conexos

De uma maneira abstrata, um grafo  $G$  pode ser definido como um conjunto de vértices  $V$  e uma coleção de arestas  $E$  dada por pares de vértices. Em outras palavras, o grafo corresponde à representação de relações ou conexões entre pares de elementos definidos no conjunto de vértices através das arestas. Várias estruturas de dados podem representar as relações e informações contidas em um grafo, sendo a lista de arestas a mais simples delas (embora nem sempre a mais eficiente). Essa lista consiste na implementação

descritiva do contêiner  $E$ , que representa a coleção de arestas, como uma descrição seqüencial dos vértices finais de todas as arestas.

Dada a baixa eficiência de alguns algoritmos de busca e inspeção de grafos quando da utilização da lista de arestas, outras estruturas mais elaboradas de dados são também utilizadas para representação de grafos, como a lista de adjacência (que inclui informação adicional sobre o acesso aos vértices adjacentes de cada vértice de  $G$ ) e a matriz de adjacência (que consiste em um arranjo bidimensional  $A$  para representar adjacências entre pares de vértices). Entretanto, **sempre é possível derivar a lista de arestas** dessas outras formas de representação sem grandes esforços. Por esse motivo, a **lista de arestas** foi escolhida como o ponto de partida para a implementação de um método para a visualização rápida de grafos.

A estrutura de um grafo pode ser representada, visualmente, como na Figura 6.1. Nessa figura, existem 7 vértices (ou nós), identificados como N1 a N7, e 11 arestas identificadas como E1 a E11.

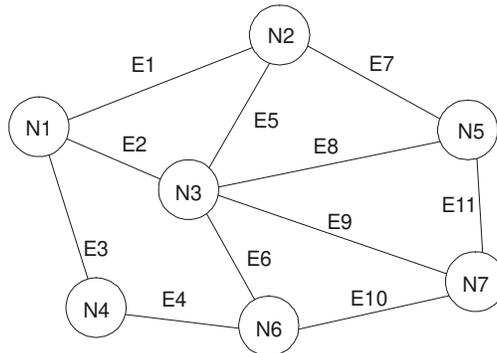


Figura 6.1: Estrutura simplificada de um grafo

A lista de arestas pode ser montada usando uma seqüência de registros simplificados do tipo:

*{(Nome da aresta) (Primeiro vértice extremo) (Segundo vértice extremo)}*

em que o registro do nome da aresta pode ser opcional para o usuário. Para o grafo representado na Figura 6.1, a lista de arestas é composta como a sequência de registros dada na figura 6.2.

|   |
|---|
| <i>(E1) N1-N2; (E2) N1-N3; (E3) N1-N4; (E4) N4-N6; (E5) N3-N2; (E6) N3-N6; (E7) N2-N5; (E8) N3-N5; (E9) N3-N7; (E10) N6-N7; (E11) N5-N7</i> |
|---|

Figura 6.2: Lista de arestas de um grafo

Para a representação de grafos através de interfaces de visualização, é necessária a utilização de dados que podem ser classificados em dois grupos [55-59]:

- **Máscaras Semi-estáticas ou Background:** são dados que representam as informações que não mudam freqüentemente para o objeto de visualização, como, por exemplo, o grafo associado ao plano de recomposição.
- **Descritores e Dados Dinâmicos:** são informações usadas para viabilizar a exibição na tela e que podem ser periodicamente atualizadas. Representam as informações sobre as medidas das grandezas representativas do sistema, como, por exemplo, os custos associados às arestas em problemas de caminho mínimo ou demandas dos vértices em problemas de designação.

O objetivo do problema de visualização de grafos genéricos está, portanto, ligado à determinação inicial das máscaras semi-estáticas. Presume-se, aqui, que nenhuma informação inicial esteja disponível para o cálculo dessas máscaras, embora a interferência do usuário seja possível durante o processo de obtenção das mesmas.

Analisando a estrutura dada pela Figura 6.1, nota-se que a representação de um grafo pode ser definida completamente em termos das coordenadas de posicionamento do centro geométrico dos nós, uma vez que os vértices do grafo podem ser desenhados utilizando diretamente essas coordenadas. Além disso, as arestas podem ser conectadas entre as coordenadas centrais dos vértices nos quais incidem. O problema da determinação das máscaras estáticas de posicionamento pode, então, ser inicialmente definido como “a

determinação das coordenadas gráficas do centro geométrico  $\{x_c, y_c\}$  para todos os nós a partir da lista de arestas”. A Figura 6.3 ilustra os centros geométricos referentes aos vértices N1, N2 e N3 extraídos do grafo da Figura 6.1.

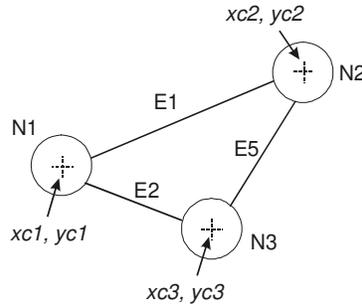


Figura 6.3: Centros geométricos dos nós

A idéia central do algoritmo para a obtenção dessa representação gráfica é determinar as coordenadas desejadas, utilizando um modelo físico para os componentes do grafo e calculando seu posicionamento ótimo segundo um critério pré-determinado. Essa abordagem tem sido utilizada, com sucesso, para a visualização rápida de grafos em algumas implementações computacionais [61]. Neste trabalho, foi utilizado um algoritmo que calcula o deslocamento incremental dos centros geométricos associados aos nós do problema a cada passo.

A partir de uma distribuição inicial aleatória das posições dos centros geométricos dos vértices, é iniciado um processo iterativo que leva em conta duas hipóteses principais, baseadas na modelagem de fenômenos físicos bem conhecidos:

- Os centros dos vértices se repelem mutuamente, do ponto de vista gráfico, com uma “força” inversamente proporcional à distância que os separa, segundo uma expressão similar à da lei física de repulsão de cargas puntiformes de mesma polaridade no espaço (Lei de Coulomb);
- Os centros de vértices adjacentes (conectados por uma aresta) se atraem ou repelem graficamente com uma “força” calculada em função da distância que os separa, similar à lei física da força resultante nos extremos de uma mola sob tensão (Lei de Hooke).

A cada iteração, a “força” resultante no centro geométrico de cada vértice é integralizada e o deslocamento incremental, derivado a partir da direção e intensidade dessa “força resultante”, é aplicado ao final da iteração correspondente. O processo persiste até que um critério de parada seja satisfeito. Esse critério pode ser um número pré-determinado de iterações ou a obtenção de um valor associado ao maior deslocamento de centros geométricos, que seja menor que uma tolerância pré-especificada.

A título de ilustração, seja  $\mathbf{N}_A$  o vértice sob análise em uma determinada iteração. Deseja-se obter sua influência no deslocamento de um outro vértice  $\mathbf{N}_B$ . Sejam também as coordenadas gráficas absolutas  $\{x_A, y_A\}$  as coordenadas do centro geométrico de  $\mathbf{N}_A$  e as coordenadas  $\{x_B, y_B\}$  as do centro geométrico de  $\mathbf{N}_B$ . Nessas condições, as distâncias projetadas nas coordenadas gráficas horizontal  $\Delta x_{AB}$ , na vertical  $\Delta y_{AB}$  e a total entre os centros geométricos  $d$  são dadas por:

$$\Delta x_{AB} = (x_a - x_b) \quad (6.1)$$

$$\Delta y_{AB} = (y_a - y_b) \quad (6.2)$$

$$d = \sqrt{(x_a - x_b)^2 + (y_a - y_b)^2} \quad (6.3)$$

Assim, a repulsão mútua exercida entre ambos os vértices é dada por:

$$F_{RV} = \frac{K_R}{(x_a - x_b)^2 + (y_a - y_b)^2} \quad (6.4)$$

em que  $K_R$  é uma constante de repulsão arbitrária. A contribuição de  $\mathbf{N}_B$  no deslocamento incremental de  $\mathbf{N}_A$  é:

$$\Delta x_A = K_T \cdot \frac{(x_a - x_b)}{\sqrt{(x_a - x_b)^2 + (y_a - y_b)^2}} \cdot F_{RV} = K_V \frac{\Delta x_{AB}}{d^3} \quad (6.5)$$

$$\Delta y_A = K_T \cdot \frac{(y_a - y_b)}{\sqrt{(x_a - x_b)^2 + (y_a - y_b)^2}} \cdot F_{RV} = K_V \frac{\Delta y_{AB}}{d^3} \quad (6.6)$$

que é igual ao oposto da contribuição de  $\mathbf{N}_A$  no deslocamento incremental de  $\mathbf{N}_B$ , **sempre obedecendo ao princípio de repulsão entre os vértices**. Nessas expressões,  $K_T$  é uma constante dependente do passo de iteração e  $K_V$  é a constante final que agrupa as influências combinadas de  $K_R$  e  $K_T$ .

Já com relação às arestas, os cálculos são baseados na lei física **da força resultante nos extremos de uma mola**. Assim, sejam agora  $\mathbf{N}_A$  e  $\mathbf{N}_B$  os vértices extremos de uma aresta  $\mathbf{E}_1$ , sob análise em uma determinada iteração. Deseja-se obter a influência dessa aresta no deslocamento dos vértices. Como anteriormente, através dos métodos deduzidos para os vértices, é possível obter as coordenadas gráficas absolutas  $\{x_A, y_A\}$  do centro geométrico de  $\mathbf{N}_A$  e as coordenadas  $\{x_B, y_B\}$  do centro geométrico de  $\mathbf{N}_B$ . A partir desses dados, a distância entre os centros dos vértices é calculada como na equação 6.3.

