

LÚCIO VOLNEI GALVANI

**METODOLOGIA PARA MINIMIZAR O IMPACTO DA
INDISPONIBILIDADE NÃO PROGRAMADA SOBRE A
RECEITA DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

**FLORIANÓPOLIS
2003**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

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

**METODOLOGIA PARA MINIMIZAR O IMPACTO DA
INDISPONIBILIDADE NÃO PROGRAMADA SOBRE A
RECEITA DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

LÚCIO VOLNEI GALVANI

Florianópolis, Fevereiro de 2003.

**METODOLOGIA PARA MINIMIZAR O IMPACTO DA INDISPONIBILIDADE
NÃO PROGRAMADA SOBRE A RECEITA DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Lúcio Volnei Galvani

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, área de concentração em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

Prof. Acires Dias, Dr.
Orientador

Prof. Edson Roberto de Pieri, Dr
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof.. Hans Helmut Zürn, Ph.D.
Presidente – Co-Orientador

Prof.. C. Celso Brasil Camargo, Dr

Prof. Edson Luiz da Silva, Dr

Prof. Jorge Coelho, D.Sc.

A *Deus* pelo Dom da Vida.

Aos meus pais, *Alvim Galvani* e *Cecília Beltrame Galvani*, pelo crédito e respeito às minhas decisões e pelo exemplo de vida, amor e dedicação.

À minha esposa e fiel companheira *Leda Regina*, e aos meus filhos *Daniel*, *Felipe* e *Gustavo Martins Galvani*, pelo apoio e compreensão pelas horas que lhes faltei atenção e carinho para dedicar-me a este trabalho.

AGRADECIMENTOS

- À Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. - ELETROSUL, empresa onde trabalho há 21 anos, por essa grande oportunidade concedida para a realização deste curso, concluído com este trabalho.
- À ELETROBRAS/PRODESPO, pela grandiosa iniciativa pioneira desse projeto de mestrado profissional.
- À Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC que acreditou e investiu nesse projeto pioneiro de mestrado profissional.
- Ao Professor Doutor Acires Dias, orientador deste trabalho, por ter acreditado neste projeto e dedicado boa parte do seu tempo a este trabalho, mesmo estando distante.
- Ao Professor Doutor Hans Helmut Zürn, co-orientador deste trabalho, pela sua dedicação, orientação e abnegação, na condução deste trabalho.
- Aos demais professores do Programa de mestrado profissional, pela dedicação e profissionalismo na condução do programa letivo.
- Aos colegas de turma desse mestrado, pela convivência e apoio no período letivo.
- À Família LABPLAN que me acolheu e me apoiou nos momentos em que mais precisei.
- Ao Departamento de Recursos Humanos e de Informática da ELETROSUL – DRI, nas pessoas da Nadia que foi a grande incentivadora para a conclusão deste trabalho, e do Colega Marcos Aurélio (Magoo) que muito contribuiu para a sua arte final.
- Ao Departamento de Operação do Sistema – DOS que forneceu as informações do histórico de operação do sistema de transmissão da ELETROSUL.
- Ao Departamento de Engenharia da ELETROSUL – DES, principalmente à equipe da DEMS/SEMAE, por sua valiosa contribuição.
- Aos colegas de trabalho do DMS e da RTSC, que muito me auxiliaram nesse período de ausência para me dedicar exclusivamente a este trabalho.
- Aos demais colegas de trabalho da ELETROSUL que me apoiaram fornecendo informações que se fizeram necessárias à elaboração deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

METODOLOGIA PARA MINIMIZAR O IMPACTO DA INDISPONIBILIDADE NÃO PROGRAMADA SOBRE A RECEITA DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Lúcio Volnei Galvani

Fevereiro/2003

Orientador: Acires Dias, Dr.

Co-Orientador: Hans Helmut Zürn, Ph.D

Área de Concentração: Gestão dos Recursos de Manutenção.

Palavras-chave: Sistema de Transmissão, Recursos de Manutenção, Indisponibilidade não Programada.

Número de páginas: 164

Este trabalho tem por objetivo apresentar uma metodologia para otimizar a distribuição dos recursos de manutenção com o foco para a mínima penalização por indisponibilidade não programada do sistema de transmissão. A legislação hoje vigente, dos órgãos reguladores, determina que parte da receita de uma empresa de transmissão de energia elétrica é variável e dependente exclusivamente da disponibilidade de seus ativos e/ou instalações. Então, quanto menores forem a frequência e o período da indisponibilidade, maior será a receita atribuída à empresa transmissora. Considerando a indisponibilidade programada perfeitamente gerenciável, este trabalho se propõe a apresentar uma metodologia para minimizar a penalização por indisponibilidade não programada, decorrente do deslocamento dos recursos de manutenção, no atendimento às ocorrências. Admitindo ser impossível eliminar por completo a indisponibilidade não programada, sabe-se que seu efeito sobre a receita da empresa transmissora pode ser expressivo, por isso, é prudente que se busquem alternativas para minimizar esse impacto sobre a remuneração do serviço de transmissão. Com essa finalidade, este trabalho apresenta uma metodologia baseada em dados históricos relacionados a uma pequena parcela do sistema de transmissão brasileiro e simula alguns modos de falha que exercem maior influência nos resultados. Essa metodologia utiliza como parâmetros os tempos médios de deslocamento da equipe de manutenção de alguns possíveis locais sede às subestações de sua responsabilidade, os possíveis modos de falha, seus respectivos índices de penalização e suas taxas de falha estimadas ou esperadas, para determinar o local ótimo para a instalação de uma estrutura de manutenção, para minimizar a perda de receita por indisponibilidade não programada. Analogamente, demonstra-se que essa metodologia também pode ser utilizada para a locação dos recursos de manutenção de linhas de transmissão, com o mesmo objetivo.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

**A METHODOLOGY FOR MINIMIZING THE UNPROGRAMMED
UNAVAILABILITY IMPACT ON THE REVENUE OF THE ELECTRICAL
ENERGY TRANSMISSION SERVICE**

Lúcio Volnei Galvani

February/2003

Advisor: Acires Dias, Dr.

Co-Advisor: Hans Helmut Zürn, Ph.D

Area of Concentration: Management of the Maintenance Resources.

Keywords: Transmission System, Maintenance Resources, Forced Outages.

Number of Pages: 164

This study has the objective to present a methodology for the optimal distribution of the maintenance resources, with the focus to minimize revenue losses due to the unprogrammed unavailability (forced outages) of the transmission system. The actual legislation of the regulating organisms establishes that a part of revenue of an electrical energy transmission company is variable and purely dependent on the availability of its assets and/or installations. Thus, the smaller the frequency and the period of unavailability, the greater shall be the revenue of the transmission company. Since by definition, the programmed unavailability is manageable, this study presents a methodology to minimize the revenue losses of unprogrammed unavailability (duration of forced outages) affected by the moving time of maintenance resources to attend the occurrence. In general, it is impossible to eliminate completely the forced outages whose effect on the transmission company revenue might be expressive, thus it is prudent to search for the options to minimize this impact on the transmission service remuneration. With this objective study presents a methodology based on historical data related to a small part of the Brazilian Transmission System and it simulate any failure modes which perform more strongly influence on the results. This methodology uses parameters such as mean times of maintenance group displacement from any possible locations to each liable substation, the possible failure modes, their respective penalty rates and their expected or estimated failure rates to determine the optimum site to install a maintenance structure, in order to minimize the revenue loss from unprogrammed unavailabilities. Similarly, we demonstrate that this methodology also might be used for the location of the maintenance resources for transmission lines, with the same objective.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	xi
LISTA DE GRÁFICOS	xii
LISTA DE TABELAS.....	xiii
ABREVIATURAS E SIGLAS.....	xv
CAPÍTULO 1 - Introdução.....	1
1.1 - Considerações gerais	1
1.2 - Motivação	2
1.3 - Objetivo	3
1.4 - Estrutura do Trabalho	4
CAPÍTULO 2 – A Empresas de transmissão no Setor Elétrico Nacional.....	6
2.1 - Introdução.....	6
2.2 - Relacionamento da Transmissão com os demais Agentes do Setor.....	6
2.3 - Formação da Receita das Empresas de Transmissão de energia elétrica sobre a Rede Básica.....	8
2.4 - Relacionamento da Empresa de Transmissão com o ONS	10
CAPÍTULO 3 – A Empresa ELETROSUL	13
3.1 - Introdução.....	13
3.2 - Relacionamento entre o Departamento de Manutenção do Sistema e as demais áreas da Empresa.....	17
3.3 - Estrutura do Departamento de Manutenção do Sistema de Transmissão	18
3.4 - Caracterização das Divisões Regionais de Transmissão da ELETROSUL	21
3.4.1 - Regional de Transmissão do Rio Grande do Sul.....	21
3.4.2 - Regional de Transmissão de Santa Catarina.....	22
3.4.3 - Regional de Transmissão do Paraná	23
3.4.4 - Regional de Transmissão do Mato Grosso do Sul.....	25
3.5 – Outras Características do Sistema de Transmissão da ELETROSUL	26
3.6 – Política de Manutenção do Sistema de Transmissão da ELETROSUL	29
3.7 – Política de Reserva de Materiais para Operação do Sistema de Transmissão...30	

3.7.1 – Sistemática Atual.....	30
3.7.2 – Nova Proposta para Dimensionamento e Alocação da Reserva de Operação	31
3.7.3 – Equipamentos de Subestação que Indisponibilizam Funções de Transmissão	33
3.8 – Política de Recursos Humanos de Manutenção	33
3.8.1 – Nova Proposta para Alocação dos Recursos Humanos.....	33
3.9 – Recursos de Informação e Sistemas de Comunicação na ELETROSUL	35
3.9.1 – Evolução do Sistema de Informação da Manutenção	35
CAPÍTULO 4 - Desenvolvimento Teórico.....	39
4.1 - A Função Manutenção.....	39
4.1.1 – Breve Histórico da Manutenção	40
4.1.2 – Eficiência X Eficácia na Manutenção	41
4.1.3 – A Manutenção como Função Estratégica	44
4.2 - A Logística na Manutenção.....	47
4.2.1 – Definição de Logística.....	47
4.2.2 – Relação entre Logística e Manutenção.....	47
4.2.3 – A Evolução da Logística	48
4.2.4 – A Logística nas Empresas	49
4.2.5 – Planejamento de Sistemas Logísticos.....	53
4.3 - Localização das Instalações para Manutenção de Subestações.....	57
4.3.1 – O Método do “Vértice Mediano”	63
4.3.2 – O Método do Índice de Atendimento de Emergência	66
4.3.3 – O Método da Distância Econômica.....	67
4.3.4 – Metodologia sugerida neste trabalho – Mínimo Custo Esperado para a Indisponibilidade não Programada - MCINPRO.....	70
4.4 - Extensão da metodologia de MCINPRO para aplicação em LTs	73
4.4.1 - Aplicação da metodologia de MCINPRO para as LTs.....	77
4.5 - Conclusões.....	84

CAPÍTULO 5 - Informações Técnicas - Rede Básica – Sistema de Transmissão da ELETROSUL	85
5.1 - Introdução.....	85
5.2 - Breve Conceito de Subestação (SE).....	85
5.3 – Principais falhas características dos equipamentos inseridos nas funções de transmissão que provocam indisponibilidades permanentes	87
5.3.1 - Transformador de Corrente para Instrumentos (TC).....	87
5.3.2 - Transformador de Potencial para Instrumentos (TPC ou TP).....	87
5.3.3 - Pára-Raios (PR).....	88
5.3.4 - Sistemas de Controle e Proteção	88
5.4 - Análise das Indisponibilidades não Programadas da Rede Básica da ELETROSUL.....	89
5.4.1 - Considerações Gerais	89
5.4.2 - Informações sobre Indisponibilidades não Programadas	89
5.5 - Considerações sobre as indisponibilidades não programadas com necessidade de troca de equipamentos	100
5.6 - Conclusão	101
 CAPÍTULO 6 – Metodologia Proposta e estudo de Caso – Manutenção de Subestações.....	102
6.1 - Introdução.....	102
6.2 - Metodologia Proposta.....	102
6.3 - Estudo de Caso	104
6.3.1 – Resumo das indisponibilidades não programadas, penalizáveis, nas subestações no setor analisado	105
6.3.2 - Informações sobre o caso estudado	106
6.3.2.1 – Levantamento dos diferentes modos de falha permanentes do histórico	108
6.3.3 - Cálculo das parcelas de penalização por indisponibilidade não programada, relacionadas ao deslocamento da equipe de manutenção, sobre os dados do histórico analisado, utilizando a Função MCINPRO.....	110
6.3.4 - Utilizando a metodologia de cálculo do “vértice mediano”, sobre os dados do histórico	112

6.3.5 - Análise dos resultados obtidos com o uso da função objetivo MCINPRO e o método do “vértice mediano”	113
6.3.6 - Comparação entre a função objetivo MCINPRO e a equação da DE	113
6.3.7 - Exemplo de cálculo da DE	115
6.3.8 – Análise de sensibilidade da MCINPRO frente as variações das taxas dos modos de falha em cada uma das Sei para cada opção de local sede da equipe de manutenção	117
6.3.9 – Cálculo da penalização sobre os dados do histórico, conforme a equação proposta pela ANEEL	122
6.4 – Considerações finais sobre as metodologias apresentadas	128
6.4.1 – Considerações sobre a Equação da DE	128
6.4.2 – Considerações sobre a expressão para cálculo da Parcela Variável utilizada pela ANEEL	128
6.4.3 – Considerações sobre a MCINPRO	129
6.5 – Considerações sobre o histórico analisado	130
6.6 - Conclusão	130
CAPÍTULO 7 – Conclusões e Recomendações	132
7.1 - Conclusões	132
7.2 - Recomendações	135
<u>APÊNDICES</u>	
Apêndice A – Probabilidade de Ocorrência de Falhas Simultâneas em Subestações Diferentes	137
Apêndice B – Principais Modelos de Configuração das Subestações de Transmissão da ELETROSUL	141
Apêndice C – Principais Equipamentos que Compõem as duas Principais Funções de Transmissão	146
<u>ANEXOS</u>	
Anexo A – Regulamento para o Cálculo da Parcela Variável da Receita da Transmissão	148
Anexo B – Glossário de Termos e Expressões Utilizados no Setor de Energia Elétrica	150

Anexo C – Estrutura Organizacional da ELETROSUL.....	155
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	159

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - A Transmissão no Contexto do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro	7
Figura 3.1 - Estrutura do Departamento de Manutenção do Sistema	18
Figura 3.2 - Distribuição da estrutura de Manutenção das Subestações	19
Figura 3.3 - Sistema de Transmissão da ELETROSUL (em 2002)	28
Figura 4.1 - Ilustração de localização ótima de centro de distribuição para três pontos de atendimento	61
Figura 4.2 - Diagrama esquemático ilustrativo de um sistema de transmissão	76
Figura 6.1 - Esquemático de localização das SE_i e da sede da estrutura de manutenção W_j	106
Figura 6.2 - Diagrama esquemático de modo de falha	109
Figura A.1 - Esquema ilustrativo das condições operativas de um sistema com três SEs	138
Figura B.1 - Diagrama esquemático de Subestação com Barras P e T	141
Figura B.2 - Diagrama esquemático de Subestação com Barras P e PT	142
Figura B.3 - Diagrama esquemático de Subestação com Barras A e B	143
Figura B.4 - Diagrama esquemático de Subestação com Barras A e B, com DJ e $\frac{1}{2}$	144
Figura C.1 - Estrutura da Gerência de primeiro nível	156
Figura C.2 - Estrutura da Diretoria de Gestão administrativa e Financeira	157
Figura C.3 - Estrutura da Diretoria Técnica	158

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1 - Ilustração de formação de “clusters”.....	75
Gráfico 4.2 - Representação de tempos de deslocamento para manutenção de LTs.....	81
Gráfico 5.1 - Relação entre as indisponibilidades programadas e não programadas	92
Gráfico 5.2 - Relação entre as indisponibilidades não programadas penalizáveis e não penalizáveis, em número de ocorrências.....	93
Gráfico 5.3 - Relação entre as indisponibilidades não programadas, penalizáveis, por falha de equipamentos e por falha de LTs, em número de ocorrências.	95
Gráfico 5.4 - Relação entre as indisponibilidades não programadas, penalizáveis, por falha de equipamentos e por falha de LTs, em horas.	96
Gráfico 5.5 - Relação entre as indisponibilidades não programadas, penalizáveis, com e sem necessidade de restabelecimento pela ação da manutenção, em número de ocorrências	98
Gráfico 5.6 - Relação entre as indisponibilidades não programadas, penalizáveis, com e sem necessidade de restabelecimento pela ação da manutenção, em horas de indisponibilidade.....	98
Gráfico 5.7 - Relação entre as indisponibilidades não programadas, penalizáveis, com e sem necessidade de restabelecimento pela ação da manutenção.....	99
Gráfico 6.1 - Sensibilidade da MCINPRO com a variação da taxa de falha de uma função de média importância na SE_1	117
Gráfico 6.2 - Sensibilidade da MCINPRO com a variação da taxa de falha de uma função de maior importância na SE_1	118
Gráfico 6.3 - Sensibilidade da MCINPRO com a variação da taxa de falha de uma função de maior importância na SE_2	119
Gráfico 6.4 - Sensibilidade da MCINPRO com a variação da taxa de falha de uma função de maior importância na SE_3	120

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Relação das leis, decretos e resoluções que regem o CPST	8
Tabela 3.1 - Capacidade Instalada no Rio Grande do Sul	21
Tabela 3.2 - Capacidade Instalada em Santa Catarina	23
Tabela 3.3 - Capacidade Instalada no Paraná	24
Tabela 3.4 - Capacidade Instalada no Mato Grosso do Sul.....	25
Tabela 4.1 - Informações dos tempos de deslocamento, dispostas na forma matricial ..	77
Tabela 4.2 - Informações sobre os vários trechos das linhas de transmissão	79
Tabela 5.1 - Indisponibilidade não programada na rede básica – números totais	90
Tabela 5.2 - Relação entre as indisponibilidades programadas e não programadas	91
Tabela 5.3 - Relação entre as indisponibilidades não programadas da Rede Básica, penalizáveis, por falha de Equipamentos (função) e por falha de LTs.	94
Tabela 5.4 - Relação entre as indisponibilidades não programadas, penalizáveis, com e sem necessidade de restabelecimento pela ação da manutenção.....	97
Tabela 6.1 - Funções penalizáveis no setor analisado	105
Tabela 6.2 - Intervenções de manutenção não programada nas SEs do setor analisado	105
Tabela 6.3 - Tempos médios de deslocamento entre as SE_i e as alternativas viáveis para a sede da equipe W_j	107
Tabela 6. 4 - Falhas permanentes na SE_1	108
Tabela 6. 5 - Falhas permanentes na SE_2	108
Tabela 6. 6 - Falhas permanentes na SE_3	109
Tabela 6. 7 - Resumo da penalização para a SE_1	110
Tabela 6.8 - Resumo da penalização para a SE_2	111
Tabela 6.9 - Resumo da penalização para a SE_3	111
Tabela 6.10 -Cálculo das penalizações para as alternativas viáveis para a sede da estrutura de manutenção	111
Tabela 6.11 -Matriz dos tempos de deslocamentos com os respectivos pesos de cada SE_i	112

Tabela 6.12 -Dados para cálculo da DE, conforme metodologia da ELETROSUL	115
Tabela 6.13 -Dados para cálculo da DE, conforme metodologia da ELETROSUL, sem os ativos com índices de penalização muito abaixo da média de sua respectiva SE.....	115
Tabela 6.14 -Informações para cálculo da DE, considerando os comentários acima ...	116
Tabela 6.15 -Cálculo da DE, considerando os dados da Tabela 6.15	116
Tabela 6.16 -Dados para conferir a sensibilidade da MCINPRO para a variação da taxa de falha de uma função de média importância na SE_1	117
Tabela 6.17 -Dados para conferir a sensibilidade da MCINPRO para a variação da taxa de falha de uma função de maior importância na SE_1	118
Tabela 6.18 - Dados para conferir a sensibilidade da MCINPRO para a variação da taxa de falha de uma função de maior importância na SE_2	119
Tabela 6.19 -Dados para conferir a sensibilidade da MCINPRO para a variação da taxa de falha de uma função de maior importância na SE_3	120
Tabela 6.20 -Dados de cálculo da penalização sobre o histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W_1	122
Tabela 6.21 -Dados de cálculo da penalização sobre o histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W_2	123
Tabela 6.22 -Dados de cálculo da penalização sobre o histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W_3	124
Tabela 6.23 -Dados de cálculo da penalização sobre o histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W_4	125
Tabela 6.24 -Dados de cálculo da penalização sobre os períodos de deslocamento do histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W_1	126
Tabela 6.25 -Cálculo da penalização sobre os períodos de deslocamento do histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W_2 ...	126
Tabela 6.26 -Cálculo da penalização sobre os períodos de deslocamento do histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W_3 ..	127
Tabela 6.27 -Cálculo da penalização sobre os períodos de deslocamento do histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W_4 ...	127
Tabela 6.28 -Informações para uma nova versão da DE, usando as informações do histórico analisado.....	128

ABREVIATURAS E SIGLAS

- ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
- ABRAMAN – Associação Brasileira de Manutenção
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- BDE – Banco de Dados de Equipamentos
- CS – Chave Seccionadora de Alta Tensão
- DCP – Divisor Capacitivo de Potencial
- DEMS – Divisão de Engenharia de Manutenção
- DES - Departamento de Engenharia do Sistema de Transmissão
- DG – Diretoria de Gestão
- DJ – Disjuntor de Alta Tensão
- DMS – Departamento de Manutenção do Sistema de Transmissão
- DNT – Departamento de Negócios da Transmissão
- DOLT – Divisão de Oficinas e Laboratórios do Sistema de Transmissão
- DOS – Departamento de Operação do Sistema de Transmissão
- DT – Diretoria Técnica
- ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
- ELETROSUL – Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A.
- ERP – Planejamento dos Recursos da Empresa, do Inglês “*Enterprise Resources Planning*”.
- FMEA – Análise dos Modos de Falha e seus Efeitos, do Inglês “*Failure Modes, Effects and Analysis*”.
- FTA – Análise da Árvore de Falhas, do Inglês “*Fault Tree Analysis*”.
- kV – Quilo Volt
- LT(s) – Linha(s) de Transmissão
- MCC ou MBC – Manutenção Centrada (ou Baseada) na Confiabilidade, do Inglês – RCM – “*Reliability Centered Maintenance*”.
- MCINPRO – **M**ínimo **C**usto de **P**enalização por **I**ndisponibilidade **N**ão **P**rogramada
- MTBF – Tempo Médio Entre Falhas
- MTTF – Tempo Médio Para a (ou até a) Falha

- MTTR – Tempo Médio Para Reparo
- MVA – Mega Volt-Ampère
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
- PR – Pára Raios
- PS(s) – Pedido(s) de Serviço(s)
- RCM ou MCC – Manutenção Centrada na Confiabilidade
- RE – Reator de Transmissão
- RTMS – Regional de Transmissão do Mato Grosso do Sul
- RTPR – Regional de Transmissão do Paraná
- RTRS – Regional de Transmissão do Rio Grande do Sul
- RTSC – Regional de Transmissão de Santa Catarina
- SE(s) – Subestação(ões)
- TC – Transformador de Corrente para Instrumentos
- TP – Transformador de Potencial
- TPC – Transformador de Potencial Capacitivo
- TPM – Manutenção Produtiva Total
- TR – Transformador de Transmissão

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 – Considerações Gerais

Nesses últimos anos o mercado brasileiro de energia elétrica tem passado por um período de transição, resultado de toda uma reestruturação institucional, que implicou em grandes mudanças (CUNHA NETO & FREIRE, 2001).

Este novo modelo de mercado estabeleceu algumas prioridades, dentre elas se destaca a desverticalização do setor em segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica. Além disso, é incentivada a privatização de alguns desses seguimentos tais como: a geração, a comercialização e a distribuição de energia elétrica. Este novo modelo é analisado e comentado por COUTINHO et al (2001).

Para disciplinar este mercado e garantir liberdade e qualidade aos segmentos de geração e distribuição, o estado pretende contar com um sistema de transmissão confiável e eficiente, com um alto índice de disponibilidade. Pois com um parque gerador predominantemente hidráulico, com usinas de grande porte localizadas em bacias hidrográficas distantes dos centros de consumo, torna-se imprescindível a boa performance do sistema de transmissão de energia que, além de ser indispensável ao transporte até os centros consumidores, pode ser utilizado para intercâmbio de energia entre regiões, permitindo a otimização das reservas energéticas acumuladas, principalmente as hidráulicas. Este assunto é tratado com muita propriedade por FONTOURA FILHO et al (2001).

Pela importância da função Transmissão, suas disponibilidade e confiabilidade são parâmetros de máxima significância para o mercado. Portanto, o baixo desempenho do sistema de transmissão deverá ser penalizado com multas.

Sabe-se que a energia elétrica é um produto que, na forma como comercializado, não pode ser armazenado. Como o consumidor tem grande dificuldade para acumular reserva de energia elétrica, ele necessita de fontes de máxima confiabilidade.

A qualidade requerida em termos de disponibilidade e confiabilidade, depende muito do desempenho do sistema de transmissão, onde está inserida a ELETROSUL – Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A., com uma malha que se estende por quatro estados, no Sul do País.

Esta exigência tem levado as empresas a investirem em processos que proporcionem robustez às políticas de operação e manutenção deste sistema.

Dentro desta visão, este trabalho se propõe a apresentar uma metodologia que venha contribuir com a gestão da manutenção, principalmente no que se refere à logística dos recursos requeridos para aumentar a eficiência das ações de manutenção e, como consequência, a disponibilidade do sistema de transmissão.

1.2 - Motivação

Com uma experiência acumulada de mais de 20 anos na atividade de manutenção de equipamentos de subestações de transmissão de energia elétrica, tive a oportunidade de vivenciar algumas mudanças de metodologias que interferiram significativamente nas sistemáticas de trabalho adotadas. No entanto, tem-se apenas sentimento de se ter caminhado na direção correta, porque, em função da premência que sempre pautava tais ações, não se fez, até onde tenho conhecimento, uma análise científica para fundamentar as decisões tomadas.

Hoje, pretende-se que as metodologias, antes de serem implementadas, sejam previamente sistematizadas e comprovadas. Neste momento em que o mercado de energia passa por um período de reestruturação, com grandes transformações, promovendo a desverticalização do setor e a privatização de alguns seguimentos como: geração, comercialização e distribuição de energia elétrica. E, para garantir liberdade e qualidade a esse mercado, necessita-se de um sistema de transmissão confiável e eficiente, com índices elevados de confiabilidade e disponibilidade.

No entanto, hoje a ELETROSUL possui, em operação, equipamentos cuja idade atinge os 40 anos, equipamentos esses projetados para uma vida útil da ordem de 30 anos, e por não apresentarem problemas acabaram permanecendo em operação com uma reserva operativa mínima e sem um monitoramento adequado. Além disso, equipamentos mais novos (com aproximadamente 20 anos de operação) têm apresentado indícios de final de

vida útil. E para agravar essa situação, esses poucos equipamentos reservas encontram-se armazenados nos quatro almoxarifados regionais, situados um em cada estado, nas proximidades das sedes das suas respectivas Divisões Regionais de Transmissão. Significa dizer que alguns desses equipamentos, quando solicitados, necessitam viajar até 10 horas para chegar ao seu destino. Para os dias atuais, esse é um período exageradamente grande, quando se trata de indisponibilidade não programada de uma função importante para o sistema de transmissão de energia elétrica.

1.3 – Objetivo

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia orientativa para tratar da logística de distribuição dos recursos humanos e tecnológicos de manutenção, para minimizar o custo da penalização por indisponibilidade não programada na rede básica do sistema de transmissão de energia elétrica. Pois, enquanto as manutenções preventiva e preditiva são perfeitamente gerenciáveis, as corretivas são imprevisíveis, e é prudente que se estude e se busque uma metodologia capaz de minimizar esse custo não gerenciável. Dependendo da importância da instalação sob falta, esse custo pode comprometer uma parcela considerável da receita de uma empresa de transmissão de energia; tanto que, uma única hora de indisponibilidade não programada, pode corresponder a uma quantia suficiente para aquisição de vários equipamentos similares ao que provocou a indisponibilidade da instalação.

Preocupado com isso, sabendo que nos dias de hoje, no Sistema ELETROSUL, um equipamento reserva precisa percorrer grandes distâncias para chegar ao seu destino, gastando até 10 horas de percurso, enquanto que a equipe de manutenção necessita de até três horas. Vê-se então que existem alguns fatores que podem ser trabalhados, para contribuir com a melhoria dos índices de disponibilidade e confiabilidade desse sistema. Para isso, este trabalho se dedica a estudar e propor uma metodologia para a distribuição racional dos recursos humanos e tecnológicos de manutenção, que gerem ações de manutenção mais rápidas e mais eficientes, para intervenções não programadas. A expectativa é que a proposição forneça ao sistema, sob o ponto de vista da logística para a manutenção, mais robustez no que se refere aos atributos de confiabilidade e disponibilidade.

Como se sabe, a indisponibilidade não programada de uma instalação de transmissão de energia elétrica pode ser provocada por vários fatores, tais como: fenômenos naturais, falha de equipamentos, falha humana, distúrbios provocados por sistemas adjacentes, e outros.

1.4 – Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado em 6 capítulos, cujos conteúdos estão sucintamente descritos abaixo.

Este Capítulo apresenta a motivação e os objetivos do trabalho.

O Capítulo 2 focaliza o relacionamento de uma Empresa de Transmissão de Energia Elétrica com os demais Agentes do Setor, no mercado de energia elétrica.

O Capítulo 3 está centrado no Sistema ELETROSUL, enquanto uma empresa transmissora de energia elétrica, no cenário nacional. Para tanto, apresenta a estrutura, a área de abrangência e o relacionamento interno e externo à organização empresarial. Descrevem-se, sucintamente, suas políticas de manutenção e de estoques das unidades e materiais reservas. Conclui-se o capítulo com um breve histórico sobre a evolução do sistema de informação da manutenção na Empresa.

No Capítulo 4 apresenta-se o desenvolvimento teórico do estudo para alocação dos recursos de manutenção, para minimizar os períodos de indisponibilidades não programadas, das funções e instalações da rede básica de transmissão de energia. Essa fundamentação teórica está estruturada na necessidade de se agregar eficiência e eficácia às atividades de manutenção, contribuindo para o aumento da disponibilidade das instalações do sistema de transmissão

No Capítulo 5 sintetizam-se as principais configurações de subestações utilizadas na rede básica do sistema de transmissão da ELETROSUL e mostra-se uma análise das informações de um histórico de 10 anos de operação do sistema de transmissão. Esse capítulo é um balizador para o estudo de caso apresentado no capítulo seguinte. Pois ele dá uma idéia sobre o comportamento do sistema e da estrutura de operação e manutenção, no período analisado.

O Capítulo 6 apresenta um estudo de caso utilizando a metodologia proposta para alocação dos recursos de manutenção.

O Capítulo 7 apresenta a conclusão do trabalho com algumas recomendações para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

A Empresa de Transmissão no Setor Elétrico Nacional

2.1 - Introdução

Este capítulo trata do relacionamento de uma empresa transmissora de energia elétrica com empresas dos demais segmentos do setor. Cita os vários tipos de contrato que podem ser firmados com os demais agentes desse mercado de energia elétrica e relaciona a legislação básica, de maior importância, que rege o negócio da transmissão. Faz uma rápida explanação sobre a formação da receita de uma empresa de transmissão. Expõe algumas informações, as mais importantes, sobre o relacionamento com o ONS que é o agente planejador, supervisor e normativo, que desempenha um papel de coordenação entre os agentes do setor.

Finalizando, esse capítulo apresenta uma relação com os principais termos e expressões (um glossário), definidos pelo **ONS**, que estão diretamente relacionados ao negócio da transmissão de energia elétrica.

2.2 - Relacionamento da Transmissão com os Demais Agentes do Setor

No contexto do novo modelo do Setor Elétrico Nacional a Transmissão se relaciona com os demais agentes do setor conforme mostrado na Figura 2.1, extraída de uma apresentação do DOS – ELETROSUL, de 2001.

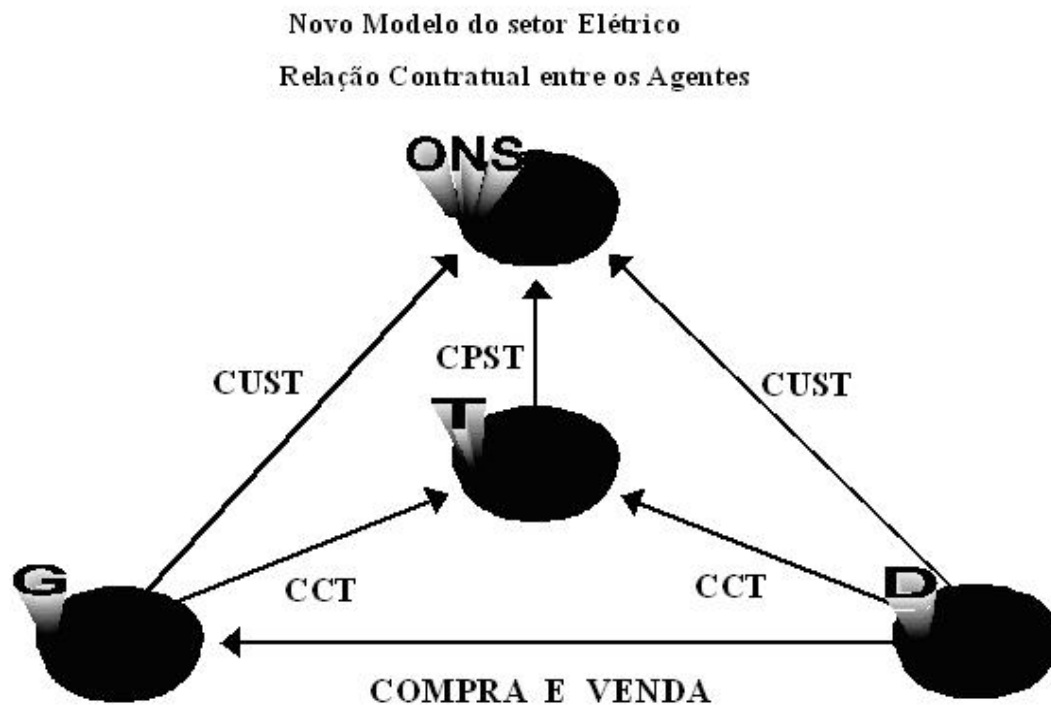


Figura 2.1 - A Transmissão no Contexto do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

Legenda:

- ONS – Operador Nacional do Sistema,
- T – Agente de Transmissão,
- G – Agente de Geração,
- D – Agente de Distribuição,
- CPST – Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão,
- CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão,
- CCT – Contrato de Conexão à Rede de Transmissão.

Nota: Pelo “Procedimentos de Rede do ONS” (2000/2002), os geradores e distribuidores podem firmar entre si contratos bilaterais para compra e venda de energia elétrica desde que não dependam do uso da rede básica de transmissão.

A Tabela 2.1 apresenta as leis, decretos e resoluções que constituem a base legal para o CPST, que determina a receita da rede básica de uma Empresa de Transmissão de energia elétrica, na sua quase totalidade.

Tabela 2. 1 - Relação das leis, decretos e resoluções que regem o CPST

Leis/Resoluções	Número e data	Referência Bibliográfica
Lei	9.074/95 – 07/jul/95	http://www.aneel.gov.br/ , em Biblioteca Virtual
Lei	9.648/98 – 27/mai/98	http://www.aneel.gov.br/ , em Biblioteca Virtual e, em http://www.ons.org.br/
Decreto	1.717/95 – 07/jul/95	http://www.aneel.gov.br/ , em Biblioteca Virtual
Decreto	2.655/98 – 02/jun/98	http://www.aneel.gov.br/ , em Biblioteca Virtual e, em http://www.ons.org.br/
Resolução da ANEEL	247/99 – 13/ago/99	http://www.aneel.gov.br/ , em Biblioteca Virtual e, em http://www.ons.org.br/

Nota: Toda a legislação básica para o setor de energia elétrica também está disponibilizada na Internet, no endereço “<http://www.canalenergia.com.br/>”.

2.3 – Formação da Receita das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica sobre a Rede Básica

O modelo adotado estabelece uma remuneração básica anual como pagamento pela prestação dos serviços de transmissão. Essa remuneração é reajustada anualmente por um índice definido pelo órgão regulador, a ANEEL.

A Cláusula 29 do Título VI do CPST (Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão) número 011/99, firmado entre o ONS e a ELETROSUL, descreve a forma de remuneração relativa à prestação dos serviços de transmissão, conforme segue:

*“A **TRANSMISSORA**, pela prestação de **SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO** de energia elétrica, terá direito de receber dos **USUÁRIOS**, em relação a cada mês do **CONTRATO**, através dos **CONTRATOS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO**, um duodécimo da **RECEITA ANUAL PERMITIDA REFERENTE À REDE BÁSICA**, conforme definida pela **ANEEL**”.*

O valor da receita anual permitida referente à rede básica do sistema de transmissão, é detalhado no Anexo 1 do mesmo contrato, onde constam os valores dos **Pagamentos Base (PB)** de todas as instalações da Rede Básica da ELETROSUL.

Na composição da remuneração da Empresa Transmissora consta uma **Parcela Variável (PV)** que representa uma redução da receita, proporcional à indisponibilidade dos ativos de transmissão. Assunto tratado por PASTORELLO Jr. (2001).

Essa **Parcela Variável** aparece descrita na Cláusula 30 do Título VI do CPST No. 011/99, conforme o texto abaixo:

*“A **TRANSMISSORA**, será descontada a cada mês do **CONTRATO**, de uma Parcela Variável refletindo a efetiva disponibilização de cada instalação ao longo do mês, calculada pela metodologia a ser regulamentada pela ANEEL, em conformidade com o Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica”.*

Essa **Parcela Variável (PV)** será determinada conforme o regulamento contido no Anexo A.

Como, até esse momento, ainda não foi oficializada a regulamentação específica da ANEEL sobre o cálculo da **Parcela Variável** para os contratos antigos, tem se utilizado a equação adotada pela mesma ANEEL em suas últimas licitações para instalações de transmissão, conforme apresentada a seguir:

$$PV = \frac{PB}{1440D} Kp \left(\sum_{i=1}^{NP} DDP_i \right) + \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NO} Ko_i DOD_i \right) \quad (2.1)$$

onde:

- PB = Pagamento base da instalação;
- PV = Parcela Variável da receita;
- DDP = Duração, em minutos, de cada Desligamento Programado que ocorra durante o mês;
- DOD = Duração, em minutos, de cada um dos Outros Desligamentos que ocorram durante o mês;
- Kp = Fator de Desligamentos Programados = Ko/15;
- Ko = Fator para OUTROS DESLIGAMENTOS de até 300 minutos após o primeiro minuto (o fator será reduzido para Ko/15, após o 301º minuto);
- NP = Número de DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS da instalação ao longo do mês;
- NO = Número de OUTROS DESLIGAMENTOS da instalação ao longo do mês;
- D = Número de dias do mês.

Então, a receita da Empresa Transmissora fica definida como segue:

$$\mathbf{Receita = PB - PV} \quad (2.2)$$

Desta forma, quanto menor a indisponibilidade dos ativos de transmissão, menor será a Parcela Variável para a dedução do Pagamento Base mensal, na formação da receita, incentivando a Empresa de Transmissão a maximizar a disponibilidade de seus ativos.

Segundo TONDELLO (2001), essa é a fórmula que o órgão regulador utiliza para incentivar a prestadora de serviços de transmissão para manter a qualidade dos seus serviços. Como visto acima, a indisponibilidade pode acontecer de 2 formas:

- A voluntária ou programada (geralmente, para manutenções preventivas), e
- A involuntária (forçada) ou não programada (por falhas).

Sabe-se que, de uma maneira geral, as empresas conseguem ter um bom controle sobre as indisponibilidades programadas (DDP_i) que, por sua própria natureza, são previsíveis e perfeitamente gerenciáveis. Além disso, podem ser empregadas algumas técnicas para minimizá-las, como por exemplo, utilizando métodos para intervenções em instalações energizadas, entre outras.

Porém, as indisponibilidades não programadas (DOD_i), são imprevisíveis e dependem fundamentalmente da concepção inicial do projeto e do meio ambiente onde os equipamentos estão inseridos. Por definição sabe-se que o coeficiente de penalidade para esse tipo de indisponibilidade é muito elevado ($K_o = 15K_p$) e, pela expressão (2.1), pode-se observar que a penalização prevista é diretamente proporcional ao período de duração da indisponibilidade. Sabe-se ainda que, quando não programada, a indisponibilidade tem sua duração majorada devido aos tempos de preparação e de deslocamento da equipe e da estrutura de manutenção para o atendimento à ocorrência. Conforme exposto no Capítulo 1, esse trabalho propõe uma metodologia para otimizar a localização da estrutura de manutenção para que o custo de penalização decorrente do deslocamento da equipe de atendimento à ocorrência seja minimizado.

2.4 – Relacionamento da Empresa de Transmissão com o ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico - **ONS** define e gerencia todos os procedimentos operativos para o sistema de transmissão. Esses procedimentos estão

normatizados e foram publicados e disponibilizados sob o título: “Procedimentos de Rede do ONS (2000/2002)”.

Também tem sob sua responsabilidade a aprovação do Plano Anual e dos Programas Mensais de Manutenção. Como medida de desempenho, controla alguns indicadores relacionados a frequência e duração das interrupções de energia, que são:

- (a) Disponibilidade;
- (b) Indisponibilidade para Manutenção Programada e Manutenção Forçada;
- (c) Taxa de Falhas e de Desligamento Forçado;
- (d) Tempo Médio de Reparo da Função;
- (e) Frequência da Interrupção do Serviço da Rede Básica;
- (f) Duração da Interrupção do Serviço da Rede Básica;

também especificados no CPST.

Segue abaixo a classificação das indisponibilidades feita pelo ONS em seus manuais de Procedimentos de Rede (2000/2002).

a) Indisponibilidades Programadas:

- P1 - Manutenção - Interrupções para permitir a execução dos serviços de manutenção previamente acordados.
- P2 - Novas conexões, modificações e melhorias - Interrupções para permitir a execução dos serviços de ampliação, modificações e melhorias, previamente acordados.

b) Outras Indisponibilidades:

- O1 – Emergências - Intervenções manuais para evitar risco de dano em equipamento e para vidas humanas, sem tempo hábil para comunicação ao Centro de Operação do ONS.
- O2 – Urgências - Intervenções manuais, solicitadas ao Centro de Operação do ONS fora dos prazos estabelecidos, para execução de serviços inadiáveis.

- O3 - Fenômenos naturais e ambientais - Interrupções provocadas por curtos-circuitos causados por descarga atmosférica, vento, temporal, calor, inundação, incêndio, queimada sob a linha, contaminação industrial, depósito salino, árvores, animais, pássaros.
- O4 – Acidentais - Ações remotas ou localmente executadas por operadores, equipes de manutenção ou outros fatores ocasionados por falha humana.
- O5 - Equipamentos de potência - Interrupções por desligamentos LTs ou equipamentos de potência por problemas intrínsecos aos mesmos, como defeitos, falhas, sobreaquecimento.
- O6 - Equipamentos de proteção e controle - Interrupções por desligamento de equipamentos causados por má atuação da proteção ou por defeitos em transformadores para instrumentos, reles, contactores, ou outros componentes dos sistemas de proteção e controle.
- O7 – Outros - Interrupções não classificadas nos tipos anteriores ou indeterminadas.

Para um melhor entendimento da terminologia técnica utilizada na literatura e também neste trabalho, é conveniente conceituar alguns termos e expressões, como os que estão contidos no Anexo B.

CAPÍTULO 3

A Empresa ELETROSUL

3.1 - Introdução

A Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. - ELETROSUL atua no mercado de transmissão de energia elétrica, no Sul do Brasil. Abrange quatro estados da Federação, os três da Região Sul, que são: Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, e o Mato Grosso do Sul, conforme mostrado nos mapas das Figuras 3.2 e 3.3.