Se essa distância for menor que o comprimento natural  $\mathbf{L}$  definido para a aresta, ela se comportará como uma mola comprimida e, portanto, exercerá uma influência de repulsão entre seus extremos. Caso contrário, a aresta se comportará como uma mola distendida e, portanto, exercerá uma influência de atração. A intensidade dessa força (assumindo valores positivos para o sentido de repulsão) é dada por:

$$F_{RA} = K.(L - d) \quad (6.7)$$

em que  $K$  é uma constante de repulsão arbitrária. A contribuição da aresta no deslocamento do seu vértice extremo  $\mathbf{N}_A$  é dada por:

$$\Delta x_A = K_T \cdot \frac{(x_a - x_b)}{\sqrt{(x_a - x_b)^2 + (y_a - y_b)^2}} \cdot F_{RA} = K_A \frac{\Delta x_{AB} \cdot (L - d)}{d^2} \quad (6.8)$$

$$\Delta y_A = K_T \cdot \frac{(y_a - y_b)}{\sqrt{(x_a - x_b)^2 + (y_a - y_b)^2}} \cdot F_{RA} = K_A \frac{\Delta y_{AB} \cdot (L - d)}{d^2} \quad (6.9)$$

que, assim como anteriormente, é igual ao oposto da aresta no deslocamento incremental de  $\mathbf{N}_B$ . Nessas expressões,  $K_T$  é uma constante dependente do passo de iteração e  $K_A$  é a constante final que agrupa as influências combinadas de  $K$  e  $K_T$ . Deduzidas essas expressões, o passo seguinte consiste na extração dos vértices e arestas do grafo a partir da lista de arestas, como explicitado a seguir.

#### A) *Análise da Lista de Arestas*

A lista de arestas, normalmente armazenada em um registro textual (banco de dados ou arquivo), é processada sequencialmente, com o objetivo de se montar duas listas separadas: uma lista de “*objetos aresta*” e uma lista de “*objetos vértice*”, denominadas **LOA** e **LOV**, respectivamente. Os objetos dessas listas possuem características individualizadas quanto à sua denominação e coordenadas gráficas. Os passos a seguir definem o algoritmo para a montagem dessas duas listas.

*Seja A = lista de arestas*  
*Seja LOA = lista de objetos aresta*  
*Seja LOV = lista de objetos vértice*  
*Para cada linha i da lista de arestas A*  
     *a = novo objeto aresta*  
     *nome de a = primeiro registro de i*  
     *origem de a = segundo registro de i*  
     *Caso não exista vértice com nome igual à origem de a*  
         *v = novo vértice*  
         *nome de v = origem de a*  
         *adicionar v na LOV*  
     *destino de a = terceiro registro de i*  
     *Caso não exista vértice com nome igual ao destino de a*  
         *v = novo vértice*  
         *nome de v = destino de a*  
         *adicionar v na LOV*  
     *Adicionar a na lista de objetos aresta LOA*

Uma vez que todos os objetos pertinentes ao problema estão instanciados, pode-se iniciar o processo de ajuste da coordenada dos vértices, conforme descrito a seguir.

### ***B) Processo de Ajuste das Coordenadas dos Vértices***

Esse processo iterativo consiste no cálculo mútuo de todas as influências no deslocamento dos centros geométricos dos vértices e sua integralização, em lote, ao final do processo. Conforme citado anteriormente, o procedimento se encerra quando uma condição de parada é atingida, como deslocamentos menores que uma tolerância pré-especificada ou o limite de iterações. Os passos, a seguir, definem o processo de ajuste dessas coordenadas.

*Seja LOA = lista de objetos aresta*  
*Seja LOV = lista de objetos vertice*  
*Sejam  $\{x_{max}, x_{min}, y_{max}, y_{min}\}$  as dimensões da janela gráfica*  
*Para cada vértice  $v$  da lista de objetos vértice LOV*  
      *$x_v$  = valor aleatório entre  $x_{max}$  e  $x_{min}$*   
      *$y_v$  = valor aleatório entre  $y_{max}$  e  $y_{min}$*   
*Enquanto o critério de parada não for atingido, faça*  
*Inicialize a matriz de deslocamentos incrementais  $M_{di}$*   
     *Para cada linha  $i$  da lista de objetos aresta LOA*  
          *$v_o$  = vértice de origem de  $i$*   
          *$v_d$  = vértice de destino de  $i$*   
         *calcular a distância  $L$  entre  $v_o$  e  $v_d$*   
         *calcular a força  $F_{RA}$  em função de  $L$*   
         *calcular os deslocamentos incrementais  $\Delta x$  e  $\Delta y$  para  $v_o$  e  $v_d$*   
         *atualizar a matriz de deslocamentos incrementais  $M_{di}$*   
     *Para cada vértice  $i$  da lista de objetos vértice LOV*  
         *Para cada vértice  $j$  da lista de objetos vértice LOV*  
             *calcular a distância  $L$  entre  $i$  e  $j$*   
             *calcular a força  $F_{RV}$  em função de  $L$*   
             *calcular os deslocamentos incrementais  $\Delta x$  e  $\Delta y$  para  $i$  e  $j$*   
             *atualizar a matriz de deslocamentos incrementais  $M_{di}$*   
*Atualizar os valores  $\{x,y\}$  dos centros dos vértices em LOV com os valores de  $M_{di}$*   
*Impor restrições gráficas dos limites  $\{x_{max}, x_{min}, y_{max}, y_{min}\}$  da janela de desenho*  
     *Verificar critério de parada*

Uma vez determinadas todas as coordenadas dos centros dos vértices, a visualização do grafo se torna um problema trivial, que consiste na inspeção das listas **LOA** e **LOV** para utilização das rotinas gráficas apropriadas ao desenho dos componentes do grafo. Deve-se notar que essa etapa pode ser intercalada com os procedimentos da etapa anterior (ajuste da coordenada dos vértices). Essa abordagem, embora a princípio aumente, significativamente,

o tempo para se atingir a configuração final dos centros geométricos dos vértices (pois as rotinas de desenho são muito mais custosas computacionalmente que as numéricas), permite ao operador acompanhar, visualmente, o processo de ajuste. Isso pode ser desejável em algumas situações pois assim, através de uma eventual interferência humana, a posição dos vértices pode ser manualmente ajustada conforme o desejo do usuário e, na maioria das situações, o tempo total requerido para atingir uma solução estável pode até ser reduzido.

Como exemplo da aplicação dessa metodologia proposta, foi desenvolvida uma interface de visualização de grafos não-dirigidos, utilizando a linguagem Java. Essa linguagem foi escolhida por ser orientada a objetos e possuir um grande número de primitivas gráficas e métodos de desenho disponíveis e de fácil utilização. Essa interface utiliza como ponto de partida um arquivo textual, contendo as arestas do grafo sob análise, que, nesse caso, foi definido como o grafo associado ao plano de recomposição da área Capivara, obtido no Capítulo 3. A lista de arestas desse grafo é dada por:

|  |
|--|
| <i>Inicio-1, Inicio-7, Inicio-9, 1-2, 2-3, 3-4, 3-8, 4-5, 5-6, 5-9, 6-11, 7-8, 8-Final, 9-10, 10-11, 11-12, 12-Final</i> |
|--|

Figura 6.4: Lista de arestas para o grafo associado ao plano de recomposição da área Capivara

O processo de ajuste das coordenadas dos vértices para a visualização desse plano de recomposição, fornecidas pelo algoritmo implementado, está representado na Figura 6.5. A Figura 6.5(a) apresenta a configuração estável obtida inicialmente sem nenhuma interferência do usuário. As figuras 6.5(b) até 6.5(e) apresentam o procedimento de ajuste manual das coordenadas, onde os vértices em cor mais escura correspondem àqueles onde ocorreu a interferência do usuário.

Pode-se observar que a visualização final, **após a interferência do usuário**, obtida na figura 6.5(f) é topologicamente equivalente ao grafo determinado, manualmente, no capítulo 3.

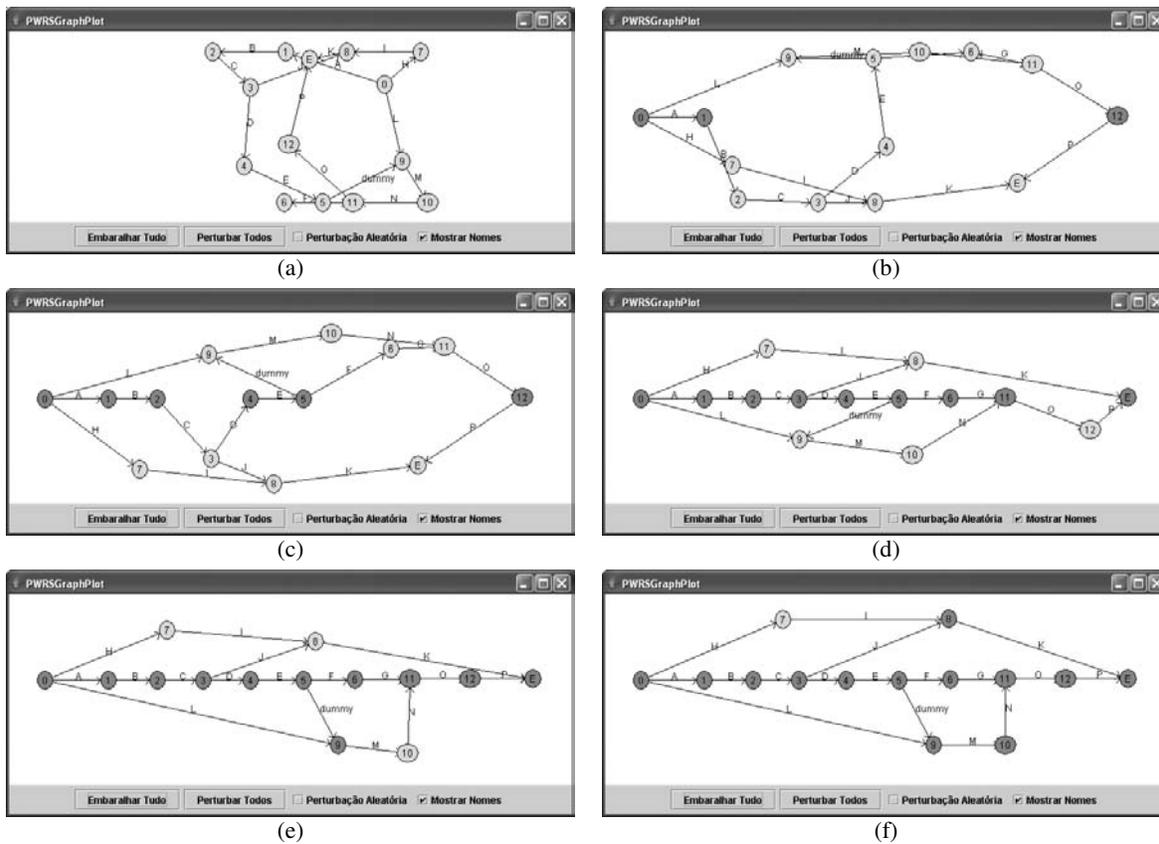


Figura 6.5: Visualização do grafo associado ao plano de recomposição da área Capivara

Para exemplificar a capacidade de generalização do método proposto, seja agora a lista de arestas da rede IEEE-30, para o seu modelo barras-ramos simplificado (sem os nomes ou identificadores das linhas), tomada como representado na figura 6.6.