Com um parque formado por 8.925 quilômetros de Linhas de Transmissão e 31 Subestações de Transmissão de energia elétrica, com classes de tensão que variam entre 69 kV e 525 kV, possui uma capacidade de transformação de energia elétrica instalada em suas Subestações de 13.638 MVA, foi responsável pela transmissão de aproximadamente 15% de toda a energia consumida no Brasil, no ano de 2001.

Estima-se para essa região, uma taxa de crescimento no consumo de energia elétrica da ordem de 5% ao ano, para os próximos 10 anos. Isso evidencia a necessidade de investimentos permanentes na expansão e modernização do sistema elétrico, para que sejam mantidos os níveis de qualidade e confiabilidade no atendimento ao mercado consumidor.

Em 2001 essa região de abrangência do parque de transmissão da ELETROSUL concentrava aproximadamente 16,3% da população brasileira, responsável por aproximadamente 18% do PIB nacional.

Nesse ano, para manter esse parque de transmissão, a ELETROSUL investiu em manutenção uma quantia equivalente a 2,24% do seu patrimônio. Quantia essa bem inferior aos 3,5% divulgados como média para as Empresas Brasileiras, por SANTOS, C. et al (2001).

Esses custos podem ser classificados como:

- Despesas com pessoal próprio = 68,34%;
- Despesas com materiais = 7,75%;
- Serviços de terceiros = 19,87%;
- Outras despesas = 4,04%.

Pode-se observar que, principalmente no que se refere a despesas com pessoal e materiais, esses números diferem muito do que foi divulgado pela ABRAMAN em 1997, para as empresas brasileiras. No geral a pesquisa mostra que: 35% desses custos se refere a pessoal, 35% a materiais, 20% a serviços de terceiros e 10% a outros tipos de despesas (LEIBEL, 2000).

Isso caracteriza que, diferentemente da média nacional das Empresas, a ELETROSUL investe muito mais em manutenções preventivas, preditivas e corretivas de reparo e investe pouco na renovação de componentes do sistema.

Se com a sistemática atual de manutenção é possível assegurar bons índices de confiabilidade e disponibilidade das instalações, pode-se afirmar que a ELETROSUL atualmente, na manutenção do seu parque de transmissão, já consegue economizar anualmente algo equivalente a 1,26% de seu patrimônio. Isso significa dizer que consegue economizar 36% em relação a média das Empresas Nacionais, mesmo sendo uma Empresa Estatal.

A ELETROSUL conseguiu esses resultados mantendo a estrutura organizacional apresentada no **Anexo C**.

Em sua Estrutura Organizacional, a ELETROSUL conta com o Departamento de Manutenção do Sistema – DMS, cujas atribuições principais são a operação e a manutenção executivas de todo o sistema de transmissão de energia elétrica, envolvendo suas subestações e linhas de transmissão.

Abaixo estão relacionados os demais departamentos da Empresa com suas principais atribuições:

1 - Departamento de Operação do Sistema – DOS

- Planejamento e operação do sistema de transmissão;
- Estatística da operação e desempenho das funções de transmissão;
- Elabora as instruções de operação para o sistema de transmissão;
- Administra os contratos de conexão e prestação de serviços de transmissão.

2 – Departamento de engenharia do Sistema – DES

- Implantação do programa de expansão do sistema de transmissão;
- Especificação e comissionamento de novos equipamentos e instalações;
- Engenharia de Manutenção;
- Projeto de Recapacitação, Repotenciação e Modernização de equipamentos e instalações;
- Elabora planos e instruções de manutenção;
- Estabelece os critérios para dimensionamento de estoques de materiais e peças reservas;
- Gerencia o banco de dados de equipamentos;
- Fornece suporte técnico ao DMS.

3 – Departamento de Negócios da Transmissão – DNT

- Prospecção de oportunidades comerciais em transmissão de energia elétrica;
- Negociação das bases para definição das cláusulas contratuais;
- Elaboração dos contratos de conexão e transporte de energia elétrica;
- Análise e estudos de mercado de energia elétrica.

4 – Departamento de Patrimônio Imobiliário e Meio Ambiente – DPM

- Cadastramento, avaliação, indenização, aquisição, alienação, concessão e locação de bens e/ou direitos de natureza imobiliária;
- Gerência do acervo do patrimônio imobiliário;
- Gerência da utilização e preservação do patrimônio imobiliário;

- Gerência e planejamento de atividades de gestão ambiental.

5 – Coordenação de Telecomunicações – CTLC

- Especifica, projeta e comissiona os equipamentos e sistemas de comunicação;
- Implanta e mantém os sistemas de comunicação em operação na Empresa.

6 – Departamento de Suprimentos e de Patrimônio – DSP

- Aquisição de materiais e equipamentos reservas para a operação do sistema de transmissão;
- Cadastramento de fornecedores;
- Gerência de contratos e processos licitatórios para serviços e aquisições necessários às atividades de operação e manutenção do sistema de transmissão.
- Gerência de seguros, serviços de transporte e serviços gerais;
- Gerência do acervo técnico da Empresa.

7 – Departamento de Recursos Humanos e de Informática – DRI

- Recrutamento e seleção de pessoal;
- Treinamento e desenvolvimento de pessoal;
- Segurança e medicina do trabalho;
- Gerência de plano de benefícios;
- Coordenação de relações trabalhistas e sindicais;
- Desenvolvimento e manutenção de sistemas de informação corporativas;
- Administração da infra-estrutura de informática e das bases de dados.

8 – Departamento de Contabilidade – DCO

- Gerência dos custos operacionais;
- Projeções patrimoniais e de resultados;
- Planejamento tributário;

9 – Departamento Econômico Financeiro – DEF

- Gerência dos recursos financeiros;

- Análise econômico-financeira das oportunidades de negócios;
- Relacionamento com o mercado financeiro;
- Promover o equilíbrio econômico-financeiro da Empresa.

3.2 – Relacionamento entre o Departamento de Manutenção do Sistema e as demais Áreas da Empresa

O Departamento de Manutenção do Sistema de Transmissão – DMS mantém forte elo de ligação com o Departamento de Operação do Sistema – DOS, que normatiza, coordena e supervisiona todas as ações de operação do Sistema. É ele que interage com o ONS – Operador Nacional do Sistema e com as demais Empresas do Setor Elétrico para viabilizar os desligamentos necessários ou a adequação do Sistema para as ações de manutenção.

Este Departamento de Manutenção, mantém também uma estreita ligação com o Departamento de Engenharia do Sistema – DES, onde está vinculada a Engenharia de Manutenção, responsável por toda a normatização, instruções, recomendações e análises técnicas, além de implantação de melhorias tais como recapacitação, repotenciação e modernização de equipamentos e sistemas.

Mantém também importantes elos de ligação com alguns dos Departamentos da Diretoria de Gestão Administrativa e Financeira – DG, principalmente os relacionados abaixo:

- Departamento de Recursos Humanos e de Informática – DRI, que viabiliza e coordena toda a parte de treinamento e se ocupa da parte de segurança e medicina do trabalho, além de ser o responsável por todo o sistema de informatização da Empresa.
- Departamento de Suprimentos e de Patrimônio – DSP, responsável por compras, contratos, seguros e o controle e a reposição dos estoques dos almoxarifados.

Toda esta estrutura está formada para prestar suporte técnico e administrativo às Divisões Regionais de Transmissão e seus respectivos Setores Executivos de Operação e Manutenção do Sistema, distribuídos nos quatro estados, no Sul do Brasil.

3.3 – Estrutura do Departamento de Manutenção do Sistema de Transmissão

O DMS é composto por quatro Divisões Regionais, localizadas uma em cada estado, e uma Divisão de Laboratórios e Oficinas, localizada no estado de Santa Catarina, próximo da Engenharia de Manutenção e da sede do seu respectivo Departamento.

Este departamento está organizado conforme o organograma da Figura 3.1.

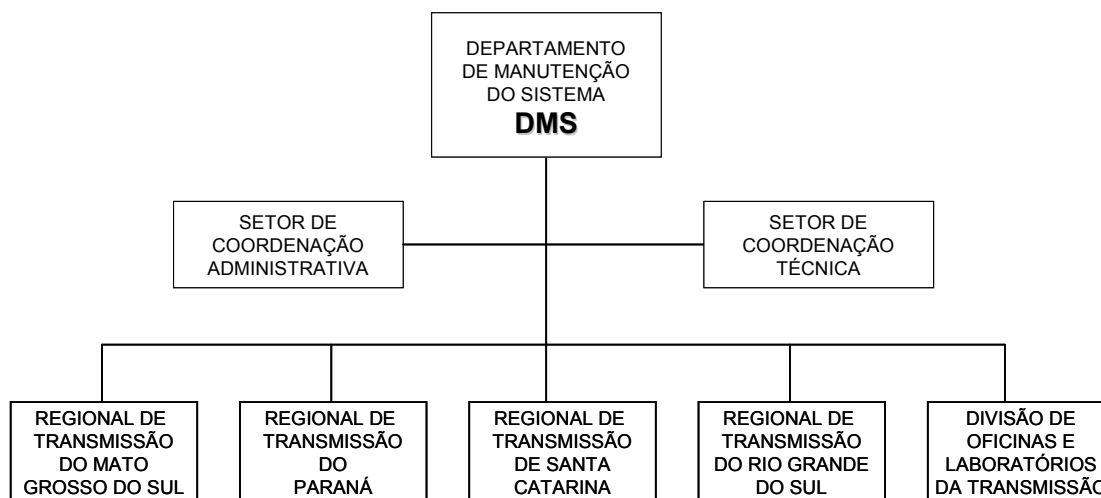


Figura 3.1 – Estrutura do Departamento de Manutenção do Sistema

Cada uma das Divisões Regionais possui Setores de Manutenção, estrategicamente distribuídos, na sua região de abrangência, conforme mostrado no mapa da Figura 3.2.

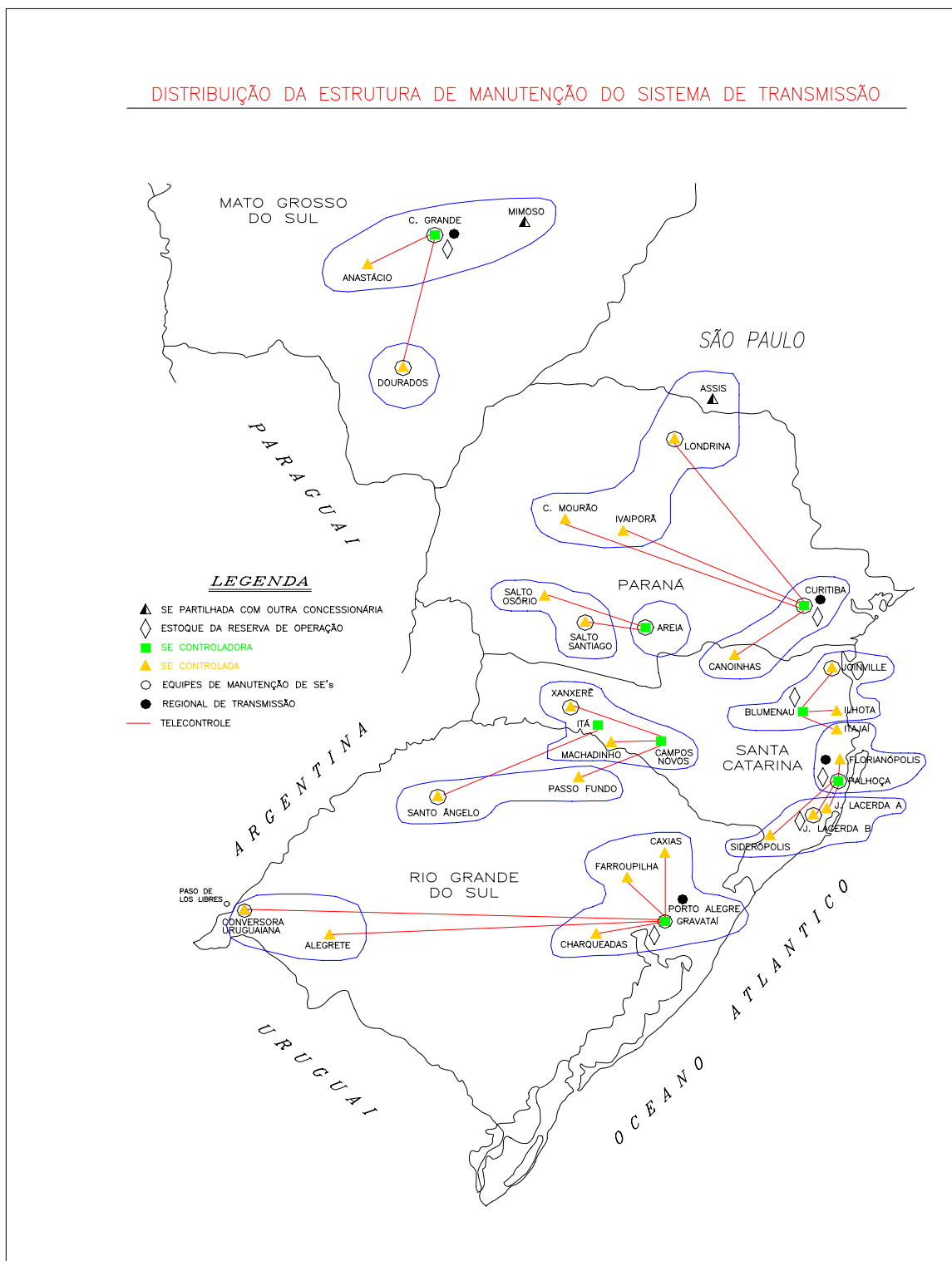


Figura 3. 2 – Distribuição da estrutura de Manutenção das Subestações

Cada um desses Setores executivos de Manutenção é responsável pela operação e manutenção de uma parte do Sistema de Transmissão, conforme mostrado na Figura 3.2, acima. Cada uma das áreas limitadas tem a operação e manutenção executiva sob a responsabilidade de um dos Setores descentralizados.

Além de seus respectivos Setores executivos, cada Regional possui seus Setores de suporte técnico e administrativo, mantendo em sua estrutura seus respectivos Almoxarifados Regionais, normalmente localizados nas proximidades de suas respectivas sedes, conforme pode ser observado no mapa da Figura 3.2.

A única exceção está na Regional de Transmissão de Santa Catarina – RTSC que, por falta de um almoxarifado com capacidade para toda a sua reserva, ocupa atualmente 3 áreas, em locais distintos, Blumenau, Capivari de Baixo e São José, na Grande Florianópolis. Essa situação é caracterizada como transitória, pois já existe projeto para um almoxarifado central, junto à sede da Regional.

O almoxarifado da Grande Florianópolis atende também a Divisão de Oficinas e Laboratórios do Sistema de Transmissão – DOLT, que atende as quatro Divisões Regionais.

Nos Almoxarifados Regionais estão armazenadas todas as reservas de operação para o Sistema de Transmissão.

Alguns Setores executivos de manutenção se encontram distantes de suas respectivas unidades Regionais, em até 600 Km. Algumas subestações se localizam a distâncias de até 200 Km de seus respectivos Setores, onde estão sediadas as equipes de manutenção, conforme mostrado no mapa da Figura 3.2.

Cada Divisão Regional de Transmissão possui estrutura completa e toda a infraestrutura necessária para executar as atividades de manutenção em sua área de responsabilidade.

A Divisão de Laboratórios e Oficinas – DOLT, é responsável por todo o tipo de análise de materiais: sólidos, líquidos e gasosos, metálicos ou não, isolantes ou não. Também realiza todo o tipo de reparo ou manutenção em equipamentos ou instrumentos, que não podem ser realizados no campo ou nas oficinas das respectivas sedes das unidades regionais. Além dos reparos propriamente ditos, executa todos os ensaios para garantir a qualidade do serviço realizado. Possui ainda um laboratório de padrões de medidas

elétricas, responsável pela confiabilidade das informações métricas de controle da transmissão.

3.4 – Caracterização das Divisões Regionais de Transmissão da ELETROSUL

3.4.1 – Regional de Transmissão do Rio Grande do Sul

A Regional de Transmissão do Rio Grande do Sul é responsável pela transmissão de aproximadamente 65% da energia elétrica consumida neste estado. Somente na Subestação Gravataí se concentra uma capacidade de transformação de energia elétrica instalada de 2.688 MVA.

Tem sob sua responsabilidade a única Estação Conversora de Frequência do Sistema ELETROSUL, que está localizada no município de Uruguai, neste Estado. Essa estação conversora é uma das que permitem o intercâmbio de energia elétrica entre o Brasil e a Argentina, no Mercosul.

Rio Grande do Sul – Capacidade Instalada - 4.358 MVA

Tabela 3. 1 – Capacidade Instalada no Rio Grande do Sul

Subestação	Tensão - kV	Potência - MVA
SE Gravataí	525/230	2.688
SE Charqueadas	230/69	88
SE Farroupilha	230/69	88
SE Passo Fundo	230/138	84
SE Alegrete	138/69 69/13,8	50 16
SE Santo Ângelo	525/230	672
SE Caxias	525/231	672

É responsável pela operação e manutenção executivas de sete subestações de transmissão e a conversora de frequência de Uruguai, totalizando 2.300 equipamentos em operação, além de 1.922,8 quilômetros de linhas de transmissão.

Possui em sua estrutura seis setores, sendo quatro executivos de manutenção, um de suporte técnico e outro de suporte administrativo.

Conta com um quadro de pessoal formado por 129 empregados.

Tem a sua disposição uma frota de veículos composta por:

- 6 veículos pesados (4 equipados com guindastes),
- 17 veículos utilitários, e
- 15 veículos leves.

3.4.2 – Regional de Transmissão de Santa Catarina

A Regional de Transmissão de Santa Catarina é responsável pela transmissão de aproximadamente 96% da energia elétrica consumida neste estado. Tem sob sua responsabilidade a maior concentração de subestações de transmissão de energia da ELETROSUL, onde conta com uma capacidade de transformação instalada de 5.047 MVA, que é superior à demanda total consumida no Estado.

Opera e mantém um parque de transmissão formado por 12 subestações, totalizando 3.909 equipamentos em operação e 1.581,1 quilômetros de linhas de transmissão de energia. Neste parque destaca-se a Subestação Blumenau responsável pelo suprimento de 76% da energia elétrica consumida na região.

Possui em sua estrutura seis setores, sendo quatro executivos de manutenção, um de suporte técnico e outro de suporte administrativo.

Conta com um quadro de pessoal formado por 180 empregados.

Tem a sua disposição uma frota de veículos composta por:

- 12 veículos pesados (6 equipados com guindastes),
- 24 veículos utilitários, e
- 19 veículos leves.

Santa Catarina – Capacidade Instalada - 5.271,8 MVA

Tabela 3. 2 – Capacidade Instalada em Santa Catarina

Subestação	Tensão - kV	Potência - MVA
SE Itá	525	
SE Blumenau	525/230 230/138	1.344 618
SE Campos Novos	525/230 230/138	336 450
SE Canoinhas	230/138	225
SE Ilhota	138/69	100
SE Joinville	138/69 230/69 230/138	116 100 400
SE Florianópolis	138/69	75
SE Palhoça	230/138	234
SE Xanxerê	230/138 230/69	327 33
SE Siderópolis	230/69	297
SE Jorge Lacerda A	138/69 230/69 230/138	75 83 158,8
SE Jorge Lacerda B	230	
SE Itajaí	230/138	300

3.4.3 – Regional de Transmissão do Paraná

A Regional de Transmissão do Paraná possui a maior concentração do sistema de transmissão em 525 kV da ELETROSUL, integrando o parque gerador de hidroeletricidade da bacia do Rio Iguaçu aos mercados consumidores das Regiões Sul e também Sudeste, com um intercâmbio de energia que permite melhor aproveitamento dos recursos hídricos nas duas regiões.

Conta com uma capacidade de transformação instalada de 3.618 MVA, distribuída em cinco subestações, com mais de 70% concentradas nas subestações de Curitiba e Londrina, que possuem capacidades iguais.

É responsável pela operação e manutenção executivas de oito subestações de transmissão e a interligação com o sistema de Transmissão da CESP, em 440 kV, na SE Assis, no Estado de São Paulo, totalizando 2.157 equipamentos em operação, além de 3.481,5 quilômetros de linhas de transmissão.

Paraná – Capacidade Instalada - 3.393,3 MVA

Tabela 3.3 – Capacidade Instalada no Paraná

Subestação	Tensão - kV	Potência - MVA
SE Curitiba	525/230	1.344
SE Londrina	525/230	1.344
SE Areia	525/230	672
SE Ivaiporã	525	-
SE Salto Santiago	525	-
SE Salto Osório	230/69	33,3
SE Campo Mourão	230	-

Possui em sua estrutura seis setores, sendo quatro executivos de manutenção, um de suporte técnico e outro de suporte administrativo.

Conta com um quadro de pessoal formado por 182 empregados.

Tem a sua disposição uma frota de veículos composta por:

- 13 veículos pesados (5 equipados com guindastes),
- 34 veículos utilitários, e
- 20 veículos leves.

3.4.4 – Regional de Transmissão do Mato Grosso do Sul

A Regional de Transmissão do Mato Grosso do Sul tem sob sua responsabilidade duas importantes interligações do mercado consumidor deste Estado a dois importantes parques geradores, um na Região Sul, outro na Região Sudeste. São interligações radiais que devem operar com bons índices de confiabilidade e disponibilidade.

Parte de seu parque de transmissão está localizada em região pantaneira, que na época das cheias apresentam dificuldades adicionais para as atividades de manutenção das linhas de transmissão.

É responsável pela operação e manutenção executivas de quatro subestações de transmissão, totalizando 531 equipamentos em operação, e 1.959,1 quilômetros de linhas de transmissão.

Mato Grosso do Sul – Capacidade Instalada - 225MVA

Tabela 3. 4 - Capacidade Instalada no Mato Grosso do Sul

Subestação	Tensão - kV	Potência - MVA
SE Dourados	230/138	150
SE Anastácio	230/138	75
SE Campo Grande	138	-
SE Mimoso	138	-

Possui em sua estrutura quatro setores, sendo dois executivos de manutenção, um de suporte técnico e outro de suporte administrativo.

Conta com um quadro de pessoal formado por 75 empregados.

Tem a sua disposição uma frota de veículos composta por:

- 3 veículos pesados (2 equipados com guindastes),
- 12 veículos utilitários, e
- 10 veículos leves.

3.5 – Outras Características do Sistema de Transmissão da ELETROSUL

A ELETROSUL opera e mantém um parque de transmissão de energia elétrica bastante diversificado, em vários níveis de tensão, conforme pode ser observado no mapa da Figura 3.3, com muita diversidade de equipamentos com idades de até 40 anos, apesar de ser uma Empresa com pouco mais de 30 anos de idade.

Quando foi criada, a ELETROSUL assumiu alguns sub-sistemas já em operação, basicamente nas tensões de 69 kV e 138 kV, que entraram em operação na década de 1960, alguns bem no início.

Posteriormente, já no início da década de 1970, o sistema iniciou sua expansão já na tensão de 230 kV. Nessa década houve um forte movimento de expansão, quando foram implementadas as primeiras interligações de maior confiabilidade para intercâmbio de energia entre os 3 estados da Região Sul do Brasil. Nessa época entraram em operação as primeiras usinas hidráulicas de grande porte na região. Teve início a implantação do parque gerador da bacia do Rio Iguaçu, no estado do Paraná.

Posteriormente, no início da década de 1980 entraram em operação as primeiras grandes instalações em 525 kV, interligando o parque gerador da bacia do Iguaçu aos grandes centros consumidores, nas regiões de Curitiba, no Paraná, e na Grande Porto Alegre, no Rio Grande do Sul.

Dessa época em diante, o sistema de transmissão da ELETROSUL se fortaleceu bastante com a expansão da malha em 525 kV.

Já, na década de 1990, o movimento de expansão do sistema ficou bastante retraído por falta de recursos para investimentos. Iniciou-se então, um movimento para modernização, recapacitação e repotenciação do sistema de transmissão de energia elétrica. Nessa época foram recapacitados ou repotenciados alguns transformadores e algumas linhas de transmissão mais importantes para o sistema. Foram também instalados bancos de capacitores próximos a grandes centros consumidores.

Acentuou-se a preocupação com a otimização das manutenções preventivas, com a implantação de algumas técnicas preditivas. Surgiram novas técnicas e equipamentos para manutenções em instalações energizadas de alta e extra-alta tensão (MACIEL, 1998).

No sentido de otimizar os processos e ações de manutenção, já no início da década de 1990, a ELETROSUL reestruturou toda a sua área executiva de operação e manutenção

do seu sistema de transmissão, distribuindo o pessoal em Setores descentralizados, sediados em pontos estratégicos do Sistema. Essa reestruturação se completou em 1992, quando a estrutura assumiu o modelo ilustrado no mapa da Figura 3.2, mantido até os dias de hoje.

Essa estrutura atualmente opera e mantém todo o sistema ilustrado no mapa da Figura 3.3 a seguir.

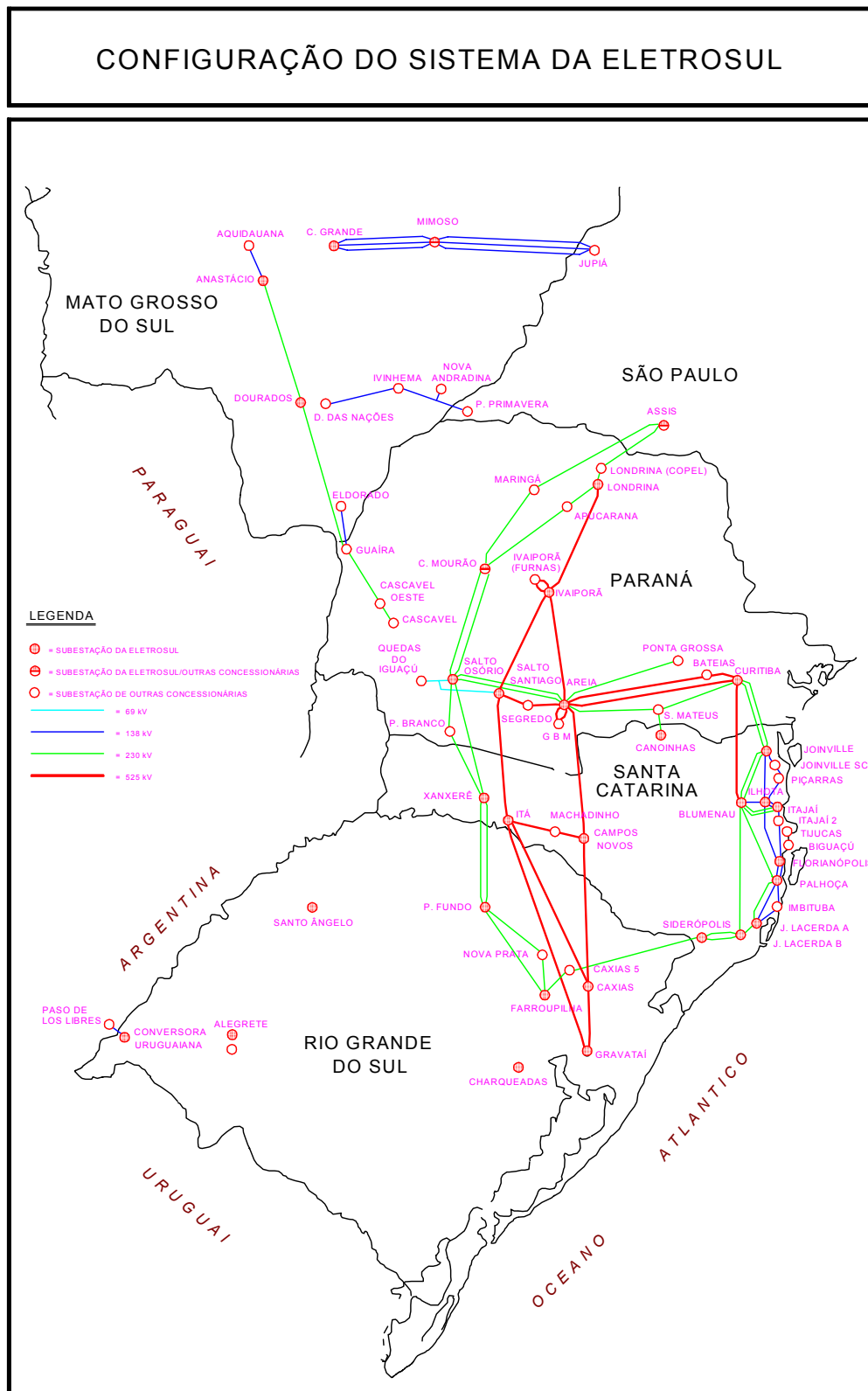


Figura 3.3 – Sistema de Transmissão da ELETROSUL (em 2002)

3.6 - Política de Manutenção do Sistema de Transmissão da ELETROSUL

A ELETROSUL sempre manteve a sistemática de manutenções preventivas periódicas para seus equipamentos e instalações. Em princípio, as periodicidades eram as recomendadas pelos fabricantes e/ou fornecedores. Posteriormente, um período de crise e escassez orçamentária forçou a revisão da sistemática utilizada. A mudança, sem graves conseqüências, só foi possível graças aos registros da experiência própria e informações de empresas congêneres, que forneceram os subsídios necessários para avaliações e readequações da sistemática utilizada.

Atualmente, ainda, a experiência própria e de outras empresas do setor, e o conhecimento de metodologias novas fornecem subsídios para revisões periódicas nas metodologias adotadas na Empresa.

No início da década de 1980 introduziu-se a sistemática de manutenção preditiva sobre alguns equipamentos, e os resultados foram positivos. Hoje essa modalidade de manutenção já se estendeu a outros tipos de equipamentos com resultados animadores. Além disso, estão em estudos novas técnicas para avaliações preditivas de outras famílias de equipamentos e de sistemas operacionais.

As manutenções preditivas fornecem subsídios para a reavaliação da periodicidade para as manutenções preventivas e indicam necessidades ou possibilidades de mudanças nas sistemáticas de manutenções aplicadas.

As tecnologias atualmente utilizadas e já consagradas, para avaliações preditivas de equipamentos e sistemas de alta e extra-alta tensão são:

- técnicas para avaliação de sistemas isolantes líquidos, e alguns componentes sólidos;
- supervisão da densidade de sistemas isolantes gasosos;
- técnicas termográficas para avaliação de conexões elétricas, contatos de chaves seccionadoras, e temperatura de operação de alguns componentes e equipamentos estáticos.

No final da década de 1990, com a desregulamentação do setor elétrico, e o conseqüente advento das penalidades por indisponibilidade da rede de transmissão, passou-se a utilizar com maior freqüência técnicas de manutenção em instalações energizadas, para equipamentos e sistemas internos às subestações (MACIEL, 1998). Anteriormente

essas técnicas eram utilizadas quase que exclusivamente para manutenções de linhas de transmissão. Por isso, algumas técnicas tiveram que ser adaptadas e/ou aprimoradas para garantir segurança no novo ambiente de trabalho (a subestação). Ainda hoje, algumas técnicas encontram-se em experiência e/ou em desenvolvimento.

Conforme o exposto acima, as técnicas desenvolvidas e aplicadas até o presente, visam prevenir falhas ou minimizar as indisponibilidades para as atividades de manutenção preventiva. Essas medidas nada influenciam nas atividades de manutenção corretiva, onde o tempo de atendimento é muito importante; e, como visto no Capítulo 1, equipamentos que provocam indisponibilidade de funções, as vezes de grande importância para o sistema, não possuem reserva no local. Em alguns casos, a unidade reserva necessita de até 10 horas de deslocamento para chegar ao local da ocorrência da falha. Quanto às equipes de manutenção distribuídas pelo sistema (Figura 3.2), em determinadas situações gastam até três horas com deslocamento, para chegar ao local.

Cabe lembrar que as penalizações por indisponibilidade do sistema de transmissão ainda não estão sendo aplicadas.

3.7 – Política de Reserva de Materiais para Operação do Sistema de Transmissão

3.7.1 – Sistemática Atual

Atualmente toda a reserva de materiais para operação encontra-se armazenada em almoxarifados regionais, conforme o exposto na seção 3.3 acima. O dimensionamento da reserva de operação considera os seguintes aspectos:

- tamanho da família ou conjunto de equipamentos de um mesmo tipo;
- diversidade de famílias ou tipos de equipamentos de mesma função. Considera-se a possibilidade de intercambiabilidade entre equipamentos de famílias ou conjuntos distintos;
- idade das famílias ou conjuntos de equipamentos em operação, pois como vimos anteriormente, esses equipamentos possuem uma expectativa de vida definida;
- distribuição física dos equipamentos de uma mesma família no sistema, pois cada Divisão Regional de Manutenção deverá ter sua própria reserva;

- manifestação de problemas crônicos em uma determinada família de equipamentos. Para esses casos a reserva precisa ser majorada;
- facilidade de aquisição no mercado. Quanto maior a facilidade de aquisição, menores os níveis de reserva a serem mantidos nos estoques;
- vantagens de se manter estoques mínimos. Pois a manutenção dos estoques também representa um incremento de custo na operacionalização do sistema;
- avaliação de desempenho dos equipamentos das várias famílias.

Nota: Com a escassez de recursos para ampliações do sistema, verificada na década de 1990, parte das unidades reservas foram utilizadas para repotenciação ou para pequenas ampliações consideradas indispensáveis na época.

3.7.2 – Nova Proposta para Dimensionamento e Alocação da Reserva de Operação

Devido ao novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro e as novas regras para o setor, uma equipe de pessoas da Divisão de Engenharia de Manutenção do Sistema de Transmissão da ELETROSUL (DEMS), preocupada com a situação da escassa reserva de operação, estudou e definiu uma nova proposta de metodologia para o dimensionamento e localização das unidades reservas de operação. Esta nova proposta considera os seguintes critérios:

- o envelhecimento das famílias em operação, pois muitos dos equipamentos já se encontram no limiar da vida útil, e a grande maioria encontra-se a menos de 10 anos do seu fim;
- as multas previstas por indisponibilidades das funções do sistema de transmissão;
- o tempo dispendido com deslocamento da unidade reserva até o local da instalação, quando ocorre a falha de uma das unidades em operação;
- a disponibilidade de recursos orçamentários que é limitado. Isso pode reduzir o tamanho das famílias aumentando a diversidade de equipamentos;

- a avaliação da performance e desempenho dos equipamentos através de inspeções utilizando técnicas preditivas.

Para a alocação das unidades reservas, a nova proposta para dimensionamento da reserva de operação estabelece um critério que considera a remuneração das funções, e recomenda que os equipamentos reservas para as funções mais importantes, de maior remuneração, sejam armazenados no local da instalação.

Esta sistemática irá beneficiar também as instalações com funções menos importantes, pois poderão contar também com a reserva disponível nas instalações mais próximas. Com isso, toda a indisponibilidade não programada ficará reduzida, pois o Tempo Médio Para Reparo (MTTR) será reduzido consideravelmente, quando houver a necessidade de troca de equipamento.

Uma outra vantagem relevante para a sistemática de reserva no local é a facilidade de monitoramento das suas condições operativas, através de inspeções e manutenções preventivas periódicas.

Para justificar esta proposta de distribuição das unidades reserva, podemos afirmar que se mantida a sistemática atual de estoques, a indisponibilidade de uma função de maior importância por um período de 10 horas, corresponderá a uma multa de aproximadamente o dobro do custo de um conjunto reserva especificado, conforme consta em ELETROSUL (2001).

E ainda, se considerarmos que normalmente um mês tem 720 horas, basta que aconteçam 4,8 horas de indisponibilidade não programada de uma função, para que toda a sua receita daquele mês fique comprometida. Pois neste caso, o índice para o cálculo da penalidade é de 150 vezes, e $150 \times 4,8 \text{ horas} = 720 \text{ horas}$.

Deve-se considerar ainda que, se em duração (tempo) a indisponibilidade não programada ou forçada corresponde a algo em torno de 5% de toda a indisponibilidade do Sistema de Transmissão, em custo correspondente às penalizações essa relação se mostra muito mais expressiva, atingindo cifras da ordem de um terço do total das penalizações por indisponibilidade.

3.7.3 – Equipamentos de subestação que Indisponibilizam Funções de Transmissão

Conforme pode ser observado no Apêndice B, nos diagramas esquemáticos das Figuras B.1, B.2, B.3 e B.4, os equipamentos de subestações que indisponibilizam de forma permanente as funções da Rede Básica do Sistema de Transmissão de energia elétrica da ELETROSUL são:

- No sistema de 230 kV, são os Pára-raios (PR) e os Transformadores para Instrumentos, de Corrente (TC) e de Potencial (tensão) (TPC ou DCP ou simplesmente TP) e os sistemas de controle e proteção.
- No sistema de 500 kV, que utiliza o tipo de configuração Disjuntor e Meio (DJ e 1/2), que pode ser observado no Apêndice B, na Figura B.4, somente o pára-raios (PR), o transformador de potencial para instrumentos (TPC ou DCP) e os sistemas de controle e proteção indisponibilizam as funções de transmissão, considerando-se falhas simples.

3.8 – Política de Recursos Humanos de Manutenção

Até o início da década de 1990 a ELETROSUL manteve um sistema de equipes centralizadas, sediadas em suas respectivas sedes regionais. Nessa época a Empresa passou por uma grande reestruturação que, entre as várias mudanças, pulverizou as equipes de manutenção, criando então Setores Regionais estrategicamente localizados em sua área de abrangência.

As áreas de responsabilidade e as respectivas sedes de cada um desses Setores foram definidas utilizando critérios diversos, tais como: divisões geo-políticas, proximidade de centros econômicos importantes, utilização de instalações físicas existentes e outros, que pouco consideravam a importância do sistema sob a responsabilidade dos respectivos Setores.

3.8.1 – Nova Proposta para Alocação dos Recursos Humanos

A recente reestruturação do Setor Elétrico, com a instituição de penalidades por indisponibilidade das funções do Sistema de Transmissão, motivou um grupo de pessoas da Divisão de Engenharia de Manutenção (DEMS), a elaborar um trabalho para definir um

critério único, técnica e economicamente justificável, para a localização das equipes executivas de manutenção de subestações do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica. Para isso se definiu o que se passou a chamar de **Distância Econômica (DE)**, conforme consta em ELETROSUL (2001).

Dentre as várias justificativas para implantação dessa nova sistemática para a localização das equipes de manutenção de subestações, que é parte da logística de distribuição de recursos humanos e tecnológicos, podemos destacar a minimização dos períodos de deslocamentos das equipes, que interferem diretamente nos períodos das indisponibilidades quando **não programadas** ou **forçadas**.

Para a implementação dessa nova metodologia intitulada “**Distância Econômica**”, foram necessárias algumas considerações, tais como:

- Probabilidades de falha iguais para todos os módulos e equipamentos similares. Conseqüentemente, a probabilidade de ocorrência de falha em uma determinada subestação dependerá apenas da quantidade de módulos e/ou equipamentos similares que ela possui.
- Utiliza-se no cálculo a remuneração média dos ativos ou funções que compõem cada subestação do sistema de transmissão. Portanto, a receita de uma linha de transmissão aparece no cálculo da remuneração média das funções das duas subestações interligadas.
- O local de partida da equipe de manutenção para atendimento a toda e qualquer ocorrência, será sempre a sua respectiva sede.
- Devido às dificuldades de tráfego rodoviário, com características diversas, diferentes de região para região, consideraram-se nos cálculos os tempos médios de deslocamento, ao invés das distâncias a serem percorridas.
- Esse cálculo prevê ainda um tempo adicional de meia hora para a preparação da equipe que fará o atendimento da ocorrência.

Com as considerações acima se chegou a seguinte expressão:

$$DE = \frac{NA(TA+1/2).HIA + NB(TB+1/2).HIB + NC(TC+1/2).HIC}{NA + NB + NC} \quad (3.1)$$

Onde:

- NA, NB e NC correspondem aos números de módulos de cada Subestação A, B ou C, respectivamente.
- TA, TB e TC correspondem aos tempos médios de deslocamento entre a localização proposta para a sede da estrutura de manutenção (W) e as respectivas subestações (A, B e C).
- HIA, HIB e HIC correspondem ao custo médio da hora de indisponibilidade não programada das funções que compõem as respectivas Subestações (SEs A, B e C), nas primeiras 5 horas.

Nota: Esta metodologia ainda é apenas uma proposta para uma futura reestruturação, na ELETROSUL.

3.9 – Recursos de Informação e Sistemas de Comunicação na ELETROSUL

A ELETROSUL dispõe em seu parque de transmissão, de quatro sistemas distintos para comunicação e transmissão de dados, que são: sistemas particulares em frequências de micro ondas e VHF, sistema com fibra óptica e o sistema de telefonia comercial.

O sistema de micro ondas é atualmente o mais utilizado na Empresa nas atividades de operação e manutenção de subestações. O sistema de rádio em VHF é o mais utilizado nas atividades de manutenção das linhas de transmissão.

3.9.1 – Evolução do Sistema de Informação da Manutenção

Até 1982 o controle das atividades de manutenção era feito manualmente, com o auxílio de painéis matriciais com escaninhos para os cartões de controle. Esses quadros de controle eram divididos em linhas e colunas. Nas linhas figuravam as subestações e nas colunas os números das semanas do ano. Com esse recurso podia-se fazer programações semanais, mensais e anuais. Para cada manutenção preventiva periódica utilizava-se um cartão de cor padrão, e para as manutenções recomendadas (aperiódicas) usavam-se cartões de cores distintas, com significados próprios. Os registros de histórico de manutenção ficavam em arquivos de papel que comumente eram consultados para a programação da manutenção preventiva futura.

Somente a partir de 1982 iniciou-se a implantação dos primeiros bancos de dados de manutenção informatizados na Empresa. Esses bancos continham o cadastro de todos os equipamentos e permitiam a inclusão de algumas informações do histórico de manutenção, principalmente os resultados dos ensaios realizados nas manutenções. Eles ainda permitiam um certo controle e planejamento das ações de manutenção. Eram bancos de dados de difícil acesso e manuseio. As atualizações de dados de cadastro e as inclusões de dados de histórico de manutenções eram previamente rascunhadas em formulários próprios que eram encaminhados a um outro departamento, onde os especialistas em informática tratavam da inclusão e atualização dos dados. Após essa etapa, era impresso um relatório com as novas informações, que era encaminhado ao setor executante da manutenção, para análise e comentários ou aprovação.

O uso desses bancos de dados informatizados encontrou muita resistência nas áreas executivas, pois além de introduzir serviços adicionais, as suas informações não eram plenamente confiáveis. Isso era motivo de desmotivação para o pessoal de execução, que perdia o interesse pela atualização dos dados. Devido à falta de confiabilidade nos bancos de dados informatizados, os controles manuais antigos, ainda eram mantidos e permaneciam com a preferência das áreas executivas. Pois muitas das áreas executivas, descentralizadas, sequer dispunham de terminais de computador para as suas consultas. Periodicamente, ou sob encomenda, o pessoal de informática emitia extensas listagens de dados e relatórios que não supriam as necessidades dos usuários, por isso dificilmente eram consultados.

Com o advento dos microcomputadores, começaram a surgir controles paralelos e bancos de dados específicos, nas áreas executivas de manutenção. Momentaneamente, essas máquinas revolucionárias trouxeram alguns benefícios para as atividades de controle e planejamento da manutenção, tais como:

- facilidade na inclusão e atualização de dados,
- facilidade na obtenção de relatórios específicos,
- rapidez nas consultas, entre outros de menor importância.

Com o passar do tempo começaram a aparecer os problemas, principalmente relacionados às necessidades da Empresa. Entre eles podemos relacionar:

- falta de padrões para a identificação e cadastramento de equipamentos;
- redundância de tabelas e controles com informações divergentes, dificultando consultas;
- uso de diferentes programas para finalidades idênticas;
- outros, considerados de menor importância.