*Glen Lyn-Kumis, Glen Lyn-Claytor, Kumis-Hancock, Claytor-Hancock, Claytor-Roanoke, Claytor-Fieldale, Hancock-12, Roanoke-Blaine, Fieldale-Blaine, Roanoke-Reusens, Roanoke-9, Roanoke-28, Reusens-28, 9-10, 9-11, 10-17, 10-20, 10-21, 10-22, 12-13, 12-14, 12-15, 12-16, 14-15, 15-18, 15-23, 16-17, 18-19, 19-20, 21-22, 22-24, 23-24, 24-25, 25-26, 25-27, 27-28, 27-29, 27-30, 29-30*

Figura 6.6: Lista de arestas para a rede IEEE de 30 barras (modelo barras-ramos)

Nessa situação, a visualização gerada pelo algoritmo proposto está representada na Figura 6.7. Nessa figura, os nós do grafo referem-se às barras da rede elétrica e as arestas

estão relacionadas aos ramos do sistema. Como no caso anterior, os nós em cor mais escura são aqueles onde ocorreu a interferência do usuário durante o processo de ajuste das coordenadas dos elementos do grafo.

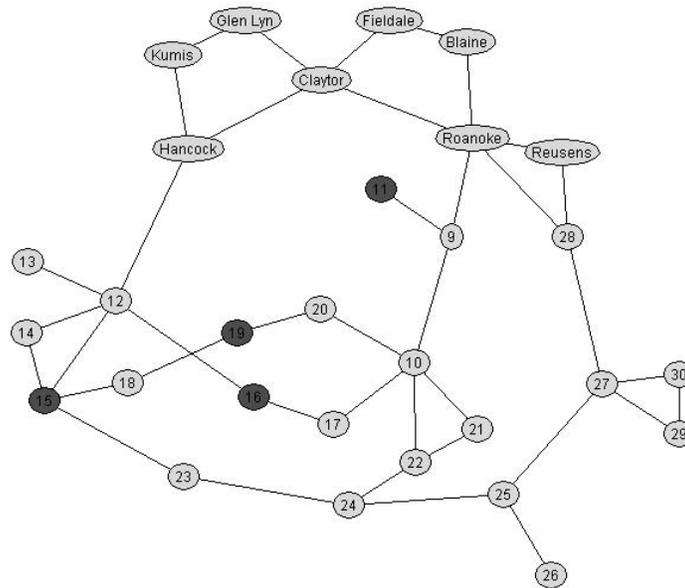


Figura 6.7: Visualização do grafo associado à rede IEEE de 30 barras

Como a metodologia proposta foi implementada através da filosofia de orientação a objetos e foi baseada no ajuste gráfico dos vértices e arestas do grafo de maneira progressiva, a partir de leis físicas conhecidas, pode requerer uma maior quantidade de recursos do ambiente computacional em que for inserida. Em contrapartida, o emprego de programação orientada a objetos possibilita o instanciamento individual de cada elemento do grafo e, conseqüentemente, permite a aplicação da metodologia proposta para diferentes tipos de estruturas malhadas não orientadas, sem grandes esforços de adaptação. Esse algoritmo propicia, ainda, o acompanhamento visual do processo de ajuste das coordenadas dos vértices do grafo, garantindo ao usuário a possibilidade de interferência no decorrer desse processo, através do ajuste manual dessas coordenadas.

# Capítulo 7

## Conclusões

O problema da análise da qualidade de planos de recomposição, antes da ocorrência de blecautes, é marcado pela presença de um grande número de desafios, relacionados à sua modelagem e ao processamento das técnicas necessárias para essa avaliação. Nesse sentido, as principais contribuições deste trabalho foram:

- A representação de um plano de recomposição por um grafo dirigido, do tipo utilizado para a aplicação de métodos de caminho crítico (grafos CPM/PERT).
- Foi proposto um algoritmo computacional para gerar automaticamente a estrutura topológica desses grafos, utilizando técnicas de programação orientada a objetos. Por essa razão, esse algoritmo pode ser facilmente transportado para outras aplicações em diferentes áreas do conhecimento.
- Com base nessa representação, foi possível estabelecer índices numéricos de qualidade através da aplicação de métodos conhecidos (buscas em largura e inspeção em elementos) que podem explorar eficientemente tal estrutura topológica.
- Desses índices, em especial a estimativa da energia interrompida, por atividade e segmento de consumo, pode ser feita de maneira bastante minuciosa, o que viabiliza uma previsão detalhada dos custos envolvidos com o processo de recomposição.

- Foi proposta uma metodologia de avaliação de rotas de energização através de lógica fuzzy e métodos de busca de caminho mínimo, que permite avaliar a seqüência de ações de energização propostas em um plano e também buscar rotas de energização alternativas, quando se considera a possibilidade de imprevistos durante a execução dos procedimentos de recomposição.
- Foi apresentado um método computacional baseado em leis físicas de atração e repulsão para a visualização automática de grafos, como os que foram empregados para representar os planos de recomposição ou os modelos elétricos barras-ramos, no caso da avaliação das rotas de energização.

Com relação a essas contribuições, pode-se fazer os seguintes comentários:

- O emprego de grafos CPM/PERT para representar planos de recomposição revelou-se bastante adequado, do ponto de vista conceitual e computacional. Esse modelo viabiliza a adoção de uma estrutura (grafo) facilmente manipulável e bastante conhecida na área de engenharia, o que permite automatizar as análises, tornando factível a avaliação da qualidade para planos de grandes dimensões. Por outro lado, reconhece-se que as informações necessárias para conduzir essa avaliação devem estar disponíveis antes do início da análise e que, devido à sua natureza, não são explicitamente conhecidas no atual contexto da recomposição de sistema elétricos; sua obtenção, entretanto, não deve apresentar grandes dificuldades, pois requer tão somente a realização de pesquisas dirigidas.
- A determinação das rotas de energização (tanto no caso da avaliação da seqüência de ações de um plano quanto na determinação de rotas alternativas) consiste em uma metodologia que requer baixo esforço computacional (portanto adequada para implementação como apoio à operação durante a recomposição), mas que também é uma técnica aproximada, ou seja, que fornece resultados com imprecisão. Entretanto, essa imprecisão, inerente às técnicas utilizadas (lógica nebulosa e busca heurística), é justamente o que permite levar em conta, durante o processo, uma gama de critérios subjetivos e que são de difícil modelagem analítica.

- A visualização de planos como grafos apresenta (além das vantagens relacionadas à facilidade de acesso, à atualização da representação e ao treinamento dos operadores) uma série de benefícios adicionais, que podem ser explorados para melhorar a qualidade do ambiente de planejamento e operação da recomposição de sistemas elétricos. Dentre esses, pode-se destacar a implementação extremamente simples (do ponto de vista da computação gráfica e das interfaces homem-máquina) e a possibilidade de acompanhamento visual hierárquico do processo, tanto para as atividades que pertencem a uma instrução operativa específica quanto para o plano completo.

Como trabalhos futuros nessa linha de pesquisa, pode-se sugerir:

- A automatização da etapa inicial do método de avaliação dos índices numéricos de qualidade (etapa A), que consiste na geração da lista de atividades relacionada a uma instrução operativa. Essa automatização pode tornar o processo completo mais integrado e facilitar bastante o projeto e a revisão dos planos de recomposição que forem desenvolvidos segundo a metodologia proposta neste trabalho.
- A realização de melhorias no algoritmo de avaliação de rotas de reenergização, principalmente no tocante à base de regras utilizada para determinação dos custos nebulosos de reenergização, à possibilidade de lidar com valores negativos para esses custos (incentivos e priorização) e à utilização de outros algoritmos de busca [66-67], como o detalhado em [66], que descreve uma abordagem para o problema de caminho mínimo em grafos com custos nos arcos *fuzzy* (que podem ser *negativos*), através de uma adaptação do algoritmo clássico de Ford-Moore-Bellman.
- A realização de melhorias na visualização dos grafos, relacionadas principalmente aos símbolos visuais e primitivas gráficas utilizadas e em outros métodos para a determinação das máscaras semi-estáticas de visualização, de forma robusta e eficiente.



# Bibliografia

1. Gomes, P., Lima, A.C.S., Guarini, A.P., *Guidelines for Power System Restoration in the Brazilian System*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, nº 2, pp. 1159-1164, Maio de 2004.
2. Mazza, M., *ONS cria Caixa Preta para Identificar Causa de Apagão*, Gazeta Mercantil, Caderno A, p. 6, 31 de Janeiro de 2005.
3. Fairley, P., *The Unruly Power Grid*, IEEE Spectrum, vol. 41, nº 8, pp. 22-27, Agosto de 2004.
4. Adibi, M.M., *Power System Restoration – Methodologies and Implementation Strategies*, IEEE Press, 2000.
5. Adibi, M.M., Boroski, J., Kafka, R.J., *Analytical Tool Requirements for Power System Restoration*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, nº 3, pp. 1582-1591, Agosto de 1994.
6. Adibi, M.M., Fink, L.H., *Power System Restoration Planning*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, nº 1, pp. 22-28, Fevereiro de 1994.
7. Adibi, M.M., et. al., *Bulk Power System Restoration Training Techniques*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, nº 1, pp. 191-197, Fevereiro de 1993.
8. Adibi, M.M., Kafka, R.J., *Power System Restoration Issues*, IEEE Computer Applications in Power, vol. 4, nº 2, pp. 19-24, Abril de 1991.
9. Adibi, M.M., et. al., *Power System Restoration – A Task Force Report*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 2, nº 2, pp. 271-277, Maio de 1987.