Na expectativa de superar os problemas e as dificuldades que se apresentavam, cada vez em maior número, a área de informática da Empresa coordenou uma força-tarefa e realizou várias reuniões com a participação dos usuários, para que fosse definida uma Base de Dados de manutenção para todo o Sistema ELETROSUL. Em 1988 esse projeto foi oficialmente apresentado à Diretoria da Empresa. Suas principais vantagens eram:

- A facilidade de integração com outras bases de dados já existentes, tais como: controle de estoques de materiais, cadastro de fabricantes e fornecedores, controle de processos de compras e outros relacionados a contabilidade e outras áreas.
- Permitir consultas “on line”.
- Uniformizar as sistemáticas de identificação e cadastramento de equipamentos.
- Evitar a necessidade de manutenção de arquivos redundantes.
- Automatizar controles como programa de manutenções periódicas, controle de estoques de materiais, controle de custos de manutenção, e ainda, automatizar a emissão de Pedidos de Serviços (PSs) e a emissão de alguns relatórios.
- Facilidade de implantação de outros sistemas que poderão utilizar a mesma Base de Dados.

A partir de então iniciaram-se as atividades de desenvolvimento do novo Banco de Dados de Equipamentos da ELETROSUL, denominado BDE. Ele permite fácil acesso aos usuários e manutenção “on line”, pelos responsáveis pelas informações. A implantação e a operacionalização desse novo banco de dados foi facilmente aceita e assimilada pelos usuários que puderam acompanhar, conhecer e opinar durante todas as etapas de

desenvolvimento do projeto. Esse projeto tem sido implantado por etapas, no período de 1994 até meados de 1998.

Atualmente encontra-se em caráter experimental o acesso a esse Banco de Dados através da rede mundial, “via Internet”.

CAPÍTULO 4

Desenvolvimento Teórico

4.1 – A Função Manutenção

LEIBEL (2000) define Manutenção como o “conjunto de ações que permite manter ou restabelecer um bem assegurando determinadas condições de serviço ou o seu estado de funcionamento”.

Já na norma ABNT - NBR 5462/1994 encontra-se uma definição mais abrangente, com o seguinte enunciado: “Manutenção é a combinação de todas as ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida”.

Segundo MONCHY (1989), manter é escolher os meios de prevenir, de corrigir ou de renovar segundo a utilização do material e do que é economicamente crítico, a fim de otimizar o custo global de propriedade – manter é dominar.

Para SERMARINI (2001), a manutenção tem como função principal evitar ou minimizar as restrições operativas dos equipamentos e instalações, aumentando sua disponibilidade e confiabilidade.

BLANCHARD et al. (1995) define que, enquanto a manutenção é realizada em um sistema ou equipamento para eliminar uma falha, ou como uma prevenção à falha, a manutenibilidade se caracteriza por atributos aplicados ao projeto para agregar facilidade, precisão, redução de número e de tempo de intervenções e do custo nas ações de manutenção. A manutenibilidade tem como objetivo a melhoria contínua na manutenção e pode ser medida em termos de combinação de tempos, horas de trabalho e outros índices; em termos de custo e frequência de manutenção e de fatores relevantes de suporte logístico. Essas medidas facilitam a avaliação quantitativa do sistema de manutenção.

4.1.1 – Breve Histórico da Manutenção

Segundo TAVARES (1999), a necessidade de ações de manutenção na indústria foi sentida no final do século XIX, com a mecanização. Era atribuição do operador executar os reparos necessários em sua máquina. Mas a partir de 1914, com o advento da Primeira Guerra Mundial, as indústrias sentiram a necessidade de garantir programas mínimos de produtividade. Em consequência, surgiu a necessidade de equipes treinadas para que os reparos pudessem ser realizados no menor tempo possível. Nessa época começaram a surgir as primeiras equipes especializadas em manutenção.

Já na década de 1930, e no transcorrer da Segunda Guerra Mundial, a alta administração da indústria passou a se preocupar com o desempenho de suas máquinas, para conseguir regularidade na produção. Então passou-se a se preocupar em prevenir as falhas, desenvolvendo alguns processos de prevenção.

Por volta de 1950, para atender as necessidades do pós-guerra, a indústria eletrônica e da aviação comercial evoluíram muito, dificultando o diagnóstico das falhas, principalmente nos sistemas elétricos e eletrônicos. Então, surgiu a necessidade de se formar equipes altamente especializadas, para que se pudesse minimizar os tempos de diagnóstico de falhas. Daí o advento da Engenharia de Manutenção, que passou a programar e controlar as atividades de manutenção.

A partir de 1966, com a difusão do uso de computadores, agregou-se a Engenharia de Manutenção critérios de previsão de falhas, visando a otimização das ações das equipes executivas. Nessa época surgiram os programas de “Manutenção Preditiva” e iniciaram-se os processos de automação para planejamento e controle da manutenção.

A partir de 1980, com o surgimento dos microcomputadores, com linguagens mais simples, as atividades de planejamento e controle da manutenção se tornaram muito mais fáceis e ganharam agilidade, permitindo rápida evolução dos processos. Os estágios evolutivos têm se caracterizado pelo foco na redução de custos e na garantia da qualidade dos produtos e serviços. Qualidade esta que, para a energia elétrica, está intrinsecamente ligada a disponibilidade e a confiabilidade do seu sistema de transmissão.

Segundo DIAS (2002), as exigências do mercado têm incentivado as empresas a reverem suas prioridades relativas à manutenção. Essa mudança de atitude é impulsionada pela necessidade de redução de custos, aumento de confiabilidade e de disponibilidade de seus ativos.

É uma oportunidade para pensar, desenvolver e implementar processos e metodologias que proporcionem conhecimento e estabilidade para os negócios. A estabilidade é possível com o controle das informações e dos processos de análise.

A política de manutenção passou a ter papel de destaque e ser considerada como vantagem competitiva para as empresas.

4.1.2 – Eficiência X Eficácia na Manutenção

Anteriormente, considerava-se muito a eficiência das equipes de manutenção do sistema de transmissão de energia, que consistia na realização de uma intervenção ou reparo no menor tempo possível. Hoje isso já não é suficiente, a equipe tem que ser eficaz para evitar a necessidade da intervenção, maximizando a disponibilidade das instalações. Programas computacionais, como o apresentado por GOMES (2001), têm sido desenvolvidos para auxiliar no controle da qualidade e na eficiência da manutenção.

Para uma empresa de transmissão de energia elétrica, atualmente, é indispensável a eficácia das suas equipes de manutenção, pois a sua única fonte de receita é a disponibilidade de suas instalações. E, segundo PASTORELLO Jr. (2001), essa receita será maximizada quando se minimizar os custos de penalização por indisponibilidade das instalações, sem perda de qualidade na manutenção, considerando sempre os aspectos de segurança.

Hoje, um bom gerenciamento das atividades de manutenção no sistema de transmissão, consiste em manter uma equipe atuante e alerta para evitar que ocorram indisponibilidades não programadas.

A missão das equipes de manutenção nos dias atuais é garantir máxima disponibilidade com confiabilidade e segurança, a um custo adequado.

Para LEIBEL (2000), estes devem ser alguns dos principais objetivos de uma gerência de manutenção, para os dias de hoje:

- Maximizar a disponibilidade das instalações e equipamentos com alta qualidade e menor custo, sem ferir as normas de segurança e sem causar danos ao meio ambiente.
- Otimizar níveis de estoque de materiais e peças sobressalentes.
- Contar com uma logística adequada para o gerenciamento de recursos humanos e materiais.
- Manter sempre atualizado o histórico de manutenção dos equipamentos e instalações.
- Conhecer bem a matriz de custos da manutenção e dos custos gerais da Empresa, principalmente os relacionados à indisponibilidade das funções.

Relativamente à otimização dos estoques, MENEZES et al. (2001) sugerem uma análise sobre três diferentes maneiras para estocagem de sobressalentes: estoque centralizado, distribuído e misto (distribuído/centralizado).

Já FERREIRA, et al. (2001) apresentam metodologias para o dimensionamento de estoques de sobressalentes baseado no risco de quebra de estoque, no uso de conhecimento a priori e através do uso de uma função baseada em teoria de utilidade multiatributo, que inclui teoria de decisão.

NAKAGAWA & KUWADA (1983) e MUSSI Jr. (1998) apresentam metodologias distintas para a “substituição econômica de equipamentos em operação”, pela manutenção. Os primeiros utilizam uma teoria de confiabilidade para “minimizar os reparos”; e o segundo, também baseado em teoria da confiabilidade, apresenta como objetivo “minimizar os riscos de falha”, aumentando a confiabilidade das instalações.

Enquanto que HAMAOKA & SILVA (2000) e CHAN & SHAW (1993) sugerem metodologias distintas para estimar o ciclo dos equipamentos reparáveis, que deverá ser considerado, para que os níveis de estoque sejam otimizados.

Segundo PINTO (2001), cronologicamente, o homem de manutenção passa pelos seguintes estágios:

- **No passado** – O homem de manutenção sentia-se bem quando realizava um bom reparo.
- **Atualmente** – O homem de manutenção sente-se bem também quando consegue evitar a falha
- **No futuro** – O homem de manutenção se sentirá bem quando não tiver mais necessidade de fazer reparo algum, porque consegue evitar todas as falhas e indisponibilidades não programadas.

No contexto atual, a manutenção deve assumir um papel de grande importância, extremamente necessário para o sucesso de sua missão, atuar como elo de ligação entre os setores de Engenharia, Suprimentos e todos os outros setores de apoio.

Para XAVIER (1998), “a manutenção deve estar constantemente empenhada em oferecer à Empresa algo que a mantenha sempre mais competitiva”. Isso poderá ser verificado quando se obtém ganhos de disponibilidade e confiabilidade, que resultarão em aumento de receita, mas também poderá se verificar nos ganhos de qualidade, segurança e na moral da equipe, que são indispensáveis para a melhoria constante dos índices de disponibilidade e confiabilidade das instalações.

Segundo SANTOS, OLIVEIRA Jr. e DIAS (2001), a garantia da disponibilidade se dá pelo aumento da confiabilidade e da manutenibilidade das instalações; e o aumento da confiabilidade requer o aumento do MTTF ou do MTBF, que só se consegue com tecnologia apropriada e recursos humanos qualificados nas atividades técnicas e gerenciais da empresa.

4.1.3 – A Manutenção como Função Estratégica

Como função estratégica, o desempenho da manutenção do sistema de transmissão afeta diretamente o desempenho da Empresa. PASQUA & CAVICHIOLI (2001) se referem à manutenção como um “fator estratégico” para a competitividade das empresas; e WYREBSKI (1997) afirma que a manutenção industrial atualmente é considerada “fator de qualidade, produtividade e competitividade”, nas empresas; portanto, qualquer proposta de mudança para melhorias dos processos, deve ter início nas suas respectivas gerências.

Segundo XAVIER (1998), para o sucesso na implantação de novas sistemáticas de trabalho, serão indispensáveis:

- o empenho da gerência que deve ser visível e divulgado em toda a Empresa;
- a participação de todos – Todos, indistintamente, deverão estar comprometidos;
- busca incondicional de melhorias – Quando aparecem os primeiros resultados, eles atuam como elementos motivadores para as mudanças;
- lucro com a obtenção dos resultados que podem ser traduzidos em benefícios para a Empresa e para seus empregados.

Num cenário de alta competitividade é imprescindível que se busque a melhoria contínua a uma velocidade compatível com o desenvolvimento tecnológico globalizado, para atingir níveis superiores aos referenciais de excelência.

Para se atingir a excelência na manutenção, serão necessárias as seguintes providências:

- Rever continuamente as práticas e metodologias adotadas, priorizando técnicas preditivas e/ou detectivas e estimulando as atividades de engenharia para evitar serviços desnecessários.
- Rever políticas de materiais e peças reservas, mantendo um estoque suficiente, plenamente confiável, e estabelecendo parcerias estratégicas com fornecedores.
- Manter um sistema eficiente de gerenciamento para maximizar a capacidade produtiva com redução de reparos e horas extraordinárias, manutenção de histórico confiável e um planejamento pró-ativo.

- Estimular a parceria operação – manutenção para análise conjunta de desempenho dos equipamentos, detecção de falhas e planejamento de atividades.
- Manter equipes qualificadas e treinadas, com domínio tecnológico, com multi-especialização. As tarefas complementares, necessárias e igualmente importantes na execução de um serviço, enriquecem as funções de manutenção.
- Implantar filosofia de Manutenção Produtiva Total – TPM. (PALMEIRA et al. (2001) apresenta todo um processo para a implantação dessa metodologia em uma empresa do setor elétrico nacional).
- Utilizar técnicas de Análise de Falhas. Através dessas técnicas (ferramentas) pode-se identificar a causa do problema e sugerir ações para solução preventiva.
- Dentre as técnicas de análise de falhas, as mais conhecidas são:
- FMEA – “Failure Mode and Effect Analysis” – Análise do Modo e Efeito da Falha,
- FTA – “Fault Tree Analysis”- Análise da Árvore de Falhas
- MASP – Método de Análise e Solução de Problemas.
- FMECA – “Failure Mode, Effect, and Criticality Analysis” - Análise do Modo, Efeito e Criticidade da Falha”
- Adotar um método ou processo para determinar os requisitos de manutenção, tais como: funções e padrões de desempenho e o que pode ser feito para prevenir as falhas. Isso pode ser obtido com a aplicação do método RCM – “Reliability Centered Maintenance” ou MCC – Manutenção Centrada na Confiabilidade, com os seguintes resultados positivos: otimização do programa de manutenção com o conseqüente aumento da disponibilidade das instalações e equipamentos do sistema. DIAS e SARMENTO (2001) utiliza a sigla MBC e afirma que o “porque fazer” prevalece sobre os “quando, como e o que fazer”. Segundo VIDELA et al.. (2000), o método RCM estimula o uso de técnicas preditivas, na manutenção.
- Utilizar convenientemente a terceirização. A terceirização é uma estratégia empresarial que tem sido bastante utilizada na atualidade. Normalmente as empresas centram seus esforços nas atividades fins e terceirizam as atividades

secundárias. É preciso ter cuidado para que a terceirização não se transforme em mera contratação, contratando-se empresas sem idoneidade e sem a qualificação necessária para a realização das atividades.

- A terceirização pressupõe: parceria, confiança, ganhos estratégicos, enfoque na qualidade, cooperação e objetivos comuns. No caso da manutenção, o grande objetivo de ambos (contratante e contratado) será aumentar a disponibilidade das instalações. Isso deverá reverter em ganho para ambos, independente da quantidade de serviço realizado, pois a maior disponibilidade resultará em maior produtividade da planta.
- Buscar a Melhoria Contínua (também conhecida por “Kaizen”) – deve ser uma preocupação constante das organizações e das pessoas. Essa melhoria engloba métodos, processos, pessoas, ferramentas, equipamentos, instrumentos e tudo o mais que se relaciona com as atividades de manutenção. A busca da melhoria deve se basear nos indicadores de desempenho. Segundo GARCIA & IWASAKI (1997), somente o que é medido pode ser gerenciado.

Segundo SAKURADA (2001), levantar os modos de falha possíveis, utilizando as ferramentas de análise de falhas relacionadas acima, permite interferir no sistema para gerar soluções preventivas. Em decorrência disso, fica estabelecida a mantabilidade do equipamento ou da instalação, dado que se conhecem os mecanismos que levam às falhas e os efeitos sobre o sistema. Isso irá proporcionar ganho de confiabilidade, e por sua vez, da disponibilidade, requisito fundamental para o sucesso na transmissão de energia.

Para quantificar a influência da manutenção sobre a disponibilidade das instalações, SIQUEIRA (2001) desenvolveu um modelo estatístico e uma metodologia de análise e otimização de políticas de manutenção. Essa metodologia parte dos modos de falha de cada classe de equipamento e das atividades de manutenção relacionadas e, com o uso de um sistema de programação linear, calcula a periodicidade ótima de manutenção para minimizar a indisponibilidade das instalações.

4.2 – A Logística na Manutenção

4.2.1 – Definição de Logística

Segundo HOLANDA F. (1999), a “logística é parte da arte da guerra que trata do planejamento e da realização de”:

- projeto e desenvolvimento, obtenção, armazenamento, transporte, distribuição, reparação, manutenção e evacuação de material (para fins operativos ou administrativos);
- recrutamento, incorporação, instrução e adestramento, designação, transporte, bem-estar, evacuação, hospitalização e desligamento de pessoal;
- aquisição ou construção, reparação, manutenção e operação de instalações e acessórios destinados a ajudar o desempenho de qualquer função militar;
- contrato ou prestação de serviços”.

Para BRANCO Filho (2000), a logística é definida como “provisão de recursos necessários à execução de qualquer atividade”. E a “logística de serviço” é caracterizada como “a capacidade da organização para fornecer ou prover um serviço e facilitar a sua utilização”.

E ainda, segundo HAMAOKA & SILVA (2000), a logística é a integração de diversas atividades com o propósito de planejar, implementar e controlar o fluxo eficiente de matérias primas, inventários em processo e materiais acabados, desde a origem até o consumo.

4.2.2 – Relação entre Logística e Manutenção

Pode-se observar que, por definição, a logística está muito relacionada com a função Manutenção, pois todos os recursos humanos e tecnológicos podem ser otimizados com práticas de logística. Os materiais também podem ter seus estoques e sistema de distribuição otimizados com os recursos da logística. Enfim, todas as atividades relacionadas à manutenção podem ser otimizadas sob o ponto de vista de tempo e lugar com os recursos da logística.

Conforme visto no item 4.1.2, para atingir níveis de excelência as empresas devem agir com eficácia, e para isso precisam adequar também seus processos logísticos, pois o desenvolvimento de um processo logístico pressupõe ganho de tempo e otimização de recursos.

Para as empresas de transmissão de energia elétrica, a logística aparece como uma ferramenta importante para o aumento da disponibilidade de suas instalações.

Como a globalização intensificou a competição, a logística aparece como um atributo importante para se obter vantagens competitivas no mercado.

A logística, geralmente envolve decisões com implicações de longo prazo e oferece vantagens competitivas. Entre outras coisas, aborda técnicas de atividades que facilitam a distribuição e a movimentação de produtos e a otimização de recursos humanos e tecnológicos, como meios para minimizar custos operacionais.

Segundo BLANCHARD et al. (1995), como requisitos importantes para a manutenibilidade, devem ser estabelecidos critérios de projeto para vários elementos de suporte logístico. Entre eles pode-se destacar o suprimento (peças sobressalentes e reparáveis), equipamentos para testes e suporte técnico, pessoal e a necessidade de treinamento específico, manuseio e transporte, aquisição de dados e recursos de informática.

4.2.3 – A Evolução da Logística

Segundo FERRAES NETO (2000), a logística evoluiu de um estágio inicial, onde suas atividades eram divididas pelas áreas funcionais da empresa, passou pela integração das atividades internas e evoluiu para a percepção de que é fundamental que todos os envolvidos estejam integrados, para um máximo desempenho.

Inicialmente tratada como um processo puramente técnico e operacional, recentemente passou a ganhar tratamento estratégico, nas empresas.

A logística passou por diversas fases no seu processo evolutivo, até a integração de todos os elementos do sistema (todas as áreas envolvidas) e atingir status de importância estratégica.

A logística hoje busca sincronizar as atividades e fortalecer o relacionamento entre as áreas da Empresa, com o objetivo de agregar valor e reduzir os custos, promovendo o uso racional de todos os recursos humanos e tecnológicos.

Conforme FERRAES NETO (2000), para implantar um sistema de logística, é necessário desenvolver e projetar uma estratégia de tecnologia de informação que englobe toda a cadeia (todas as áreas funcionais da empresa envolvidas no processo), para dar suporte a diferentes níveis de tomada de decisão. O estado da arte nos dias de hoje, são os sistemas de gestão integrada, que surgiram na década de 1990, conhecidos por ERP, que são as iniciais de “Enterprise Resources Planning” (Planejamento dos Recursos da Empresa).

4.2.4 – A Logística nas Empresas

Segundo WOOD & ZUFFO (1998), a maioria das empresas brasileiras está apenas iniciando o processo de desenvolvimento da logística, e as principais barreiras a serem vencidas são culturais e de relacionamento entre as áreas das empresas. Isso, porque as empresas costumam atribuir poder e importância excessivos a seus departamentos ou divisões (áreas funcionais), facilitando a formação de barreiras naturais e a segregação entre as atividades. Então, devido à segregação existente entre suas áreas, seus departamentos ou divisões operacionais passam a se comportar como feudos, com interesses particulares definidos e entusiasticamente defendidos. Isso pode gerar bloqueios nos sistemas de comunicação entre as áreas funcionais, propiciando a criação de bancos de dados específicos e o uso de programas dedicados, para gerenciar informações comuns, necessárias para o desempenho de toda uma cadeia. Por isso, às vezes se justifica a implantação de subsistemas logísticos.

Muitas empresas têm dificuldade para atingir a fase da logística integrada, Então as áreas funcionam como ilhas que não se comunicam.

Quando departamentos ou áreas funcionais de uma empresa utilizam modelos, sistemas e informações específicas para elaborar suas previsões individuais, acabam induzindo ou tomando decisões, as vezes contraditórias para o bom desempenho da cadeia ou do sistema logístico. Como consequência, a empresa não consegue um bom resultado final.

É necessário então, eliminar as barreiras entre as áreas funcionais das empresas (elos da cadeia), pois a cooperação entre elas reduzirá os riscos individuais nas tomadas de decisão, evitando perda de tempo, retrabalho e esforços desnecessários, melhorando a eficiência do processo logístico.

A mudança de um relacionamento conflitante para uma relação de perfeito entrosamento geralmente é difícil, porque pode exigir grandes mudanças na cultura organizacional da empresa.

Também para ALVES (2000), um bom desempenho logístico só será possível com a integração de todas as áreas da empresa. O relacionamento deverá ser orientado a buscar parcerias onde os interesses comuns deverão ser priorizados. A integração proporciona agilidade no acesso as informações e, conseqüentemente nas tomadas de decisões. A capacidade de estabelecer parcerias será um fator determinante para a saúde e sobrevivência das empresas.

“Uma Empresa só consegue ser excelente quando seus diversos segmentos também o são”. Por isso a função de cada elo (área funcional) é importante para a cadeia, e a sua eficiência será determinante para o sucesso de todo o sistema. Portanto, as decisões de cada área funcional afetam o desempenho de todo o sistema.

A comunicação e a cooperação entre as áreas funcionais da empresa são de fundamental importância para a eficiência do sistema logístico.

Para FERRAES NETO (2000), é comum encontrar-se nos dias de hoje, empresas preocupadas com o desempenho de seus processos logísticos. E para melhorar seu desempenho, desenvolvem-se projetos específicos, que precisam levar em conta algumas considerações, tais como:

- As áreas com necessidades semelhantes devem ser agrupadas em famílias.
- O fator humano e os sistemas de comunicação são de importância fundamental no processo.
- Geralmente apresenta dificuldade com relação às definições e fórmulas para a execução.
- Sua execução depende muito do **fator humano**.

- Exige flexibilidade nas ações, pela diversidade de situações relacionadas ao fator humano, ao local onde se desenvolverão as atividades e ao tempo necessário.

Por isso não se pode garantir que um projeto bem sucedido em uma determinada empresa forneça resultados semelhantes quando aplicado a outras. Pois é comum que empresas valorizem diferentemente o grau de importância ou o nível do serviço de logística.

Como exemplo podemos citar que:

- Algumas empresas valorizam muito o prazo de atendimento.
- Outras empresas valorizam mais a qualidade do produto ou serviço.
- Outras ainda priorizam a ausência de falhas.

Para as empresas de transmissão de energia elétrica todas essas características são muito importantes, mas os tempos de atendimento nas indisponibilidades não programadas são de fundamental importância, pois interferem diretamente na sua receita.

Para qualquer que seja a meta estabelecida, o sucesso de um serviço de logística depende fortemente da capacidade e do comprometimento de seus empregados e dos seus recursos tecnológicos disponíveis.

Segundo FERRAES NETO (2000), muitas empresas já têm experimentado algumas metodologias tais como: “reengenharia”, “downsizing” e sistemas de qualidade, como soluções prontas para solucionar seus problemas.

Entre muitas das metodologias existentes nos dias de hoje, as mais modernas são os sistemas de gestão integrada, conhecidos como ERP. Um exemplo de ERP é apresentado por NUNES (2001). Surgiu na década de 1990 com o principal objetivo de integrar todas as operações da empresa, através de uma única base de dados atualizada em tempo real, padronizando as informações, tornando-as confiável e disponível a todos. Com esta metodologia são esperados os seguintes benefícios:

- racionalização de atividades e dos recursos humanos e tecnológicos;
- eliminação de duplicidade;
- maior acerto nas tomadas de decisão;
- melhor controle dos processos;

- evitar a retenção de informações, que as vezes privilegiam somente alguns setores ou algumas áreas da empresa.

Com isso a empresa pode melhorar sua eficiência e reduzir seus custos; no caso da ELETROSUL ou de qualquer empresa na área de transmissão de energia elétrica, aumentar sua receita minimizando a indisponibilidade de seus ativos.

Mas nem sempre isso acontece, e o que se pode observar em alguns casos são grandes investimentos, na maioria das vezes superiores aos previstos, cronogramas de implantação que dificilmente são cumpridos e o descontentamento da maioria, com prejuízos ao desempenho funcional.

No entanto, o problema não está nas metodologias experimentadas, como o ERP, mas na maneira como elas estão sendo implantadas. Algumas empresas se esquecem de fatores básicos como mudança de cultura e do enfoque funcional arraigado na forma de administrar e, simplesmente investem na compra de um pacote de tecnologia de informação, na esperança de suprir todas as suas deficiências. Mas, se não considerarem alguns fatores básicos elas podem enfrentar grandes dificuldades na implantação de qualquer nova metodologia.

Então, para se obter sucesso na implantação de uma nova metodologia, a empresa deve promover uma preparação prévia que passa necessariamente pela revisão de processos, que muitas vezes precisam ser reformulados, pela mudança de cultura, que é fundamental, pelo treinamento e pela participação de seus empregados no processo, pois a sua adesão e o seu comprometimento são indispensáveis.

O cumprimento destas etapas é imprescindível, para que os objetivos sejam alcançados. Sem elas, a implantação de uma nova metodologia enfrentará grandes dificuldades, podendo resultar em desperdício de tempo e dinheiro.

Geralmente, as mudanças necessárias para a implantação de uma nova metodologia na empresa, vão além da reformulação do seu organograma, exigindo profunda mudança cultural que deve iniciar pelo seu corpo executivo principal, (CHRISTOPHER, 1997).

Ao se implantar um projeto de sistema logístico deve-se considerar sempre os impactos no processo. Esta análise pode trazer algumas vantagens como: racionalização de recursos e redução dos esforços. Cabe lembrar que pequenas alterações nas etapas de

implantação podem resultar em ganhos razoáveis nas operações, representando maior eficiência e menores custos.

Segundo BLANCHARD et al. (1995) os projetos para suporte logístico podem prever:

- padronização para a redução de variedades e quantidade de peças reservas;
- compatibilidade com os demais elementos e sistemas da instalação e com os instrumentos de testes;
- mínima habilidade das pessoas de manutenção;
- fácil manuseio e embalagem para transporte;
- e outros requisitos de manutenibilidade.

FERRAES NETO (2000) afirma que atualmente as empresas podem dispor de muitos recursos de tecnologia na área de informação (equipamentos e programas), para dar suporte aos processos decisórios. No entanto, o desempenho desses recursos e, por consequência, dos sistemas logísticos dependerão muito do modo como as pessoas irão utilizá-los.

Segundo CHRISTOPHER (1997) a qualidade e o acerto neste processo depende do preparo e da habilidade das pessoas que irão definir quais as informações, e os dados necessários para as tomadas de decisão, onde conseguir e como gerar na velocidade e no formato adequado para a sua utilização efetiva. Ou seja, a informação deve ser confiável, correta e estar acessível no momento certo e na forma adequada para se converter em decisões logísticas acertadas. Por isso, o gerenciamento da logística global tem como principal atribuição o gerenciamento do fluxo de informações.

4.2.5 – Planejamento de Sistemas Logísticos

Para ALVES (2000), um planejamento bem sucedido deve ter objetivos claros e agir de modo que cada etapa do planejamento, respeite as demais.

Somente o planejamento capacita os membros do sistema a prever as mudanças necessárias, apoiados em ferramentas de planejamento que garantam a integração das informações por todo o sistema.

Segundo PIRES (1998), nos sistemas logísticos é importante lembrar que soluções simples são mais fáceis de serem implantadas, são mais facilmente aceitas, são menos onerosas e propiciam bons resultados.

Para um melhor desempenho do sistema logístico é necessário que o processo tenha um tratamento estratégico, auxiliando nas tomadas de decisão da empresa.

Para CHRISTOPHER (1997), todas as estratégias e sistemas logísticos deveriam ser planejados conforme segue:

1. identificar as necessidades do serviço;
2. definir os objetivos do serviço; e só então,
3. projetar o sistema logístico.

Além disso deve-se avaliar constantemente a performance dos serviços oferecidos e procurar determinar se existem ainda outros serviços que são valorizados pelo mercado. Somente através de pesquisa pode-se avaliar a possibilidade de substituir algum serviço e a necessidade de se acrescentar outros. Cuidados especiais devem ser tomados com relação ao treinamento de pessoal para todo o novo serviço agregado. MACIEL et al. (1998) apresenta uma proposta de um novo tipo de serviço que pode ser aplicado na manutenção de instalações de transmissão, sem a necessidade de indisponibilizar a função.

No planejamento de sistemas logísticos integrados deve-se dedicar especial atenção a alguns outros sistemas de fundamental importância, tais como:

- Sistemas de informação pois deles dependerá a agilidade das decisões e de algumas operações. A qualidade das informações disponíveis permite uma maior probabilidade de acertos nas tomadas de decisões, racionaliza os trabalhos nas áreas e otimiza o fluxo logístico.
- Sistemas de distribuição e controle dos estoques, que devem fornecer informações confiáveis; considerar o ciclo de vida dos materiais; programar os investimentos considerando a disponibilidade de recursos financeiros; e manter a qualidade do serviço compatível com as necessidades do sistema integrado.

Além disso, deve-se considerar a necessidade de avaliação periódica do sistema para confirmar sua adequação e eficácia e garantir um gerenciamento efetivo através de indicadores de desempenho. Segundo FERRELLI (2002), o planejamento deve ser

proativo e o controle estatístico, uma ferramenta que permita medir a eficácia da manutenção e a confiabilidade dos equipamentos e instalações.

Para uma correta avaliação é imprescindível que se projete um sistema de medição eficaz capaz de garantir informações confiáveis, necessárias, a respeito dos objetivos, indicando o que está correto e o que necessita ser melhorado.

É indispensável o uso de indicadores para determinar o desempenho de um processo, para permitir o seu controle e gerenciamento. MOTTA (2001) e SILVA (1998) relacionam e definem alguns desses indicadores. No entanto, a grande dificuldade é identificar que itens devem ser verificados, quais os indicadores e parâmetros a serem adotados, como coletar os dados necessários e determinar se o conjunto de indicadores escolhidos será suficiente para diagnosticar e identificar os problemas. Portanto, segundo FERRAES NETO (2000), é fundamental entender com clareza os processos, seus propósitos e objetivos desejados, e os resultados esperados. Desta forma será possível elaborar uma metodologia de controle e avaliação que mostre o desempenho que está sendo obtido, quais os pontos fortes e os fracos e visualizar os desvios, o que está acontecendo de modo diferente do planejado.

Para isso, é imprescindível que a linguagem entre os elos da cadeia (áreas funcionais da empresa) seja unificada e que todos utilizem os mesmos indicadores de medição. Somente a utilização de indicadores comuns irá possibilitar a identificação e a localização dos problemas.

Conforme exposto por COSTA & ALMEIDA (1997), os índices de manutenção podem ser agrupados em dois tipos: itens de controle e itens de verificação. Os itens de controle irão mostrar a qualidade dos resultados, quando da implementação de novas técnicas e metodologias de trabalho. Já os itens de verificação deverão ser utilizados nas investigações das não conformidades verificadas nos processos.

Então, os indicadores de desempenho, além de medir o desempenho propriamente dito, podem medir também a qualidade dos serviços. Segundo ALVES (2000), para serem eficazes, os indicadores de desempenho devem permitir avaliar o esforço da equipe na execução das atividades e a sua eficiência na utilização dos recursos humanos e tecnológicos. Para isso, devem ter as seguintes características básicas:

- Considera apenas as medidas essenciais para a saúde da empresa.
- A coleta de dados deve ser simples e direta, incorporada nas rotinas de trabalho, resultando em dados consistentes e confiáveis.

FERRELLI (2002) afirma que uma boa seleção de índices de gestão é fundamental como realimentação dos processos de melhoria e para sinalizar o momento apropriado para a realização de investimentos.

Para ALVES (2000), o projeto de um sistema eficiente de indicadores de desempenho deve prever as seguintes etapas:

- definição dos indicadores e das fórmulas a serem utilizadas;
- estabelecimento de metas (índices desejados) e dos prazos necessários;
- quais os instrumentos de medidas necessários e quem, quando, como e onde buscar as informações;
- acessibilidade e divulgação dessas informações na empresa de forma clara, de fácil entendimento.

CAVICHOLI & PASQUA (2001) afirmam que as metas devem ser apropriadas (precisas), aceitáveis, simples, claras e ter padrões de comparação.

ALVES (2000) cita que em NOVAES (1996), a logística empresarial vem sendo tratada de forma sistemática, ajudando a resolver problemas ligados as áreas de transporte, armazenagem e distribuição física, bem como os problemas de localização e dimensionamento de facilidades.

LACERDA (2000) estabelece três níveis de decisão para a localização de instalações, que são: estratégico, tático e operacional.

Este trabalho se limita a analisar a localização das instalações apenas sob o aspecto operacional, conforme segue.

4.3 – Localização das Instalações para Manutenção de Subestações

Segundo ALVES (2000), após definida a configuração do sistema logístico projetado, a empresa deve escolher a localização de cada uma das unidades de operação, com o objetivo de estabelecer um equilíbrio adequado entre os custos totais da operação, a qualidade desejada para o serviço e a receita esperada.

Para EILON et al. (1971), “a logística trata da provisão de bens e serviços de um ponto de suprimento a um ponto de entrega”. Além da área militar, a provisão de bens e serviços é também vital para os segmentos de comércio e indústria. Por isso, um sistema de distribuição de bens ou serviços pode ser considerado como parte de um grande sistema logístico. O sistema de distribuição ocupa uma posição entre a fonte de suprimento e o mercado. Então um empreendimento precisa prever e planejar vários requisitos de operação, como por exemplo: determinar uma localização apropriada para a planta e também para depósitos. Na década de 1960 esse tipo de problema atraiu a atenção de muitos pesquisadores e foram publicados muitos artigos a respeito.

Além da área militar, do comércio e da indústria, vários outros tipos de negócios podem se utilizarem de metodologias similares. Entre eles podemos citar: os serviços telefônicos, de correio, de coleta de lixo, entre outros.

Em consideração à performance de um sistema de distribuição deve-se levar em conta os custos totais incorridos no transporte e armazenagem de bens, e a função custo total pode então ser expressa como:

$$C = F + G + H \quad (4.1)$$

Onde:

F = custo dos depósitos no sistema,

G = custo de transporte das indústrias aos depósitos,

H = custo de despacho dos depósitos aos consumidores.

➤ **Custo de um depósito (centro de distribuição) ou local de entrega**

Uma função custo total pode ser expressa pela equação:

$$H = \alpha \sum w_j d_{0j} \quad (4.2)$$

onde:

α = custo de despacho por quantidade por unidade de distância,

w_j = quantidade despachada ao destino (consumidor) j ($j = 1$ a n),

d_{0j} = distância do depósito ao consumidor (destino) j .

➤ **Problemas na Gestão da Distribuição**

Eles podem ser:

- administrativos,
- de projeto dos sistemas de informação e de fluxo,
- de layout e manuseio dos materiais,
- de pessoal,
- de incentivos e relações industriais,
- e outros.

A localização de depósito pode ser tratada como um problema estratégico; a rota a ser utilizada na distribuição pode ser tratada como um problema tático. O primeiro trata de decisões de longo prazo e o segundo, de médio e curto prazo.

Na determinação de local para depósito deve-se avaliar também as facilidades de acesso, proximidade de rodovias, a infra-estrutura e outras facilidades importantes.

Nem sempre os problemas estratégicos e táticos podem ser tratados separadamente, pois, algumas vezes a solução de um pode afetar o outro. E o mínimo da função custo global “C” é o que interessa.

O pai da moderna **teoria de localização** é provavelmente o cientista alemão **Alfred Weber**, que publicou o livro intitulado “*Über den Standort der Industrien*”, em 1909. Weber examinou a localização de uma planta, com o objetivo de minimizar o custo de transporte com relação a três pontos, dois que representavam fonte de abastecimento para a

manufatura do produto e o terceiro, o mercado consumidor. Foi considerado que o custo da terra e do trabalho não dependiam da localização.

Na matemática, esse problema tem sido considerado, de fato, por CAVALIERY, por volta de 1647. Posteriormente, em 1837, STEINER solucionou o problema de encontrar o “ponto central”, cuja soma das distâncias para três outros pontos era mínima. Mais tarde, o próprio STEINER mostrou que para “n” pontos, a somatória das distâncias para um ponto central ótimo deve ser nula. Nesse caso foi considerado que todos os demais pontos têm pesos iguais.

Entre vários métodos sugeridos na literatura, para o problema de seleção de local, é possível distinguir duas aproximações básicas. A primeira sugere que o local pode ser escolhido em qualquer parte, na área de interesse, isto é, existe um número infinito de possibilidades. A segunda considera que existe um número finito de locais conhecidos que são viáveis. Esse é o caso analisado neste trabalho.

A aproximação para o conjunto de locais viáveis tem as seguintes características:

- Incorpora custos para especificar a localização geográfica.
- Não requer custo de transporte para qualquer função de distribuição.
- Requer um conjunto de locais conhecidos, viáveis.
- O número dos possíveis locais viáveis pode ser pequeno.
- O conjunto de locais viáveis, propostos, pode não incluir a solução ótima.

Essa aproximação para um conjunto viável surgiu da consideração de dois fatores que a aproximação para conjunto infinito de pontos não havia considerado, até então.

- Primeiro, o fato de que, em geral, os custos de transporte não necessitam ser proporcional à distância.
- Segundo, os custos de operação de depósito podem variar consideravelmente de cidade para cidade, ou até mesmo, entre dois locais diferentes, na mesma cidade.

A aproximação implícita no **método do conjunto viável** é para selecionar um número de locais conhecidos e viáveis, onde os custos operacionais e de transporte possam ser determinados. E o problema é encontrar nesse conjunto de locais viáveis o subconjunto que minimiza os custos totais do sistema de distribuição.

Esse método tem sua solução dificultada pela presença de não linearidade na função custo, pela presença de custos fixos e pelo problema de capacidade do depósito.

Localização de um depósito único para demanda determinística

Esse modelo consiste de um depósito único cuja localização em coordenadas cartesianas é dada por (x_o, y_o) , que supre “ n ” consumidores cuja localização é denotada por (x_j, y_j) , onde $j = 1$ a n . Se o custo de transporte de um consumidor j até o depósito é c_j , então o custo total do sistema de distribuição é:

$$H = \sum_{j=1}^n c_j \quad (4.3)$$

Conhecendo os valores de c_j de cada uma das possíveis localizações de depósito para cada consumidor j , a solução do problema pode ser determinada por uma simples evolução da equação acima, para cada local viável, então

$$c_j = \alpha_{oj} w_j d_j \quad (4.4)$$

onde:

α_{oj} = custo por unidade de peso (ou quantidade) e por unidade de distância do depósito ao consumidor j ;

w_j = peso (ou quantidade) transportada do depósito ao consumidor j ;

d_j = distância do depósito ao consumidor j .

Métodos de Solução

Para o caso de somente dois consumidores a solução é simples e óbvia, o depósito deve ser posicionado junto a linha reta que une os dois consumidores. A sua posição sobre a linha só depende da relação de peso entre os dois consumidores. No caso especial em que todos os consumidores têm pesos iguais e para quem todo α_j é o mesmo, o problema se resume na expressão que minimiza a soma das distâncias radiais.

No caso de três consumidores, se o triângulo formado por eles não tem $\square \geq 120^\circ$, então a localização ótima é o ponto onde as linhas radiais de cada consumidor formam entre si três $\square = 120^\circ$; se o triângulo contém um $\square \geq 120^\circ$, então, a localização ótima do depósito será no vértice desse ângulo maior, conforme a ilustração abaixo.

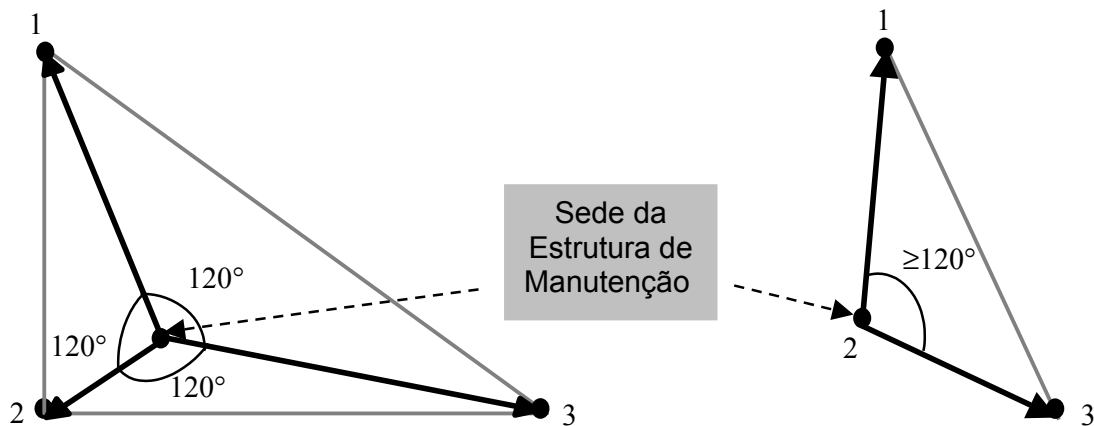


Figura 4. 1 – Ilustração de localização ótima de centro de distribuição para três pontos de atendimento

No caso de quatro consumidores o ponto de mínima soma das distribuições radiais é a interseção das diagonais. Onde os consumidores não formam um quadrilátero convexo, a posição ótima para o depósito coincide com a localização do consumidor situado internamente à figura geométrica. A prova para esses resultados é baseada em relação matemática simples.

Problemas mais complexos, com maior número de consumidores, requerem outros métodos de solução.

a) Método do Centro de Gravidade

Esse método consiste em usar o centro de gravidade do conjunto de consumidores como a localização do depósito ou centro de distribuição. As coordenadas do centro de gravidade são encontradas através das expressões:

$$\bar{x}_o = \frac{\sum w_j x_j}{\sum w_j} \quad \bar{y}_o = \frac{\sum w_j y_j}{\sum w_j} \quad (4.5)$$

Uma analogia mecânica é encontrar o ponto em que o momento do sistema, resultante das forças exercidas pelos consumidores, é minimizado. Esse ponto, necessariamente, não será o centro de gravidade.

b) Método numérico Analítico

Esse método é equivalente à analogia mecânica. Permite incorporar diferentes taxas de transporte para os vários consumidores, através da expressão:

$$H = \sum \alpha_j w_j d_j \quad (4.6)$$

Essa equação pode ser minimizada por diferenciais parciais com relação às coordenadas do centro de distribuição (x_o , y_o) e igualando-as a zero, como segue:

$$\frac{\partial H}{\partial x_o} = \sum \alpha_j w_j (x_o - x_j) / d_j = 0 \quad (4.7)$$

$$\frac{\partial H}{\partial y_o} = \sum \alpha_j w_j (y_o - y_j) / d_j = 0$$

c) Localização de centro de distribuição para demanda variável

Aplicável para manutenções preventivas e/ou preditivas, programadas.

Para auxiliar na escolha dos melhores locais para as instalações de estruturas de manutenção, seguem abaixo algumas outras metodologias encontradas na literatura pesquisada e a metodologia sugerida através da função objetivo deste trabalho.