10. Ancona, J., *A Framework for Power System Restoration Following a Major Power Failure*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, nº 3, pp. 1480-1485, Agosto de 1995.
11. Ball, B., *Usando Linux: Soluções Simples, Técnicas Essenciais*, Editora Campus, 1999.
12. Campione, M., Walrath, K.. *The Java™ Tutorial - Object-Oriented Programming for the Internet*, Addison-Wesley, 1996.
13. D'ajuz, A., et al., *Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento – aplicação em sistemas de potência de alta tensão*, Editora Universitária da Universidade Federal Fluminense (EDUFF), Niterói (RJ), 1987.
14. Debs, A.S., *Modern Power Systems Control and Operation*, Kluwer Academic Publishers, 1988.
15. Delbem, A.C.B., Bretas, N.G., Carvalho, A., Algoritmo de Busca com Heurísticas Fuzzy para Restabelecimento de Energia em Sistemas Radiais de Distribuição, SBA Controle e Automação, v.11, n.1, 2000.
16. Elgerd, O.I., *Electric Energy Systems: An Introduction*, McGraw-Hill, 1982.
17. Fink, L.H., Liou, K., Liu, C., *From Generic Restoration Actions to Specific Restoration Strategies*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, nº 2, pp. 745-751, Maio de 1995.
18. Glover, F., Laguna, M., *Tabu Search*, Kluwer Academic Publishers, 1997.
19. Goldbarg, M.C., Luna, H., *Otimização Combinatória e Programação Linear*, Editora Campus, Rio de Janeiro, 2000.
20. Goodrich, M.T, Tamassia, R., *Estruturas de dados e algoritmos em Java*, Editora Bookman, São Paulo, 2002.
21. Johnson, W., et. al., *System Restoration – Deploying the Plan*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 101, nº 11, pp. 4263-4271, Novembro de 1982.
22. Mizhari, V.V., *Treinamento em Linguagem C - Módulos I e II*, McGraw Hill, São Paulo, S.P., 1990.

23. Monticelli, A., Moreira, L., Mota, A., Asada, E., *Implementação de Centro de Controle Utilizando Rede LINUX de Baixo Custo*, Projeto de Auxílio à Pesquisa FAPESP, 2000.
24. Monticelli, A., *State estimation in Electric Power Systems – A Generalized Approach*, Kluwer Academic Publishers, 1999.
25. Monticelli, A., Garcia, A., *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*, São Paulo, Editora da UNICAMP, 1999.
26. Monticelli, A., Wu, F., *Analytical Tools for Power System Restoration – Conceptual Design*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, nº 2, pp. 10-16, Fevereiro de 1988.
27. Monticelli, A., *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, São Paulo, Editora Edgard Blücher, 1983.
28. Stott, B., Alsac, O, Monticelli, A., *Security Analysis and Optimization (invited paper)*, Proceedings of the IEEE, vol. 75, nº 12, pp. 1623-1644, Dezembro de 1987.
29. Wilson, J.D., *System restoration Guidelines: How to Set-Up, Conduct, and Evaluate a Drill*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, nº 3, pp. 1619-1629, Agosto de 1996.
30. Kaufmann, A., Gupta, M., *Introduction to Fuzzy Arithmetic – Theory and Applications*, Addison-Wesley Publishing Company, VNR, New York, 1991.
31. Congressional Research Service of Library of Congress. *The Cost of an Urban Blackout: The Consolidated Edison Blackout, July 13-14, 1977*. Washington, DC, U.S. Government Printing Office. 1978.
32. NERC - North American Electric Reliability Council, *Electric System Restoration Reference Document ESRI*, Abril de 1993.
33. ONS – Operador Nacional do Sistema, *Elaboração de Instruções de Operação para a Recomposição do Sistema – RT-RR.BR*, Manual de Procedimentos da Operação, Abril de 2003.
34. Adibi, M.M., et. al., *Energizing High and Extra-High Voltages Lines during Restoration*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, nº 3, pp. 1121-1126, Agosto de 1999.

35. Gomes, P., Guarini, A.P., Lima, A.C.S., Guarini, M., *Otimização do Processo de Recomposição para o Sistema Interligado Nacional*, Anais do XVII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GOP-22, Uberlândia (MG), Outubro de 2003.
36. Moder, J. J., Phillips, C. R., *Project Management with CPM and PERT*, New York, Van Nostrand Reinhold Company, 1970.
37. Sivazlian, B. D., Stanfel, L. E., *Optimization Techniques in Operations Research*, New Jersey: Prentice-Hall, 1975.
38. Federal Electric Corporation, *A Programmed Introduction to PERT - Program Evaluation and Review Technique*, New York: John Wiley and Sons, 1963.
39. Adibi, M.M., Milanicz, D.P., *Estimating Restoration Duration*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, n. 4, Nov. 1999.
40. Prado, D., *PERT/CPM*, Editora INDG Tecs, 2004.
41. Flagle, C.D., Probability Based Tolerances in Forecasting and Planning, The Journal of Industrial Engineering, vol. 12, n° 2, pp. 97-1011, Março-Abril de 1961.
42. ONS – Operador Nacional do Sistema, *Recomposição da Área Capivara – IO – RR.SE.CPV*, Manual de Procedimentos da Operação, Maio de 2004.
43. Mota, A., Mota, L. Morelato, A., *Metodologia Orientada a Objetos para Construção Automática de Grafos CPM/PERT*. Anais do XXXVI SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, São João Del Rei (MG), 2004.
44. Agneholm, E., *Cold load pick-up*, PhD Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, Fevereiro de 1999.
45. Mota, L., Mota, A.; Morelato, A., *Estimação dinâmica do comportamento da carga na recomposição de sistemas de energia elétrica*. Anais do V CLAGTEE - 5th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, São Pedro (SP), 2003.
46. Gomes, P., Schilling, M, *Custo de Interrupção: Conceituação, Metodologia de Avaliação, Valores Existentes e Aplicações*, Anais do XIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GAT-17, Belém (PA), 1997.

47. Subramaniam, R.K., Billinton, R., Wacker, G., *Understanding Industrial Losses Resulting from Electric Service Interruptions*, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 29, n° 1, pp. 238-244, Janeiro-Fevereiro de 1993.
48. Lefèvre, M., Siveira, J.R., *Blackouts – Causas e Reflexos sobre a Sociedade*, Anais do do XIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GOP-23, Belém (PA), 1997.
49. Billinton, R., Aweya, J., Wacker, G., *Value-based reliability evaluation of electric distribution systems*, Proceedings of the IEEE WESCANEX 93 - Communications, Computers and Power in the Modern Environment Conference, Maio de 1993.
50. Wacker, G., Billinton, R., *Customer Cost of Electric Service Interruptions*, Proceedings of the IEEE, vol. 77, n° 6, pp. 919-930, Junho de 1989.
51. Gomes, P., Marangon Lima, J., Schilling, M, *Estratégias para Aumento da Segurança da Malha Elétrica Nacional: Lições Extraídas dos Grandes Blecautes*, Anais do do XVI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GAT-015, Campinas (SP), Outubro de 2001.
52. ONS – Operador Nacional do Sistema – *Estudos Elétricos, Ferramentas e Esquemas de Suporte à Operação*, 1° SPTO – Seminário de Prospecção Tecnológica do ONS, Rio de Janeiro (RJ), Dezembro de 2004.
53. Shaw, I. S., Simões, M. G., *Controle e Modelagem Fuzzy*, São Paulo: Edgard-Blucher and FAPESP, 1999.
54. Canto dos Santos, J. V., *Métodos Analíticos Para Apoio à Restauração Após Blecautes de Sistemas de Energia Elétrica*, Tese de Doutorado, FEEC/UNICAMP, Campinas-SP, 1999.
55. Mota, A. A., *Desenvolvimento de Interfaces Gráficas para Centros de Controle de Energia Elétrica*, Dissertação de Mestrado, FEEC/UNICAMP, Campinas-SP, 2001.
56. Azevedo, G., Souza, C., Feijó, B., *Enhancing the human-computer interface of power systems applications*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, pp. 404-409, Maio de 1996.
57. Jones, C. V., *Visualization and Optimization*, Boston: Kluwer Academic Publishers, 1997.

58. Thalmann, D., *Scientific Visualization and Graphics Simulation*, John Wiley & Sons, New York/Brisbane/Toronto/Singapore, 1990.
59. Thalmann, N.M., Thalmann, D., *New Trends in Animation and Visualization*, John Wiley & Sons, New York/Brisbane/Toronto/Singapore, 1991.
60. Mota, A., Mota, L. Morelato, A., *Metodologia Orientada a Objetos para Visualização Rápida de Grafos Não-Dirigidos a partir de Lista de Arestas*. Anais do XXXVI SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, São João Del Rei (MG), 2004.
61. Sun Microsystems, *Documentação Java On-line*, disponível em <http://java.sun.com>, capturada em 20 de janeiro de 2005.
62. Furtado, M. F. R. G., Furtado, R. C., *A Privatização e o Setor Elétrico: Eficiência e Regulação*, Anais do XIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GAE-05, Belém (PA), 1997.
63. Pinto, L., Szczupak, J., *A Reestruturação do Setor e a Preservação da Competência Nacional*, Anais do XIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, GAE-07, Belém (PA), 1997.
64. Wu, J., Liu, C., Liou, K., Chu, R., *A Petri Net Algorithm for Scheduling of Generic Restoration Actions*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, nº 1, pp. 69-76, Fevereiro de 1997.
65. Fountas, N. A., Hatzargyriou, N. D., Valavanis, K. P., *Hierarchical Time-Extended Petri Nets as a Generic Tool for Power System Restoration*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, nº 2, pp. 837-843, Maio de 1997.
66. Hernandez, F., Yamakami, A., *Um Algoritmo para o Problema de Caminho Mínimo em Grafos com Custos nos Arcos Fuzzy*. Anais do XV CBA – Congresso Brasileiro de Automática, Gramado (RS), 2004.
67. Klein, M.C., *Fuzzy Shortest Paths*, Fuzzy Sets and Systems, vol. 39, nº 1, pp. 27-41, Janeiro de 1991.

# Apêndice A

## Instrução Operativa de Recomposição

### IO – RR.SE.CPV de 25/05/2004

Esse apêndice apresenta a instrução operativa de recomposição da área Capivara, tomada como base para a validação das metodologias propostas neste trabalho. Nas páginas que se seguem, a instrução é apresentada em seu formato tabular, exatamente como delineada pelo Operador Nacional do Sistema - ONS.