4.3.1 – O Método do “vértice mediano”

CHRISTOFIDES (1977) descreve uma metodologia para otimizar a localização de uma facilidade chamando-a “Vértice Mediano do Grafo”, e a função objetivo para esse tipo de problema é chamada “Localização Minisum”.

Na prática, o autor sugere que essa metodologia pode ser aplicada para as seguintes situações:

- localização de centrais telefônicas;
- localização de uma subestação em uma rede de transmissão ou distribuição de energia elétrica;
- localização de depósitos (centros de distribuição) de uma rede de abastecimento;
- localização de postos de distribuição de correspondências;
- e outras mais.

Essa metodologia mostra como encontrar o “vértice mediano” de um dado grafo “G” que contém os dados de localização ótima de um número “p” de facilidades, para que a soma das menores distâncias dos vértices de “G” para o seu facilitador mais próximo, seja minimizada.

O problema ainda pode ser mais geral permitindo que cada vértice x_j seja associado a um peso v_j .

Então, um dado grafo $G(X)$, permite definir dois números diferentes de transmissão para todo vértice $x_i \in X$, como segue:

$$\sigma_o(x_i) = \sum_{x_j \in X} v_j d(x_i, x_j) \quad (4.8)$$

$$\sigma_l(x_i) = \sum_{x_j \in X} v_j d(x_j, x_i) \quad (4.9)$$

onde $d(x_i, x_j)$ é a distância mais curta de x_i a x_j e os números $\sigma_o(x_i)$ e $\sigma_r(x_i)$ são chamados de **transmissão de saída** e **transmissão de entrada** do vértice x_i .

O número $\sigma_o(x_i)$ é o resultado da soma dos termos da linha x_i de uma matriz obtida pela multiplicação dos termos de toda a coluna j da matriz de distância $D(G) = [d(x_i, x_j)]$ por v_j , que é o peso característico de cada vértice.

Um vértice \bar{x}_o para o qual

$$\sigma_o(\bar{x}_o) = \min_{x_i \in X} [\sigma_o(x_i)] \quad (4.10)$$

é chamado de **vértice mediano de saída do grafo G , e um vértice \bar{x}_r para o qual**

$$\sigma_r(\bar{x}_r) = \min_{x_i \in X} [\sigma_r(x_i)] \quad (4.11)$$

é chamado de **vértice mediano de entrada de G .**

Encontrar o vértice mediano de um grafo é o problema central na locação e alocação de facilidades, no entanto, geralmente esses problemas aparecem associados a custos fixos f_i , diferenciados, específicos de cada vértice x_i . Então o problema genérico para os **vértices medianos** fica como segue:

Sendo o grafo $G = (X, A)$, com a matriz de distâncias mínimas $[d(x_i, x_j)]$, e o peso dos vértices v_i e os custos fixos dos vértices f_i , o problema se resume a encontrar um subconjunto \bar{X}_p com p vértices, onde

$$z = \sum_{x_i \in \bar{X}_p} f_i + \sigma(\bar{X}_p) \quad \text{é minimizado.} \quad (4.12)$$

Então o objetivo agora não é somente minimizar a transmissão $\sigma(\bar{X}_p)$ de \bar{X}_p , mas a função total “z” que inclui um custo fixo f_i para cada vértice x_i , em \bar{X}_p .

Considerações sobre a metodologia apresentada

Para o problema de determinação de um local ótimo para a instalação de uma estrutura de manutenção essa metodologia pode ser aplicada com algumas particularidades, tais como:

- O polígono formado pelos pontos de localização das instalações considera como vértices as subestações SE_i e os locais viáveis, propostos para sediar a estrutura de manutenção W_j .
- As operações de atendimento iniciam e terminam sempre na sede da equipe de manutenção.
- As ocorrências são sempre simples e discretas envolvendo apenas uma SE_i . Então, sabendo que a probabilidade de ocorrência de falhas simultâneas em subestações diferentes é muito pequena, conforme pode ser observado mais adiante, no item 4.3.5, não é considerada a hipótese de partida de uma determinada SE_i para atendimento em uma outra.

Observações:

- a) Como pode-se deduzir, pelas considerações acima, nossa matriz de distância (ou de tempos de deslocamento) apresentará espaços vazios, diferentemente do que pode ser observado na literatura, em CHRISTOFIDES (1977), correspondente, pois o deslocamento entre as SE_i e de retorno das SE_i para o local sede da equipe de manutenção W_j , não interferem na solução do problema. Assim como não existe a necessidade de se considerar os tempos de deslocamento entre os locais sede propostos W_j .
- b) Pelo fato de se trabalhar com os tempos de deslocamentos (ou de atendimento) ao invés de distâncias, por mais próximo que esteja sediada a equipe de manutenção, eles nunca serão nulos. Então, mesmo que a localização da sede da equipe W_j esteja junto a uma SE_i , teremos no grafo ou na matriz dos tempos de deslocamento o termo correspondente, diferente de zero.

4.3.2 – O método do Índice de Atendimento de Emergência

BRITO Jr. (1997) sugere a seguinte metodologia:

Partindo do pressuposto que estão definidos os locais sede das equipes de manutenção e a localização de cada subestação, faz-se algumas considerações e calcula-se alguns índices, como segue:

Sabendo-se as distâncias envolvidas entre os locais sede e cada uma das subestações, estima-se uma velocidade média de deslocamento e se calcula um **índice de deslocamento** denominado “Tk”.

Conhecendo-se os percursos a serem percorridos, é possível estimar o número de equipamentos por quilômetro, então pode-se calcular um novo índice chamado de **índice de equipamentos**, representado por “Ek”.

Ainda considerando os percursos a serem realizados, estima-se o número de consumidores para cada quilômetro e se calcula um novo índice chamado **índice de consumidores**, denominado “Ck”.

Então, de posse destes índices, calcula-se o que o autor determina como sendo “**Índice de Atendimento em Emergência**”, representado por “Iae”, através da seguinte equação:

$$\mathbf{Iae} = \Sigma(\mathbf{Tk} + \mathbf{Ek} + \mathbf{Ck}) \quad (4.13)$$

O objetivo é distribuir entre as equipes as várias subestações, otimizando os percursos de atendimento de modo a minimizar o índice “Iae”.

Como pode-se observar, essa metodologia apresentada está sendo aplicada para equipes de manutenção de um sistema de distribuição.

Ela não é adequada ao nosso problema pelos seguintes motivos:

- Não leva em consideração as taxas nem os modos de falha.
- Não distingue o grau de importância dos equipamentos e/ou dos consumidores envolvidos nos vários percursos.

4.3.3 – O método da Distância Econômica - DE

Na ELETROSUL, atualmente encontra-se em estudo o uso da equação da **Distância Econômica – DE**, apresentada no Capítulo 3, item 3.9.

Dentre as várias justificativas para implantação dessa nova metodologia para a localização das equipes de manutenção de subestações do sistema de transmissão, pode-se destacar a minimização dos períodos de deslocamentos das equipes, que interferem diretamente nos períodos das indisponibilidades, quando **não programadas** ou **forçadas**.

Para a formulação e o cálculo do que chamaremos a partir de então, “**Distância Econômica**”, foram feitas algumas considerações, tais como:

- Devido à idade dos equipamentos e a composição dos módulos das funções que compõem a Rede Básica, considerou-se a mesma probabilidade de falha para todos os módulos. Então, a probabilidade de ocorrência de falha em uma determinada Subestação dependerá apenas da quantidade de módulos que ela possui. A saber, cada uma das funções mais importantes de transmissão da Rede Básica possui em sua configuração dois módulos (um de entrada outro de saída), que são compostos por equipamentos de proteção, controle e supervisão da qualidade da energia transmitida.
- Considera-se, no cálculo, a remuneração média dos ativos ou funções que compõem cada subestação do sistema. Portanto a receita de uma linha de transmissão aparece no cálculo da remuneração média dos módulos das duas subestações envolvidas, porque, o que interessa a este cálculo é a penalização correspondente que, independente do que provocou a indisponibilidade, ela será sempre relacionada à função; nesse caso, à “linha de transmissão”.
- Considerou-se ainda que o local de partida da equipe de manutenção para atendimento a toda e qualquer ocorrência, será sempre a sua respectiva sede.
- Devido às dificuldades de tráfego rodoviário, com características diversas, diferentes de região para região, considerou-se nos cálculos os tempos médios de deslocamento, ao invés das distâncias a serem percorridas.
- Esse cálculo prevê ainda um tempo adicional de meia hora para a preparação da equipe que fará o atendimento à ocorrência.

Para exemplificar a metodologia proposta para o cálculo da **Distância Econômica (DE)**, consideramos que uma mesma equipe deva atender três instalações ou subestações diferentes: A, B e C, sendo W_j as possíveis alternativas de locais para sediar a equipe, considerando a qualidade de vida das pessoas, a infra-estrutura existente, a facilidade de recursos tecnológicos necessários e outros fatores que interferem no gerenciamento do Setor ou da equipe. Sendo “HI” o valor médio da hora de indisponibilidade não programada das funções de uma determinada Subestação, calcula-se a “DE” para as possíveis localizações “ W_j ”. Para cada cálculo se encontrará um valor monetário correspondente, e a melhor localização “ W_j ” corresponderá ao menor valor de “DE”, indicando a melhor localização para a sede da equipe ou da estrutura de manutenção, conforme a expressão 3.1, do Capítulo 3.

$$DE = \frac{NA(TA+1/2).HIA + NB(TB+1/2).HIB + NC(TC+1/2).HIC}{NA + NB + NC}$$

Onde:

- NA, NB e NC correspondem aos números de módulos de cada Subestação A, B ou C, respectivamente.
- TA, TB e TC correspondem aos tempos médios de deslocamento entre a localização proposta para a sede da equipe ou do Setor (W_j) e as respectivas subestações (A, B e C).
- HIA, HIB e HIC correspondem ao custo médio da hora de indisponibilidade não programada das funções que compõem as respectivas Subestações (SEs A, B e C), nas primeiras cinco horas.

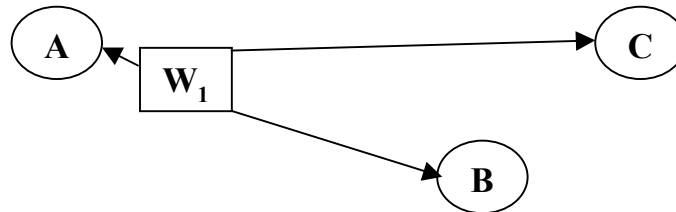
Nota: Observa-se que serão utilizados veículos automotivos para os deslocamentos, utilizando as rodovias disponíveis.

Como exemplo pode-se fazer o seguinte exercício:

Se tivermos duas possibilidades de localização para a sede da equipe ou do Setor responsável pela manutenção das três SEs (A, B e C), o local considerado como melhor opção será o que apresentar o menor valor no cálculo da DE. Pois esse será considerado o local de menor custo de penalização para a indisponibilidade não programada. Prosseguindo no exercício, consideramos as informações citadas abaixo:

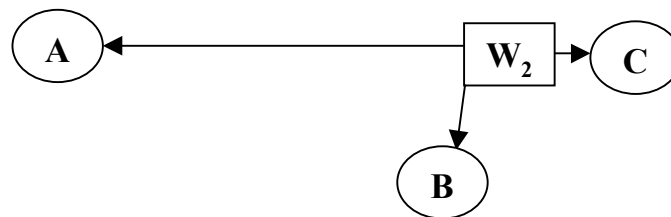
O número de módulos de cada uma das SEs é: 8; 10 e 5, respectivamente.

O custo médio da hora de indisponibilidade não programada das funções que compõem as respectivas SEs é: R\$ 10,00; R\$ 5,00 e R\$ 12,00, respectivamente.



Com a sede em W_1 , os tempos de deslocamento para as três SEs (A, B e C) são: 0,5; 1,5 e 2,0 horas.

Para esse caso, a **DE** corresponde a um valor econômico de R\$ 14,35.



Com a sede em W_2 , os tempos de deslocamento para as três SEs (A, B e C) se alteram para: 1,5; 1,0 e 0,5 horas. Então a **DE** passa a assumir o valor de R\$ 12,83.

Disto pode-se concluir que a localização recomendável para a instalação da sede da equipe ou do Setor responsável pela manutenção das três SEs é W_2 , com uma redução média de penalidades, por tempo de deslocamentos, da ordem de 15%.

Como visto no exemplo acima, o valor da **Distância Econômica** representa o custo médio de penalização, no período de deslocamento da equipe, no atendimento às ocorrências do sistema, que geram multa por indisponibilidade, nas três SEs de sua responsabilidade.

Nota: O cálculo da **DE** para a localização das equipes de manutenção, deverá prever sempre as futuras ampliações, pois novas instalações geralmente recebem maior remuneração equivalente, influenciando na alteração do valor da **Distância Econômica - DE**, calculado.

4.3.4 – Metodologia sugerida neste trabalho – Mínimo Custo Esperado para a Indisponibilidade não Programada

Este trabalho desenvolveu e propõe uma nova metodologia para otimizar a alocação dos recursos humanos e tecnológicos de manutenção em um parque de transmissão de energia elétrica. Para isso, recomenda-se o uso da função objetivo, conforme mostrada abaixo:

$$\text{Min} \left[\sum_j t_{ij} \sum_k \lambda_{ik} p_{ik} \right] \quad (4.14)$$

Função Objetivo – “Mínimo Custo Esperado para a Indisponibilidade não Programada” – MCINPRO

que indica o valor esperado de mínima penalização por indisponibilidade não programada nas SEs, para a localização da sede da equipe de manutenção.

Legenda para a Função Objetivo MCINPRO - (expressão 4.14)

- índice “i” identifica a subestação SE (A, B ou C) (i = 1 a n).
- índice “j” identifica o local da sede da equipe de manutenção W_j (j = 1 a m).
- índice “k” distingue os vários modos de falha em cada subestação SE_i.
- t_{ij} representa o tempo médio de deslocamento da equipe de manutenção entre a sua sede W_j e a subestação SE_i.
- λ_{ik} representa as taxas de falha para os diferentes modos de falha “k” em uma subestação SE_i.
- p_{ik} identifica o coeficiente de penalização para o modo de falha “k” na subestação SE_i.

Notas:

- a) Esta função objetivo considera os diferentes modos de falha “k” nas diferentes subestações (SE_i), visto que algumas funções de transmissão podem falhar por vários motivos, sendo que para cada um deles é possível estimar sua respectiva taxa de falha. Tratar os modos de falha também pode ser mais adequado porque, por concepção de projeto, algum tipo de falha pode indisponibilizar mais de uma função penalizável. Essa é a principal vantagem dessa metodologia sobre a da **Distância Econômica** e do **Índice de Atendimento em Emergência** descritos acima. VIZZONI *et al.* (2001) e SANTOS *et al.* (2001) caracterizam a

“identificação dos modos de falha” como um dos principais fundamentos da MCC; e SERMARINI (2001) sugere o uso da ferramenta conhecida como FMEA para a análise de confiabilidade das instalações e a identificação dos principais modos de falha.

- b) Neste caso usou-se a taxa de falha (λ) para expressar a frequência das ocorrências de falhas permanentes, porque, na prática observou-se que o tempo para reparo, em média, é muito menor que o tempo total de operação. E, segundo BLANCHARD (1995), “a taxa de falha (λ) refere-se simplesmente à frequência de falhas”.
- c) Nesta equação só são consideradas as falhas permanentes, simples e discretas das funções penalizáveis, pois como pode-se observar no Apêndice A e no exemplo abaixo, a probabilidade de falhas simultâneas de modo permanente, em subestações diferentes é muito pequena. Segundo R. BILLINTON & F. FILIPPELLI (1995), a falha permanente não permite o religamento da função; e BRANCO Fo. (2000) salienta que o seu restabelecimento depende de intervenção da manutenção.
- d) Do tempo total de atendimento à ocorrência, somente a parcela relativa ao período de deslocamento da equipe está sendo tratada pela função objetivo, por se considerar que as parcelas de tempo correspondentes à preparação, à localização do defeito e à eliminação da falha não dependem da localização da equipe. Essa divisão do período de atendimento é sugerida e analisada por COSTA & ALMEIDA (1997).
- e) Conforme exposto no Capítulo 6, no item 6.3.4, a MCINPRO pode ser considerada um caso particular da metodologia do “**vértice mediano**”.

Para justificar a não consideração da ocorrência de falhas simultâneas, mostramos a seguir um exemplo com dados reais de três subestações, extraídos de um histórico de 10 anos.

Exemplo:

- Na SE_1 aconteceram 10 falhas e 10 reparos, acarretando em 87,44 horas de indisponibilidade para reparo;
- Na SE_2 aconteceram 2 falhas e 2 reparos, acarretando em 8,75 horas de indisponibilidade para reparo;
- Na SE_3 aconteceram 3 falhas e 3 reparos, acarretando em 51,50 horas de indisponibilidade para reparo.

Então, pelas expressões A.15 e A.16 do Apêndice A, obtém-se os seguintes valores para as taxas de falha e de reparo de cada uma das SE_i :

$$\text{Para a } SE_1 \quad - \quad \lambda_1 = \frac{10}{(87600 - 87,44)} = 1,1427 \times 10^{-4}$$

$$\mu_1 = \frac{10}{87,44} = 0,1144$$

$$\text{Para a } SE_2 \quad - \quad \lambda_2 = \frac{2}{(87600 - 8,75)} = 0,2283 \times 10^{-4}$$

$$\mu_2 = \frac{2}{8,75} = 0,2286$$

$$\text{Para a } SE_3 \quad - \quad \lambda_3 = \frac{3}{(87600 - 51,50)} = 0,3426 \times 10^{-4}$$

$$\mu_3 = \frac{3}{51,50} = 0,0582$$

Conhecendo-se as respectivas taxas de falha e de reparo de cada SE_i , pode-se calcular a probabilidade de falha para cada uma delas através da expressão A.18, como segue:

$$P_{falhaSE_1} = \frac{1,1427 \times 10^{-4}}{(1144 + 1,1427) \cdot 10^{-4}} = 9,978 \times 10^{-4}$$

$$P_{falhaSE_2} = \frac{0,2283 \times 10^{-4}}{(2286 + 0,2283) \cdot 10^{-4}} = 0,9986 \times 10^{-4}$$

$$P_{falhaSE_3} = \frac{0,3426 \times 10^{-4}}{(582 + 0,3426) \cdot 10^{-4}} = 5,881 \times 10^{-4}$$

Pode-se então, calcular a probabilidade de falhas simultâneas, com o uso da expressão A.25, como segue:

$$P_{falhaSimult} = (P_{falhaSE1} \times P_{falhaSE2}) + (P_{falhaSE1} \times P_{falhaSE3}) + (P_{falhaSE2} \times P_{falhaSE3}) - 2(P_{falhaSE1} \times P_{falhaSE2} \times P_{falhaSE3})$$

$$P_{falhaSimult} = [(9,978 \times 0,9986) + (9,978 \times 5,881) + (0,9986 \times 5,881)] 10^{-8} - 2(9,978 \times 0,9986 \times 5,881) \cdot 10^{-12}$$

$$P_{falhaSimult} = (9,964 + 58,681 + 5,873 - 0,0118) 10^{-8} = 74,51 \times 10^{-8} \text{ falha/hora}$$

$$P_{falhaSimult} = 0,65 \times 10^{-2} = \mathbf{0,65\%}, \text{ (6,5\% falhas num universo de 1000).}$$

Nota: Conforme afirmado anteriormente, na dedução da expressão, pode-se observar que o último termo da expressão (última parcela), representa um valor insignificante para o cálculo, por isso pode ser desprezado, sem prejuízo algum para o resultado final.

4.4 – Extensão da metodologia MCINPRO para a manutenção de LTs

A metodologia MCINPRO adotada para a escolha do melhor local para sediar uma equipe ou estrutura de manutenção responsável por um conjunto regional de SEs, também pode ser aplicada para a manutenção de LTs em uma mesma região geográfica. Para isso é também necessário que se defina os locais prováveis para sediar a(s) equipe(s), e as LTs devem ser subdivididas em trechos, conforme critérios geográficos. Para otimizar os deslocamentos e minimizar as penalizações por indisponibilidade não programada, pode-se adotar a técnica de formação de “clusters” ótimos com os vários trechos das LTs. Essa técnica pode ser encontrada na literatura, em ANDERBERG (1973). Ela sugere o agrupamento de dados ou informações, tais como: atributos, tamanhos e formas, por suas similaridades. A esses agrupamentos denominamos “clusters” e os elementos que ocupam um mesmo “cluster” devem apresentar características de associação natural, enquanto os “clusters” entre si são relativamente distintos.

Então, para a formação de um “cluster” as variáveis devem apresentar alguma similaridade numérica para caracterizar o relacionamento entre si.

Para exemplificar uma metodologia para a formação de “*clusters*”, similar à que está sendo proposta neste trabalho, expomos o seguinte:

Tendo um conjunto de dados de “*n*” variáveis e “*m*” unidades, um dispositivo comum para ordenar os valores das medidas é a matriz de dados de “*n*” linhas e “*m*” colunas.

Um vetor linha de dados é o conjunto resposta de todos os dados das unidades “*j*” para uma única variável “*i*”, e conseqüentemente todos os dados são comparáveis entre si. Por outro lado, o vetor coluna de dados para uma unidade “*j*”, abrange dados de todas as variáveis “*i*”.

Em um problema simples com somente duas variáveis pode-se *plotar* os dados unitários em duas dimensões como mostrado no Gráfico 4.1 abaixo. As distâncias entre os pontos podem ser observadas visualmente e os “*clusters*” podem ser facilmente identificados. Em problemas de muitas variáveis, selecionar uma *representação gráfica* bidimensional pode ser vantajoso, mas raramente fornece informações completas para formar um conjunto de “*clusters*” bem definido. Como exemplo, pode-se afirmar que trabalhar visualmente as distâncias em espaços com mais de três dimensões é impossível; para isso será necessário o uso de um método computacional.

Para o caso analisado, como são poucas as informações a serem trabalhadas, possíveis de serem organizadas na forma de matriz, não se tem necessidade de utilizar algum método computacional, como ferramenta, para a formação dos “*clusters*”. Pois com essa metodologia os “*clusters*” podem ser facilmente visualizados e identificados, conforme pode ser observado no Gráfico 4.1, a seguir.