**Manual de Procedimentos da Operação**

|                                      |                           |           |                 |                   |
|--------------------------------------|---------------------------|-----------|-----------------|-------------------|
| Assunto: INSTRUÇÃO DE OPERAÇÃO ONS   | Número                    | Revisão   | Localização     | Data de Vigência  |
| <b>RECOMPOSIÇÃO DA ÁREA CAPIVARA</b> | <b>IO –<br/>RR.SE.CPV</b> | <b>01</b> | <b>3.4.2.1.</b> | <b>25/05/2004</b> |

**MOTIVO DA REVISÃO:**

- Alteração na redação do item 3.1.1.

**LISTA DE DISTRIBUIÇÃO:**

|      |        |       |         |       |        |
|------|--------|-------|---------|-------|--------|
| CNOS | COS-SP | CTEEP | ELEKTRO | COPEL | COS-PR |
| DUKE |        |       |         |       |        |

**ÍNDICE**

|   |            |
|---|------------|
| <b>1. OBJETIVO .....</b>                        | <b>210</b> |
| <b>2. PROCEDIMENTOS GERAIS .....</b>            | <b>210</b> |
| 2.1 PARA OS OPERADORES DE SISTEMA DO CNOS:..... | 210        |
| 2.2 PARA OPERADORES DE SISTEMA DO COS-SP.....   | 210        |
| <b>3. PROCEDIMENTOS ESPECÍFICOS.....</b>        | <b>211</b> |
| 3.1 RECOMPOSIÇÃO FLUENTE DA ÁREA .....          | 211        |

**Manual de Procedimentos da Operação**

| Assunto: INSTRUÇÃO DE OPERAÇÃO ONS   | Número                    | Revisão   | Localização     | Data de Vigência  |
|--------------------------------------|---------------------------|-----------|-----------------|-------------------|
| <b>RECOMPOSIÇÃO DA ÁREA CAPIVARA</b> | <b>IO –<br/>RR.SE.CPV</b> | <b>01</b> | <b>3.4.2.1.</b> | <b>25/05/2004</b> |

**1. OBJETIVO**

Estabelecer os procedimentos operativos a serem seguidos pelos operadores de sistema dos Centros de Operação do ONS, para supervisão da recomposição fluente da Área 16 da região Sudeste formada pelas Usinas Capivara e Taquaruçu e Tronco de Transmissão Associado, de acordo com os submódulos 10.7 – Operação das instalações da Rede de Operação - e 10.11 - Recomposição da Rede de Operação após Perturbação.

**2. PROCEDIMENTOS GERAIS**
**2.1 Para os operadores de sistema do CNOS:**

- 2.1.1 Supervisionar o processo de recomposição da área.
- 2.1.2 Coordenar as ações necessárias para adequar a operação do sistema à condição resultante, após a recomposição da Região.

**2.2 Para operadores de Sistema do COS-SP**

- 2.2.1 Efetuar o diagnóstico da perturbação
- 2.2.2 Supervisionar o processo de recomposição, na fase fluente, monitorando a evolução das principais grandezas (tensão, potência sincronizada, frequência e carga restabelecida) intervindo nos casos de desvios ou quando solicitado pelos operadores das instalações, tomando precauções para evitar que ações de controle motivem novas perturbações.
- 2.2.3. Nas ações de coordenação, supervisão e controle da recomposição o COS-SP deve:
- Providenciar a retirada de carga ou parte da carga recomposta, se verificar que a recomposição está resultando em valores de tensão e/ou frequência inferiores àqueles especificados.
  - Providenciar ajuste na tensão e frequência se verificar que a recomposição está resultando em valores de tensão e/ou frequência superiores àqueles especificados, antes de dar continuidade à recomposição.

Os valores especificados serão aqueles fornecidos pelos Agentes, ou na ausência desta informação, deverão ser observados os limites estabelecidos nos submódulos 23.3 e 10.11 dos Procedimentos de Rede, conforme segue:

- a) Tensão : Fase Fluente = + ou - 10 % da tensão nominal  
 Fase Coordenada = + ou - 10 % da tensão nominal, exceto para tensões nominais menores ou iguais à 138 KV, cujo limite superior é 5 %.
- b) Frequência: entre 58 e 62 Hz na fase fluente e entre 59 e 61 Hz na fase coordenada.

**Manual de Procedimentos da Operação**

|                                      |                       |           |                 |                   |
|--------------------------------------|-----------------------|-----------|-----------------|-------------------|
| Assunto: INSTRUÇÃO DE OPERAÇÃO ONS   | Número                | Revisão   | Localização     | Data de Vigência  |
| <b>RECOMPOSIÇÃO DA ÁREA CAPIVARA</b> | <b>IO – RR.SE.CPV</b> | <b>01</b> | <b>3.4.2.1.</b> | <b>25/05/2004</b> |

**3. PROCEDIMENTOS ESPECÍFICOS.**

**3.1 Recomposição Fluente da Área**

**3.1.1 Supervisão da Recomposição Fluente**

Para os Operadores de Sistema do COS-SP, nessa fase, o controle da frequência será executado pela Usina Capivara.

O COS-SP deverá supervisionar a recomposição fluente da área SE-6, conforme tabela:

| EXECUTOR        | PROCEDIMENTO/AÇÃO  | CONDIÇÃO/CONTROLE   |
|-----------------|--|---|
| Usina Capivara  | <ul style="list-style-type: none"> <li>. Sincronizar 2 unidades geradoras.</li> <li>. Energizar o TR-5 440/138 kV assumindo carga da região.</li> <li>. Enviar tensão para Taquaruçu.</li> <li>. Confirmar com o operador de Assis se o reator RE-2 está conectado no terminal da LT e enviar tensão pela LT Capivara / Assis.</li> <li>. Quando da sincronização da 3ª unidade geradora, avisar o operador de Assis.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>. Valor Máximo de carga igual a 120 MW</li> <li>Tensão em torno de 420 kV.</li> <li>. Tensão <math>\leq</math> 420 kV com ou sem RE-2 conectado em Assis.</li> </ul> |
| Usina Taquaruçu | <ul style="list-style-type: none"> <li>. Sincronizar 1 (uma) unidade geradora e energizar o TR-7 440/138 kV assumindo carga da região.</li> <li>. Aguardar instruções do COS para fechamento do paralelo com a Usina Capivara.</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>. Valor Máximo de carga igual a 80 MW</li> </ul>   |

**Manual de Procedimentos da Operação**

|                                      |                           |           |                 |                   |
|--------------------------------------|---------------------------|-----------|-----------------|-------------------|
| Assunto: INSTRUÇÃO DE OPERAÇÃO ONS   | Número                    | Revisão   | Localização     | Data de Vigência  |
| <b>RECOMPOSIÇÃO DA ÁREA CAPIVARA</b> | <b>IO –<br/>RR.SE.CPV</b> | <b>01</b> | <b>3.4.2.1.</b> | <b>25/05/2004</b> |

| EXECUTOR            | PROCEDIMENTO/AÇÃO   | CONDIÇÃO/CONTROLE   |
|---------------------|---|---|
| Subestação Assis    | <ul style="list-style-type: none"> <li>. Conectar o RE-2 na LT Capivara / Assis.</li> <li>. Recebendo tensão de Capivara, aguardar 1 (um) minuto para possibilitar ajustes de tensão em Capivara e energizar a barra-I, o TR-1 440/230 kV e os TRs 3 e 4 230/88 kV e assumir cargas da região.</li> <li>. Após a confirmação da 3ª unidade geradora sincronizada em Capivara, enviar tensão para Londrina.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>. Tensão <math>\leq</math> 485 kV para energizar o TR-1</li> <li>Valor Máximo de carga igual a 65 MW</li> <li>. Tensão entre 220 e 230 kV</li> </ul> |
| Subestação Londrina | <ul style="list-style-type: none"> <li>. Recebendo tensão de Assis, normalizar a LI e restabelecer carga da região .</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Valor Máximo de carga igual a 80 MW</li> </ul>   |

## Apêndice B

### Cálculo dos Índices $H_{750}$ , $H_{950}$ e $H_{995}$

Esse apêndice apresenta os cálculos básicos efetuados para a extração das expressões 4.78, 4.79 e 4.80, que definem os horizontes de recomposição  $H_{750}$ ,  $H_{950}$  e  $H_{995}$ . Esses horizontes representam os prazos de tempo que apresentam uma chance igual a, respectivamente, 75%, 95% e 99,5%, de conter a duração necessária para que um plano, modelado como um grafo CPM/PERT, seja efetivamente concluído. Considerando que o teorema do limite central se aplica às estimativas de tempo mais tarde e mais cedo para o evento final, pode-se afirmar que a variável aleatória referente à duração do plano apresenta distribuição normal de probabilidades, e, portanto, a tabela B.1 pode ser utilizada para determinar as expressões que definem esses índices.

O primeiro passo é converter a variável aleatória que define a duração do plano (igual ao tempo mais cedo do evento final do grafo CPM/PERT, assumindo a convenção de folga nula) em uma distribuição normal de média nula e variância unitária. Assim, para o índice definido por:

$$Z = \frac{T - DT}{\sqrt{VDT}} \quad (\text{B.1})$$

A probabilidade da duração do plano (definida pela variável aleatória de média **DT** e variância **VDT**) estar contida no valor de tempo **T** pode ser extraída da tabela B.1. Assim, através de inspeção, para os valores de probabilidade de 75%, 95% e 99.5%, os valores dos índices **Z** correspondem, respectivamente a:

$$P = 0.75 \Rightarrow Z = 0.675$$

$$P = 0.95 \Rightarrow Z = 1.645$$

$$P = 0.995 \Rightarrow Z = 2.575$$

extraídos por interpolação de passo simples da tabela B.1. Colocando o tempo **T** em evidência, pode-se, então obter as seguintes expressões:

$$H_{750} = 0,675 \cdot \sqrt{VDT} + DT \quad (\text{B.2})$$

$$H_{950} = 1,645 \cdot \sqrt{VDT} + DT \quad (\text{B.3})$$

$$H_{995} = 2,575 \cdot \sqrt{VDT} + DT \quad (\text{B.4})$$

que correspondem às definições para esses índices dadas anteriormente no capítulo 5.

Tabela B.1. Distribuição Acumulada da Função de Distribuição Normal com média nula e variância unitária

| Área sobre a curva normalizada de 0 a X |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| x                                       | 0.00    | 0.01    | 0.02    | 0.03    | 0.04    | 0.05    | 0.06    | 0.07    | 0.08    | 0.09    |
| 0.0                                     | 0.00000 | 0.00399 | 0.00798 | 0.01197 | 0.01595 | 0.01994 | 0.02392 | 0.02790 | 0.03188 | 0.03586 |
| 0.1                                     | 0.03983 | 0.04380 | 0.04776 | 0.05172 | 0.05567 | 0.05962 | 0.06356 | 0.06749 | 0.07142 | 0.07535 |
| 0.2                                     | 0.07926 | 0.08317 | 0.08706 | 0.09095 | 0.09483 | 0.09871 | 0.10257 | 0.10642 | 0.11026 | 0.11409 |
| 0.3                                     | 0.11791 | 0.12172 | 0.12552 | 0.12930 | 0.13307 | 0.13683 | 0.14058 | 0.14431 | 0.14803 | 0.15173 |
| 0.4                                     | 0.15542 | 0.15910 | 0.16276 | 0.16640 | 0.17003 | 0.17364 | 0.17724 | 0.18082 | 0.18439 | 0.18793 |
| 0.5                                     | 0.19146 | 0.19497 | 0.19847 | 0.20194 | 0.20540 | 0.20884 | 0.21226 | 0.21566 | 0.21904 | 0.22240 |
| 0.6                                     | 0.22575 | 0.22907 | 0.23237 | 0.23565 | 0.23891 | 0.24215 | 0.24537 | 0.24857 | 0.25175 | 0.25490 |
| 0.7                                     | 0.25804 | 0.26115 | 0.26424 | 0.26730 | 0.27035 | 0.27337 | 0.27637 | 0.27935 | 0.28230 | 0.28524 |
| 0.8                                     | 0.28814 | 0.29103 | 0.29389 | 0.29673 | 0.29955 | 0.30234 | 0.30511 | 0.30785 | 0.31057 | 0.31327 |
| 0.9                                     | 0.31594 | 0.31859 | 0.32121 | 0.32381 | 0.32639 | 0.32894 | 0.33147 | 0.33398 | 0.33646 | 0.33891 |
| 1.0                                     | 0.34134 | 0.34375 | 0.34614 | 0.34849 | 0.35083 | 0.35314 | 0.35543 | 0.35769 | 0.35993 | 0.36214 |
| 1.1                                     | 0.36433 | 0.36650 | 0.36864 | 0.37076 | 0.37286 | 0.37493 | 0.37698 | 0.37900 | 0.38100 | 0.38298 |
| 1.2                                     | 0.38493 | 0.38686 | 0.38877 | 0.39065 | 0.39251 | 0.39435 | 0.39617 | 0.39796 | 0.39973 | 0.40147 |
| 1.3                                     | 0.40320 | 0.40490 | 0.40658 | 0.40824 | 0.40988 | 0.41149 | 0.41308 | 0.41466 | 0.41621 | 0.41774 |
| 1.4                                     | 0.41924 | 0.42073 | 0.42220 | 0.42364 | 0.42507 | 0.42647 | 0.42785 | 0.42922 | 0.43056 | 0.43189 |
| 1.5                                     | 0.43319 | 0.43448 | 0.43574 | 0.43699 | 0.43822 | 0.43943 | 0.44062 | 0.44179 | 0.44295 | 0.44408 |
| 1.6                                     | 0.44520 | 0.44630 | 0.44738 | 0.44845 | 0.44950 | 0.45053 | 0.45154 | 0.45254 | 0.45352 | 0.45449 |
| 1.7                                     | 0.45543 | 0.45637 | 0.45728 | 0.45818 | 0.45907 | 0.45994 | 0.46080 | 0.46164 | 0.46246 | 0.46327 |
| 1.8                                     | 0.46407 | 0.46485 | 0.46562 | 0.46638 | 0.46712 | 0.46784 | 0.46856 | 0.46926 | 0.46995 | 0.47062 |
| 1.9                                     | 0.47128 | 0.47193 | 0.47257 | 0.47320 | 0.47381 | 0.47441 | 0.47500 | 0.47558 | 0.47615 | 0.47670 |
| 2.0                                     | 0.47725 | 0.47778 | 0.47831 | 0.47882 | 0.47932 | 0.47982 | 0.48030 | 0.48077 | 0.48124 | 0.48169 |
| 2.1                                     | 0.48214 | 0.48257 | 0.48300 | 0.48341 | 0.48382 | 0.48422 | 0.48461 | 0.48500 | 0.48537 | 0.48574 |
| 2.2                                     | 0.48610 | 0.48645 | 0.48679 | 0.48713 | 0.48745 | 0.48778 | 0.48809 | 0.48840 | 0.48870 | 0.48899 |
| 2.3                                     | 0.48928 | 0.48956 | 0.48983 | 0.49010 | 0.49036 | 0.49061 | 0.49086 | 0.49111 | 0.49134 | 0.49158 |
| 2.4                                     | 0.49180 | 0.49202 | 0.49224 | 0.49245 | 0.49266 | 0.49286 | 0.49305 | 0.49324 | 0.49343 | 0.49361 |
| 2.5                                     | 0.49379 | 0.49396 | 0.49413 | 0.49430 | 0.49446 | 0.49461 | 0.49477 | 0.49492 | 0.49506 | 0.49520 |
| 2.6                                     | 0.49534 | 0.49547 | 0.49560 | 0.49573 | 0.49585 | 0.49598 | 0.49609 | 0.49621 | 0.49632 | 0.49643 |
| 2.7                                     | 0.49653 | 0.49664 | 0.49674 | 0.49683 | 0.49693 | 0.49702 | 0.49711 | 0.49720 | 0.49728 | 0.49736 |
| 2.8                                     | 0.49744 | 0.49752 | 0.49760 | 0.49767 | 0.49774 | 0.49781 | 0.49788 | 0.49795 | 0.49801 | 0.49807 |
| 2.9                                     | 0.49813 | 0.49819 | 0.49825 | 0.49831 | 0.49836 | 0.49841 | 0.49846 | 0.49851 | 0.49856 | 0.49861 |
| 3.0                                     | 0.49865 | 0.49869 | 0.49874 | 0.49878 | 0.49882 | 0.49886 | 0.49889 | 0.49893 | 0.49896 | 0.49900 |
| 3.1                                     | 0.49903 | 0.49906 | 0.49910 | 0.49913 | 0.49916 | 0.49918 | 0.49921 | 0.49924 | 0.49926 | 0.49929 |
| 3.2                                     | 0.49931 | 0.49934 | 0.49936 | 0.49938 | 0.49940 | 0.49942 | 0.49944 | 0.49946 | 0.49948 | 0.49950 |
| 3.3                                     | 0.49952 | 0.49953 | 0.49955 | 0.49957 | 0.49958 | 0.49960 | 0.49961 | 0.49962 | 0.49964 | 0.49965 |
| 3.4                                     | 0.49966 | 0.49968 | 0.49969 | 0.49970 | 0.49971 | 0.49972 | 0.49973 | 0.49974 | 0.49975 | 0.49976 |
| 3.5                                     | 0.49977 | 0.49978 | 0.49978 | 0.49979 | 0.49980 | 0.49981 | 0.49981 | 0.49982 | 0.49983 | 0.49983 |
| 3.6                                     | 0.49984 | 0.49985 | 0.49985 | 0.49986 | 0.49986 | 0.49987 | 0.49987 | 0.49988 | 0.49988 | 0.49989 |
| 3.7                                     | 0.49989 | 0.49990 | 0.49990 | 0.49990 | 0.49991 | 0.49991 | 0.49992 | 0.49992 | 0.49992 | 0.49992 |
| 3.8                                     | 0.49993 | 0.49993 | 0.49993 | 0.49994 | 0.49994 | 0.49994 | 0.49994 | 0.49995 | 0.49995 | 0.49995 |
| 3.9                                     | 0.49995 | 0.49995 | 0.49996 | 0.49996 | 0.49996 | 0.49996 | 0.49996 | 0.49996 | 0.49997 | 0.49997 |
| 4.0                                     | 0.49997 | 0.49997 | 0.49997 | 0.49997 | 0.49997 | 0.49997 | 0.49998 | 0.49998 | 0.49998 | 0.49998 |



# Apêndice C

## Regras Nebulosas para o Cálculos dos Custos de Reenergização

### C.1. Metodologia empregada na obtenção dos qualificativos

Após a especificação dos conjuntos nebulosos associados aos qualificativos do sistema de energia, foram elaboradas as regras ou as heurísticas responsáveis pela definição do funcionamento da rede elétrica durante o processo de recomposição do sistema. A rigor, esse conjunto de regras deve ser baseado na experiência dos operadores do sistema de energia, entretanto, devido ao pouco tempo disponível, essas regras foram extraídas a partir do conhecimento dos autores deste trabalho. Através da aplicação das regras, que serão descritas a seguir, deve-se obter a classificação de quatro qualificativos da rede elétrica, fundamentais no processo de recomposição: tempo de recomposição, custo de operação, restrições elétricas operativas e conforto para o consumidor, descritos a seguir.

- **Tempo de recomposição**

Pode ser classificado em: muito baixo, baixo, médio, alto, elevado.

- **Custo de operação**

Pode ser classificado em: muito baixo, baixo, médio, alto, elevado.

- **Restrições Elétricas**

Pode ser classificado em: muito baixa, baixa, média, alta, excelente.

- **Conforto para o consumidor**

Pode ser classificado em: baixo, médio, alto, excelente.

As tabelas a seguir indicam a classificação desses qualificativos com relação aos obtidos anteriormente: nível de carga, nível de prioridade da carga, dia da semana e ao horário da recomposição, custo de operação dos dispositivos de chaveamento, sobretensões, carregamento do gerador e nível de dificuldade associado às restrições operacionais da companhia de energia.

## C.2. Determinação das Heurísticas Nebulosas

### 1. Com relação ao Nível de Carga:

| CARGA ⇒<br>QUALIFIC. ↓    | MUITO<br>BAIXA | BAIXA | MÉDIA | ALTA  | MUITO ALTA | EXCESSIVA      |
|---------------------------|----------------|-------|-------|-------|------------|----------------|
| Tempo da<br>recomposição  | Alto           | Alto  | Médio | Baixo | Baixo      | Muito<br>baixo |
| Custo da<br>operação      | Muito<br>baixo | Baixo | Médio | Médio | Alto       | Alto           |
| Margem à<br>Restrições    | Excelente      | Alta  | Média | Baixa | Baixa      | Muito<br>baixa |
| Conforto do<br>consumidor | Baixo          | Baixo | Médio | Médio | Alto       | Excelente      |

Exemplo de utilização da tabela cima:

*Se:*

*o nível de carga é muito baixo*

*Então:*

*O tempo de recomposição é alto*

*O custo da operação é muito baixo*

*A estabilidade do sistema é excelente*

*O conforto do consumidor é baixo*

## 2. Com relação à Prioridade da Carga:

| <b>PRIORID. ⇒<br/>QUALIFIC. ↓</b> | <b>MUITO<br/>BAIXA</b> | <b>BAIXA</b> | <b>MÉDIA</b> | <b>ALTA</b> | <b>MUITO ALTA</b> | <b>TOTAL</b> |
|-----------------------------------|------------------------|--------------|--------------|-------------|-------------------|--------------|
| Tempo da recomposição             | ---                    | ---          | ---          | ---         | ---               | ---          |
| Custo da operação                 | ---                    | ---          | ---          | ---         | ---               | ---          |
| Margem à Restrições               | ---                    | ---          | ---          | ---         | ---               | ---          |
| Conforto do consumidor            | Baixo                  | Baixo        | Médio        | Alto        | Alto              | Excelente    |

## 3. Com relação ao Dia da Semana:

| <b>DIA TIPO ⇒<br/>QUALIFIC. ↓</b> | <b>FIM DE<br/>SEMANA<br/>NORMAL</b> | <b>FIM DE<br/>SEMANA<br/>ESPECIAL</b> | <b>DIA DA<br/>SEMANA<br/>NORMAL</b> | <b>DIA DA<br/>SEMANA<br/>ESPECIAL</b> |
|-----------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|
| Tempo da recomposição             | Alto                                | Alto                                  | Médio                               | Médio                                 |
| Custo da operação                 | ---                                 | ---                                   | ---                                 | ---                                   |
| Margem à Restrições               | ---                                 | ---                                   | ---                                 | ---                                   |
| Conforto do consumidor            | Baixo                               | Baixo                                 | Médio                               | Baixo                                 |

## 4. Com relação ao Horário da Recomposição:

| <b>HORÁRIO ⇒<br/>QUALIFIC. ↓</b> | <b>FOLGADO</b> | <b>BAIXA<br/>CARGA</b> | <b>PLENA<br/>CARGA</b> | <b>PICO</b> |
|----------------------------------|----------------|------------------------|------------------------|-------------|
| Tempo da recomposição            | Baixo          | Baixo                  | Médio                  | Alto        |
| Custo da operação                | Baixo          | Baixo                  | Médio                  | Alto        |
| Margem à Restrições              | Boa            | Boa                    | Média                  | Baixa       |
| Conforto do consumidor           | Alto           | Médio                  | Baixo                  | Baixo       |

## 5. Com relação ao Custo de Operação das Chaves:

| <b>PRIORID. ⇒<br/>QUALIFIC. ↓</b> | <b>MUITO<br/>BAIXA</b> | <b>BAIXA</b> | <b>MÉDIA</b> | <b>ALTA</b> | <b>MUITO ALTA</b> | <b>PROIBITIVO</b> |
|-----------------------------------|------------------------|--------------|--------------|-------------|-------------------|-------------------|
| Tempo da recomposição             | Baixo                  | Baixo        | Médio        | Médio       | Alto              | Elevado           |
| Custo da operação                 | Muito baixo            | Baixo        | Médio        | Alto        | Elevado           | Elevado           |
| Margem à Restrições               | ---                    | ---          | ---          | ---         | ---               | ---               |
| Conforto do consumidor            | Alto                   | Alto         | Médio        | Médio       | Baixo             | Baixo             |

## 6. Com relação ao Nível de Sobretensão:

| <b>PRIORID. ⇒<br/>QUALIFIC. ↓</b> | <b>MUITO<br/>BAIXA</b> | <b>BAIXA</b> | <b>MÉDIA</b> | <b>ALTA</b> | <b>EXCESSIVA</b> | <b>PROIBITIVO</b> |
|-----------------------------------|------------------------|--------------|--------------|-------------|------------------|-------------------|
| Tempo da recomposição             | ---                    | ---          | ---          | ---         | ---              | ---               |
| Custo da operação                 | Muito baixo            | Baixo        | Médio        | Alto        | Elevado          | Elevado           |
| Margem à Restrições               | ---                    | ---          | ---          | ---         | ---              | ---               |
| Conforto do consumidor            | Alto                   | Alto         | Médio        | Baixo       | Baixo            | Baixo             |

## 7. Com relação ao Carregamento do Gerador:

| <b>CARREG. ⇒<br/>QUALIFIC. ↓</b> | <b>MUITO<br/>BAIXA</b> | <b>BAIXA</b> | <b>MÉDIA</b> | <b>ALTA</b> | <b>MUITO ALTA</b> | <b>PROIBITIVO</b> |
|----------------------------------|------------------------|--------------|--------------|-------------|-------------------|-------------------|
| Tempo da recomposição            | ---                    | ---          | ---          | ---         | ---               | ---               |
| Custo da operação                | Muito baixo            | Baixo        | Baixo        | Médio       | Alto              | Alto              |
| Margem à Restrições              | Alta                   | Alta         | Média        | Baixa       | Muito baixa       | Muito baixa       |
| Conforto do consumidor           | ---                    | ---          | ---          | ---         | ---               | ---               |

9. Com relação à Dificuldade Associada à disponibilidade operacional da concessionária:

| DIFIC. ⇒<br>QUALIFIC. ↓   | MUITO<br>BAIXA | BAIXA | MÉDIA | ALTA  | MUITO ALTA | PROIBITIVO |
|---------------------------|----------------|-------|-------|-------|------------|------------|
| Tempo da<br>recomposição  | Baixo          | Baixo | Médio | Médio | Alto       | Elevado    |
| Custo da<br>operação      | Muito<br>baixo | Baixo | Médio | Alto  | Elevado    | Elevado    |
| Margem à<br>Restrições    | ---            | ---   | ---   | ---   | ---        | ---        |
| Conforto do<br>consumidor | Alto           | Alto  | Médio | Baixo | Baixo      | Baixo      |

Através da análise dessas tabelas, pôde-se extrair o conjunto de regras relativo a cada um dos quatro qualificativos.

### C.3. Regras Obtidas

- **Regras para obtenção do qualificativo: Tempo de recomposição**

*Se*

*O nível de carga É excessivo*

*Então*

*O tempo de recomposição É muito baixo*

*Se*

*O nível de carga É alto*

*OU*

*O nível de carga É muito alto*

*OU*

*O horário da recomposição É folgado*

*OU*

*O horário da recomposição é de baixa carga*

*OU*

*O custo de operação das chaves É muito baixo*

*OU*

*O custo de operação das chaves É baixo*

*OU*

*A dificuldade associada É muito baixa*

*OU*

*A dificuldade associada É baixa*

*Então*

*O tempo de recomposição É baixo*

**Se**

*O nível de carga É médio*  
*OU*  
*O dia da recomposição É dia da semana normal*  
*OU*  
*O dia da recomposição é dia da semana especial*  
*OU*  
*O horário da recomposição É plena carga*  
*OU*  
*O custo de operação das chaves É médio*  
*OU*  
*O custo de operação das chaves É alto*  
*OU*  
*A dificuldade associada É média*  
*OU*  
*A dificuldade associada É alta*

**Então**

*O tempo de recomposição É médio*

**Se**

*O nível de carga É baixo*  
*OU*  
*O nível de carga É muito baixo*  
*OU*  
*O dia da recomposição É fim de semana normal*  
*OU*  
*O dia da recomposição é fim de semana especial*  
*OU*  
*O horário da recomposição É pico*  
*OU*  
*O custo de operação das chaves É muito alto*  
*OU*  
*A dificuldade associada É muito alta*

**Então**

*O tempo de recomposição É alto*

**Se**

*O custo de operação das chaves É proibitivo*  
*OU*  
*A dificuldade associada É proibitiva*

**Então**

*O tempo de recomposição É elevado*

- **Regras para obtenção do qualificativo: Custo da Operação**

**Se**

*O nível de carga É muito baixo*  
*OU*  
*O custo de operação das chaves É muito baixo*  
*OU*  
*O nível de sobretensão É muito baixo*  
*OU*

- O carregamento do gerador É muito baixo*  
*OU*  
*A dificuldade associada É muito baixa*
- Então**  
*O custo da operação É muito baixo*
- Se**  
*O nível de carga É baixo*  
*OU*  
*O horário da recomposição É folgado*  
*OU*  
*O horário da recomposição é de baixa carga*  
*OU*  
*O custo de operação das chaves É baixo*  
*OU*  
*O nível de sobretensão É baixo*  
*OU*  
*O carregamento do gerador É baixo*  
*OU*  
*O carregamento do gerador É médio*  
*OU*  
*A dificuldade associada É baixa*
- Então**  
*O custo da operação É baixo*
- Se**  
*O nível de carga É médio*  
*OU*  
*O nível de carga É alto*  
*OU*  
*O horário da recomposição É plena carga*  
*OU*  
*O custo de operação das chaves É médio*  
*OU*  
*O nível de sobretensão É médio*  
*OU*  
*O carregamento do gerador É alto*  
*OU*  
*A dificuldade associada É média*
- Então**  
*O custo da operação É médio*
- Se**  
*O nível de carga É muito alto*  
*OU*  
*O nível de carga É excessivo*  
*OU*  
*O horário da recomposição É pico*  
*OU*  
*O custo de operação das chaves É alto*  
*OU*  
*O nível de sobretensão É alto*  
*OU*  
*O carregamento do gerador É muito alto*

*OU*  
*O carregamento do gerador É proibitivo*

*OU*  
*A dificuldade associada É alta*

**Então**  
*O custo da operação É alto*

**Se**  
*O custo de operação das chaves É muito alto*  
*OU*  
*O custo de operação das chaves É proibitivo*

*OU*  
*O nível de sobretensão É excessivo*  
*OU*  
*O nível de sobretensão É proibitivo*

*OU*  
*A dificuldade associada É muito alta*  
*OU*  
*A dificuldade associada É proibitiva*

**Então**  
*O custo da operação É elevado*

- **Regras para obtenção do qualificativo: Restrições elétricas operativas**

**Se**  
*O nível de carga É muito baixo*  
*OU*  
*A proximidade ao colapso É muito baixa*  
*OU*  
*O carregamento do gerador É muito baixo*

**Então**  
*A margem às restrições do sistema É excelente*

**Se**  
*O nível de carga É baixo*  
*OU*  
*O horário da recomposição É folgado*  
*OU*  
*O horário da recomposição É baixa carga*

*OU*  
*A proximidade ao colapso É baixa*  
*OU*  
*O carregamento do gerador É baixo*

**Então**  
*A margem às restrições do sistema é alta*

**Se**  
*O nível de carga É médio*  
*OU*  
*O horário da recomposição É plena carga*

- OU*  
*A proximidade ao colapso É média*  
*OU*  
*O carregamento do gerador É médio*
- Então**  
*A margem às restrições do sistema é média*
- Se**  
*O nível de carga É alto*  
*OU*  
*O nível de carga É muito alto*  
*OU*  
*O horário da recomposição É pico*  
*OU*  
*A proximidade ao colapso É alta*  
*OU*  
*O carregamento do gerador É alto*
- Então**  
*A margem às restrições do sistema é baixa*
- Se**  
*O nível de carga É excessivo*  
*OU*  
*A proximidade ao colapso É excessiva*  
*OU*  
*A proximidade ao colapso É proibitiva*  
*OU*  
*O carregamento do gerador É muito alto*  
*OU*  
*O carregamento do gerador É proibitivo*
- Então**  
*A margem às restrições do sistema é muito baixa*

- **Regras para obtenção do qualificativo: Conforto do Consumidor**

- Se**  
*O nível de carga É muito baixo*  
*OU*  
*O nível de carga É baixo*  
*OU*  
*A prioridade de carga É muito baixa*  
*OU*  
*A prioridade de carga É baixa*  
*OU*  
*O dia da recomposição É fim de semana normal*  
*OU*  
*O dia da recomposição é fim de semana especial*  
*OU*  
*O dia da recomposição é dia da semana especial*  
*OU*  
*O horário da recomposição É plena carga*

*OU*  
*O horário da recomposição É pico*

*OU*  
*O custo de operação das chaves É muito alto*  
*OU*  
*O custo de operação das chaves É proibitivo*

*OU*  
*O nível de sobretensão É alto*  
*OU*  
*O nível de sobretensão É excessivo*  
*OU*  
*O nível de sobretensão É proibitivo*

*OU*  
*A proximidade ao colapso É alta*  
*OU*  
*A proximidade ao colapso É excessiva*  
*OU*  
*A proximidade ao colapso É proibitiva*

*OU*  
*A dificuldade associada É alta*  
*OU*  
*A dificuldade associada É muito alta*  
*OU*  
*A dificuldade associada É proibitiva*

**Então**  
*O conforto do consumidor É baixo*

**Se**  
*O nível de carga É médio*  
*OU*  
*O nível de carga É alto*

*OU*  
*A prioridade de carga É média*  
*OU*  
*O dia da recomposição É dia da semana normal*  
*OU*  
*O horário da recomposição É baixa carga*  
*OU*  
*O custo de operação das chaves É alto*  
*OU*  
*O custo de operação das chaves É médio*

*OU*  
*O nível de sobretensão É médio*  
*OU*  
*A proximidade ao colapso É média*  
*OU*  
*A proximidade ao colapso É baixa*

*OU*  
*A dificuldade associada É média*

**Então**  
*O conforto do consumidor É médio*

**Se**

*O nível de carga É muito alto*

*OU*

*A prioridade de carga É muito alta*

*OU*

*A prioridade de carga É alta*

*OU*

*O horário da recomposição É folgado*

*OU*

*O custo de operação das chaves É muito baixo*

*OU*

*O custo de operação das chaves É baixo*

*OU*

*O nível de sobretensão É baixo*

*OU*

*O nível de sobretensão É muito baixo*

*OU*

*A proximidade ao colapso É muito baixa*

*OU*

*A dificuldade associada É baixa*

*OU*

*A dificuldade associada É muito baixa*

**Então**

*O conforto do consumidor É alto*

**Se**

*O nível de carga É excessivo*

*OU*

*A prioridade de carga É total*

**Então**

*O conforto do consumidor É excelente*



# Apêndice D

## Publicações

Esse apêndice tem por objetivo expor as publicações e apresentações realizadas para divulgar os assuntos abordados durante o período de desenvolvimento das pesquisas. Esses trabalhos foram divididos em duas categorias: a primeira descreve os trabalhos diretamente relacionados com o tema dessa tese e a segunda descreve os trabalhos correlatos, também desenvolvidos no mesmo período.

### D.1. Trabalhos Diretamente Relacionados

MOTA, Alexandre de Assis; MOTA, Lia Toledo Moreira; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Avaliação da Qualidade de Planos de Recomposição de Sistemas de Energia Elétrica*. In: XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (GOP125), Curitiba (PR), 2005.

MOTA, Alexandre de Assis; MOTA, Lia Toledo Moreira; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Representação Gráfica Automática de Procedimentos de Rede na Recomposição do Sistema Interligado Nacional*. In: VI SIMPASE – Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos (R0069), São Paulo (SP), 2005.

MOTA, Alexandre de Assis; MOTA, Lia Toledo Moreira; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Metodologia De Recomposição Coordenada De Sistemas Elétricos Com Base Em Técnicas De Lógica Nebulosa E Busca Heurística*. In: XV Congresso Brasileiro de Automática, Gramado (RS), 2004.

MOTA, Alexandre de Assis; MOTA, Lia Toledo Moreira; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Treinamento de Operadores para a Recomposição de Sistemas Elétricos*. In: WCETE2004 - World Congress in Engineering and Technology Education, Santos (SP), 2004.

MOTA, Alexandre de Assis; MOTA, Lia Toledo Moreira; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Dynamic Evaluation of Reenergization Times during Power Systems Restoration*. In: IEEE PES T&D2004 Latin America, São Paulo (SP), 2004.

MOTA, Alexandre de Assis; MOTA, Lia Toledo Moreira; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Simulation and Analysis of Restoration Plans Using Fuzzy Rule-based Systems*. In: IEEE PES T&D2004 Latin America, São Paulo (SP), 2004.

MOTA, Lia Toledo Moreira; MOTA, Alexandre de Assis; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Interface Baseada em Regras Nebulosas para o Treinamento via WEB da Recomposição de Linhas de Transmissão em Sistemas de Energia Elétrica*. In: XXXVI SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, São João Del Rei (MG), 2004.

MOTA, Alexandre de Assis; MOTA, Lia Toledo Moreira; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Metodologia Orientada a Objetos para Visualização Rápida de Grafos Não-Dirigidos a partir de Lista de Arestas*. In: XXXVI SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2004, São João Del Rei, 2004.

MOTA, Alexandre de Assis; MOTA, Lia Toledo Moreira; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Metodologia Orientada a Objetos para Construção Automática de Grafos CPM/PERT*. In: XXXVI SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2004, São João Del Rei, 2004.

MOTA, Alexandre de Assis; MOTA, Lia Toledo Moreira; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Identificação de blocos construtivos para recomposição de sistemas de energia elétrica*. In: 5th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - V CLAGTEE, São Pedro (SP), 2003.

## D.2. Trabalhos Correlatos

MOTA, Lia Toledo Moreira; MOTA, Alexandre de Assis; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Fuzzy Rule-based Methodology for Residential Load Behaviour Forecasting during Power Systems Restoration*. International Journal Of Computer Applications In Technology, v. 22, n. 2/3, p. 73-79, 2005.

MOTA, Alexandre de Assis; MOTA, Lia Toledo Moreira; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Teaching Power Engineering Basics using Advanced Web Technologies and Problem-Based Learning Environment*. IEEE Transactions on Power Systems, v. 19, n. 1, p. 96-103, 2004.

MOTA, Lia Toledo Moreira; MOTA, Alexandre de Assis; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Modelagem e simulação de cargas residenciais termostáticas para a recomposição do sistema elétrico a partir de uma abordagem orientada a objetos*. Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica, v. 15, n. 2, p. 202-214, 2004.

MOTA, Lia Toledo Moreira; MOTA, Alexandre de Assis. *Load Modeling at Electric Power Distribution Substations Using Dynamic Load Parameters Estimation*. International Journal Of Electrical Power And Energy Systems, London, UK, v. 26, n. 10, p. 805-811, 2004.

MOTA, Lia Toledo Moreira; MOTA, Alexandre de Assis; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Comportamento da Carga durante a Recomposição de Sistemas Elétricos: Uma Ferramenta de Simulação para o Treinamento do Operador*. In: WCETE2004 - World Congress in Engineering and Technology Education, Santos (SP), 2004.

MOTA, Alexandre de Assis; MOTA, Lia Toledo Moreira; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Análise e Projeto de Aplicativos Interativos via Web para Ensino de Engenharia*. In: WCETE2004 - World Congress in Engineering and Technology Education, Santos (SP), 2004.

MOTA, Lia Toledo Moreira; MOTA, Alexandre de Assis; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Metodologia Baseada Em Regras E Lógica Nebulosas Para Previsão Do Comportamento Da Carga Residencial Na Recomposição De Sistemas De Energia Elétrica*. In: XV Congresso Brasileiro de Automática, Gramado (RS), 2004.

MOTA, Lia Toledo Moreira; MOTA, Alexandre de Assis; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Physically-based Aggregation of Object-Oriented Load Models in Power Systems Restoration*. In: IEEE PES T&D2004 Latin America, São Paulo (SP), 2004.

MOTA, Lia Toledo Moreira; MOTA, Alexandre de Assis; FRANÇA, André Luiz Morelato. *Estimação dinâmica do comportamento da carga na recomposição de sistemas de energia elétrica*. In: 5th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - V CLAGTEE, São Pedro (SP), 2003.