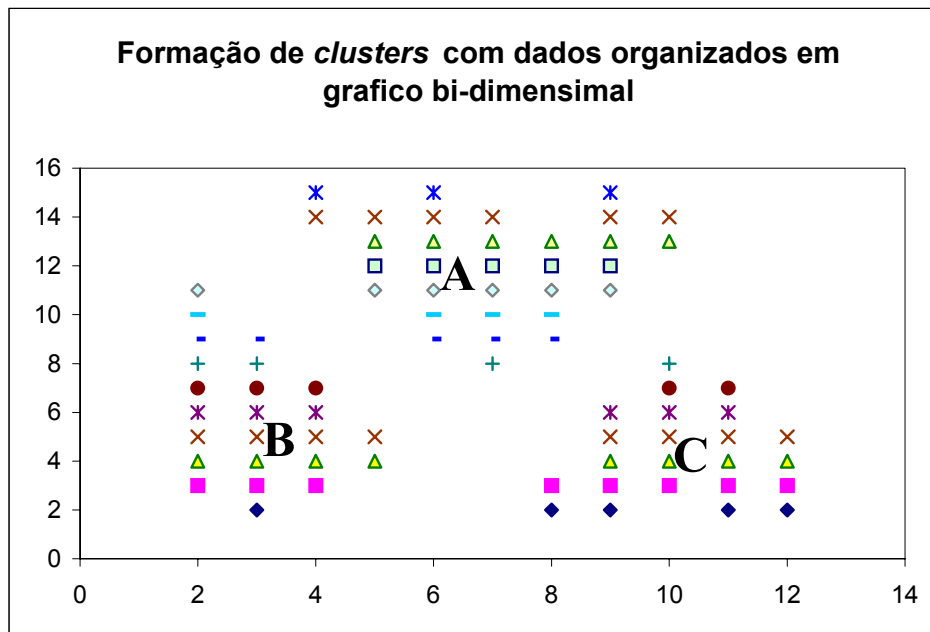


Gráfico 4. 1 – Ilustração de formação de “clusters”

Este é um tipo de gráfico que pode ser usado para representar bem as distâncias entre os vários trechos das linhas de transmissão (i) aos possíveis locais sede para as equipes de manutenção W_j , bastando para isso que todas as informações sejam representadas por suas coordenadas cartesianas.

Como ilustração, pode-se observar no diagrama da Figura 4.2 abaixo, um protótipo de um sistema de transmissão, com a representação de três possíveis locais para sede de equipes de manutenção de linhas de transmissão.

Como o objetivo principal desse trabalho é minimizar os períodos de indisponibilidade não programada agindo sobre os tempos de deslocamento das equipes de manutenção, utilizou-se a técnica de “clusters” para agrupar à cada um dos possíveis locais sede de equipe de manutenção W_j os trechos de linhas de transmissão que exigem os menores tempos de deslocamento, nas ocorrências de indisponibilidade não programada (falha).

Nota: Assim como os possíveis locais sede de manutenção, cada um dos trechos de linha pode ser representado em um gráfico por suas coordenadas cartesianas de espaço ou de tempo. Assim pode se visualizar facilmente os “clusters” que minimizam as distâncias ou os tempos de deslocamento entre os prováveis locais sede de manutenção e os vários trechos das linhas de transmissão.

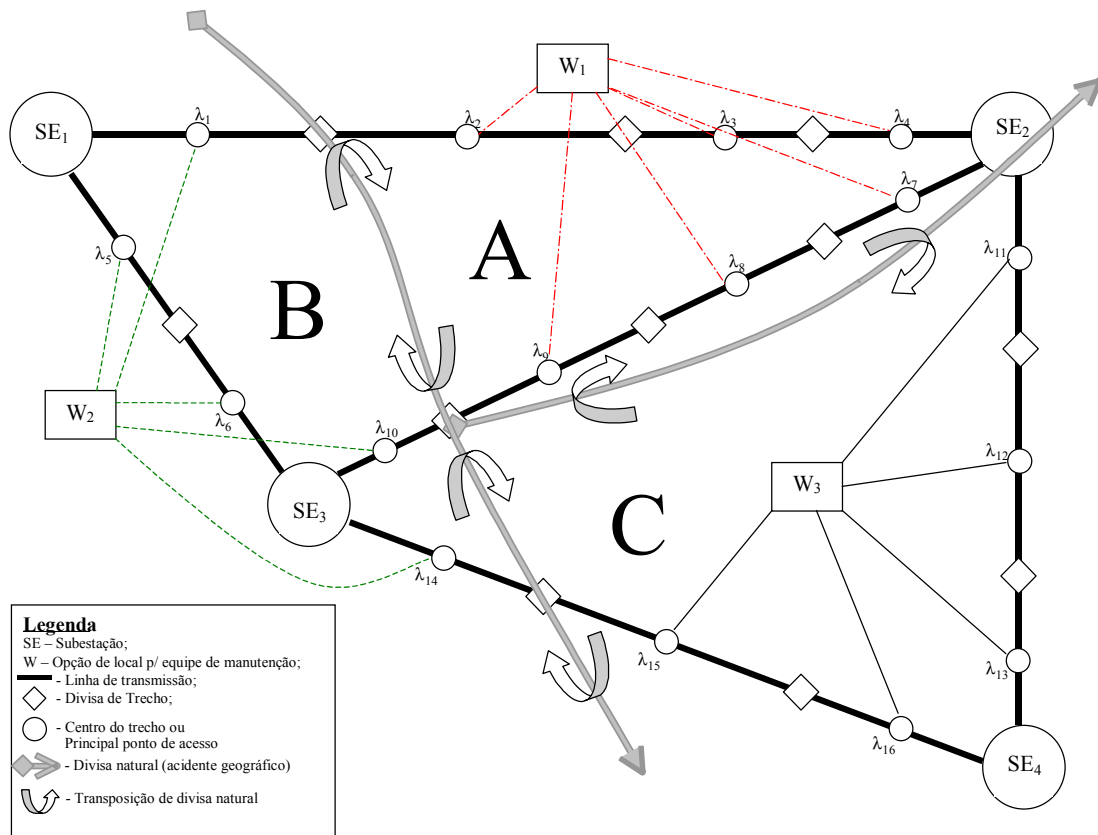


Figura 4. 2 – Diagrama esquemático ilustrativo de um sistema de transmissão

As informações relacionadas aos tempos de deslocamentos (t_{ij}) entre os vários trechos das linhas ($i = 1$ a n) e os possíveis locais sede das equipes de manutenção W_j ($j = 1$ a m), podem ser dispostas na forma matricial, conforme a representação na Tabela 4.1, a seguir.

Tabela 4.1 – Informações dos tempos de deslocamento, dispostas na forma matricial

Trecho	Tempos médios deslocamento Sede/trecho LT				
	W_1	W_2	W_3	-----	W_m
1	t_{11}	t_{12}	t_{13}	-----	t_{1m}
2	t_{21}	t_{22}	t_{23}	-----	t_{2m}
3	t_{31}	t_{32}	t_{33}	-----	t_{3m}
4	t_{41}	t_{42}	t_{43}	-----	t_{4m}
5	t_{51}	t_{52}	t_{53}	-----	t_{5m}
-	-	-	-	-----	-
-	-	-	-	-----	-
n	t_{n1}	t_{n2}	t_{n3}	-----	t_{nm}

4.4.1 – Aplicabilidade da Metodologia de MCINPRO para as LTs

Para a aplicação da função de **MCINPRO**, também como uma metodologia para otimizar a distribuição dos recursos humanos e tecnológicos para a manutenção de linhas de transmissão, é necessário que se faça algumas considerações quanto a particularidade das linhas, bem como das equipes de manutenção.

- a) Algumas considerações sobre as LTs do sistema de transmissão de energia elétrica, que compõem a rede básica.
- Geralmente são de longa extensão. Por esse motivo, cruzam por regiões com os mais variados tipos de acidentes geográficos, justificando, para efeito de manutenção, uma subdivisão por trechos, agregando-se apenas parte de uma determinada linha a uma equipe de manutenção mais próxima.
 - Ainda em função da extensão das linhas de transmissão, além da divisão entre equipes, é possível subdividi-las em trechos característicos, devido aos diferentes tipos de acidentes geográficos, características topográficas e ambientais que geralmente podem se caracterizar por apresentarem diferentes taxas de falha e/ou de defeito. Então, uma mesma linha pode ser dividida em vários trechos, cada um com características específicas, típicas das diferentes regiões, no seu percurso.
 - Possuem trechos de difícil acesso devido aos mais variados tipos de acidentes geográficos e características topográficas.

- Iniciam e terminam sempre nas subestações. Não existem ramificações nas linhas da rede básica.

b) Considerações sobre as equipes de manutenção de LTs:

- Geralmente formadas por pessoas devidamente habilitadas, com treinamento específico;
- Utilizam veículos automotivos especiais, equipamentos e ferramentas específicas.
- Necessitam de instalações especiais para a guarda de equipamentos e ferramentas especiais.
- Geralmente necessitam de um maior número de pessoas por frente de trabalho.

Para facilitar a análise, foi idealizado um protótipo de um sistema formado por quatro subestações e cinco linhas de transmissão, como o mostrado na Figura 4.2 acima, onde existem três pontos viáveis para sediar equipes de manutenção. Esse sistema está localizado em uma região cortada por dois importantes acidentes geográficos, cuja transposição representa grande perda de tempo. Por esse motivo, esses acidentes geográficos estabelecem divisas naturais no sistema, que nesse caso pode ser dividido em três partes (A, B e C). Está representado na mesma figura um cenário mostrando uma equipe de manutenção para cada um dos locais viáveis, como a solução que representa o menor custo por indisponibilidade não programada.

Outros acidentes geográficos de menor grandeza, ou ainda outras características topográficas e/ou ambientais importantes, permitem dividir as linhas de transmissão em trechos característicos, como pode ser visto nessa mesma figura ilustrativa.

Aplicando uma técnica de análise por “**clusters**” para a solução do problema, pode-se utilizar uma metodologia similar a que segue:

Sabe-se que cada LT apresenta um custo característico de indisponibilidade, diretamente proporcional à sua receita permitida; e que cada trecho de linha possui sua taxa de falha característica (para linhas em operação essa informação se consegue através do histórico de manutenção e, para linhas novas esse dado pode ser estimado, considerando-se as informações do sistema em operação); e, cada trecho de linha encontra-se a uma determinada distância ou tempo de deslocamento de um determinado local candidato a

sede de equipe de manutenção. Essas informações permitem formar os vetores p_i e λ_i , e a matriz W , conforme a Tabela 4.2, a seguir.

Tabela 4.2 – Informações sobre os vários trechos das linhas de transmissão

LT_z	Trecho $_i$	Custo	T.falha	Tempos médios deslocamento Sede/trecho LT				
				p_i	λ_i	W_1	W_2	W_3
LT_1	1	p_1	λ_1	t_{11}	t_{12}	t_{13}	---	t_{1m}
	2	p_2	λ_2	t_{21}	t_{22}	t_{23}	---	t_{2m}
	3	p_3	λ_3	t_{31}	t_{32}	t_{33}	---	t_{3m}
	4	p_4	λ_4	t_{41}	t_{42}	t_{43}	---	t_{4m}
LT_2	5	p_5	λ_5	t_{51}	t_{52}	t_{53}	---	t_{5m}
	-	-	-	-	-	-	---	
	-	-	-	-	-	-	---	
LT_y	n	p_n	λ_n	t_{n1}	t_{n2}	t_{n3}	---	t_{nm}

Onde:

LT_z – mostra as linhas de transmissão envolvidas na análise, ($z = 1$ a y);

Trecho $_i$ - mostra todas as possibilidades de subdivisão das linhas, ($i = 1$ a n);

p_i – é o vetor custo de indisponibilidade, que é uma característica de cada linha;

λ_i - é o vetor formado com as taxas de falha características de cada trecho (i); e

W – é a matriz dos tempos de deslocamento t_{ij} de cada um dos possíveis locais sedes das equipes de manutenção W_j até os pontos centrais ou de acesso principal a cada um dos trechos (i) das linhas do sistema em análise. ($j = 1$ a m).

Considerando a possibilidade de instalação de até “ p ” equipes de manutenção, onde “ $p \leq m$ ”, pode-se simular os vários cenários, combinando-se as “ p ” equipes, tomando-as de 1 a p .

Para a escolha do melhor local (de menor custo para a indisponibilidade não programada) para a instalação de uma **única equipe**, geram-se “ m ” “*clusters*” de dados, um para cada local W_j , cada um deles englobando os “ n ” trechos de linha, e utiliza-se a seguinte expressão:

$$\min_j \sum_{i=1}^n \lambda_i p_i (t_{ij}) \quad (4.15)$$

para cada um dos “clusters”, separadamente. O que resultar no menor valor será o correspondente ao local de menor custo para indisponibilidade não programada.

Para se instalar **mais de uma equipe** entre os vários locais W_j viáveis, utiliza-se a seguinte expressão:

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i P_i \min_{j=1,m} (t_{ij}) \quad (4.16)$$

para minimizar o custo da penalidade para a indisponibilidade não programada, para qualquer dos cenários, com “ $1 < p \leq m$ ” equipes de manutenção, sendo “ p ” e “ m ” inteiros.

Para cada uma das possíveis combinações desses cenários teremos a formação de “clusters” com os tempos mínimos de deslocamento para os vários trechos de linha (i), para cada um dos possíveis locais sede de equipes de manutenção W_j , e a expressão

$$\text{MCINPRO}_{LT} : \sum_{i=1}^n \lambda_i P_i \min_{j=1,m} (t_{ij}) \quad (4.17)$$

irá minimizar a perda de receita por indisponibilidade não programada para os vários cenários (com “ $1 < p \leq m$ ” equipes de manutenção). Pode-se constatar que o resultado dessa expressão varia inversamente com a variação do número “ p ” de equipes de manutenção.

Nota: Essa é a expressão para o cálculo da parcela variável do custo para a implantação de uma estrutura de manutenção de LTs, que poderá ser formada por até “ p ” equipes (para “ $1 < p \leq m$ ”).

Considerando que em cada local terá apenas uma única equipe de manutenção, pode-se afirmar que a implantação de diferentes números de equipes de manutenção, irá implicar em custos diferenciados de implantação e de manutenção de toda a estrutura e a infra-estrutura do local. Então, para se encontrar a solução de melhor custo-benefício ou de menor custo global, deve-se estimar os custos de implantação para cada possibilidade de cenário (com “ 1 a p ” equipes) e os respectivos custos de manutenção. Tudo deve ser referenciado a uma base de tempo comum, que pode ser anual.

Nota: Os custos de implantação podem ser divididos em parcelas anuais equivalentes, considerando uma estimativa de vida útil de cada instalação. Essas parcelas estão representadas na nova função objetivo por $C_f(k)$.

Com essas considerações pode-se minimizar os custos globais para o sistema com a expressão seguinte:

$$\min_k C(k) = \sum_{i=1}^n \lambda_i p_i \min_{j=1,m} (t_{ij}(k)) + C_f(k) \quad (4.18)$$

onde $C_f(k)$ é a parcela de custo fixo correspondente aos custos de implantação e de manutenção de toda a estrutura e infra-estrutura para cada cenário (k), variando de “1 a p ” o número das equipes de manutenção, para os vários locais W_j ($j = 1$ a m).

Uma outra técnica para agrupar as informações em “clusters” pode ser observada no Gráfico 4.2 abaixo, onde estão representadas as informações relacionadas ao diagrama esquemático da Figura 4.2, acima. Poderão ser agrupados a cada um dos três locais W_j os menores tempos de deslocamento relacionados a cada um dos trechos de linha (i).

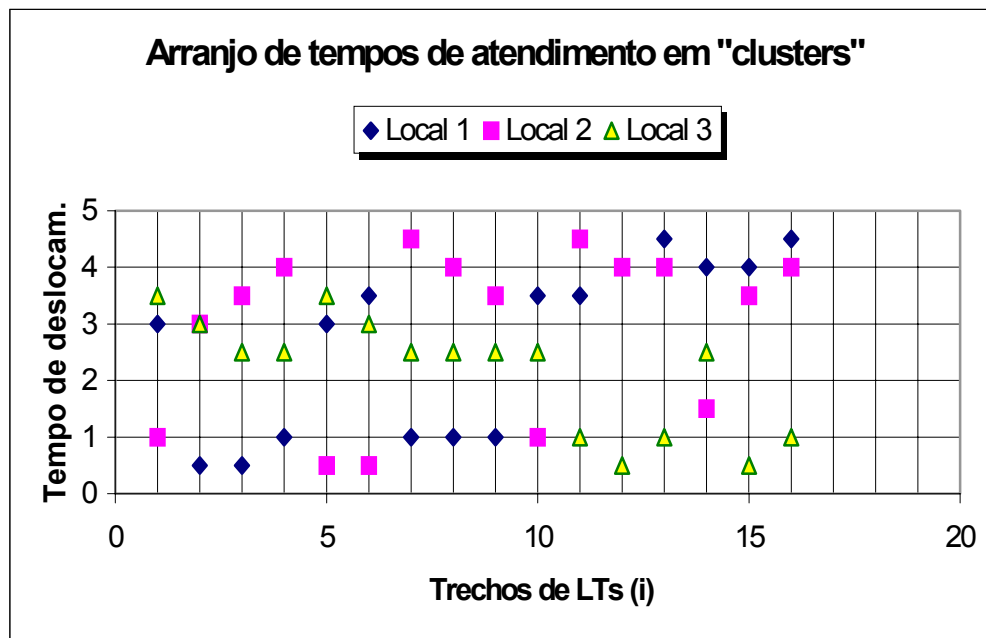


Gráfico 4.2 – Representação de tempos de deslocamento para manutenção de LTs

E a formação dos “clusters” para os três locais, fica a seguinte:

- Para o local 1 – os trechos: 2, 3, 4, 7, 8 e 9.
- Para o local 2 – os trechos: 1, 5, 6, 10 e 14.
- Para o local 3 – os trechos: 11, 12, 13, 15 e 16.

Se em cada um desses locais houvesse uma equipe de manutenção, essa seria a distribuição dos trechos das linhas de transmissão para que o custo da penalização por indisponibilidade não programada fosse mínimo.

Se fosse necessário escolher os dois melhores locais entre os três propostos teríamos a formação dos seguintes “clusters”:

- Para os locais 1 e 2:
 - Para o local 1 – os trechos: 2, 3, 4, 7, 8, 9 e 11.
 - Para o local 2 – os trechos: 1, 5, 6, 10, 12, 13, 14, 15 e 16.
- Para os locais 1 e 3:
 - Para o local 1 – os trechos: 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8 e 9.
 - Para o local 3 – os trechos: 6, 10, 11, 12, 13, 14, 15 e 16.
- Para os locais 2 e 3:
 - Para o local 2 – os trechos: 1, 2, 5, 6, 10 e 14.
 - Para o local 3 – os trechos: 3, 4, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 15 e 16.

Para escolher os dois locais de menor custo para a indisponibilidade não programada, basta que se aplique a expressão $MCINPRO_{LT}$ para cada uma das três combinações, separadamente, e então pode-se escolher os dois locais que resultaram no menor valor para a expressão.

Para escolher os dois melhores locais (de menor custo), considerando os custos globais, deve-se aplicar, para cada combinação, a expressão 4.18 mostrada acima.

Os dois locais de menor custo, serão aqueles cuja expressão fornecer o menor resultado.

Para escolher apenas o melhor entre os três locais teremos como resultado três “clusters” semelhantes, cada um deles contendo todos os trechos das linhas. E o resultado

pode ser obtido aplicando-se a mesma metodologia utilizada para a escolha dos dois melhores locais.

O melhor dos locais será sempre o que apresentar o menor resultado para a expressão utilizada.

Nota: Pode-se optar apenas pelo menor custo para a indisponibilidade não programada através da expressão $MCINPRO_{LT}$ 4.17 ou pelo menor custo global, usando-se a expressão 4.18.

Considerações sobre a metodologia de análise por “clusters”

A metodologia de análise por “clusters” encontrada em ANDERBERG (1973), também pode ser aplicada, sem muita precisão, para a distribuição dos recursos humanos e tecnológicos de manutenção de subestações, quando se dispõe de um universo com um maior número de subestações; pois, por analogia, cada subestação poderá corresponder a um trecho de linha com uma taxa de falha média e um custo médio de penalização por indisponibilidade não programada, estimados, para cada uma das SE_i . Essas médias, calculadas ou estimadas, fornecerão resultados aproximados na expressão da função objetivo, perdendo-se em precisão.

No entanto, na rede básica do sistema de transmissão da ELETROSUL, geralmente se trabalha com universos pequenos (de uma a três subestações); e esses universos são bem definidos porque são grandes as distâncias entre uma subestação e outra. Por esse motivo, essa metodologia não está sendo aplicada ou sugerida para a alocação dos recursos para a manutenção de subestações.

É comum que em uma determinada região se instale apenas uma estrutura de manutenção de subestações, em um único local previamente escolhido entre algumas alternativas viáveis. Para esse caso recomenda-se a aplicação direta da metodologia desenvolvida para a $MCINPRO$ do item 4.3.4.

Diferentemente da metodologia apresentada neste trabalho, ALBRECHT (1979) formulou equações matemáticas para determinar as taxas de falhas permanentes das linhas de transmissão. Essas equações variam com o nível de tensão e com o comprimento das linhas.

4.5 – Conclusões

Neste capítulo desenvolveram-se os conceitos fundamentais de manutenção, manutenibilidade e de logística. Abordaram-se temas como “eficiência e eficácia da manutenção, considerando-a um “fator estratégico” para a competitividade entre as empresas transmissoras de energia elétrica. Foram feitas referências às modernas filosofias e metodologias tais como TPM e MBC, utilizadas com sucesso em algumas empresas do setor elétrico. E abordou-se em detalhes o relacionamento entre logística e manutenção, principalmente no que se refere à contribuição do sistema logístico às atividades de manutenção, com o foco para as corretivas (manutenções não programadas).

Com esse foco, concluiu-se ser de fundamental importância a escolha adequada do local para a sede de uma estrutura de manutenção, com seus recursos humanos e tecnológicos. Pesquisaram-se então teorias e metodologias recomendadas e algumas delas já aplicadas com sucesso na determinação de locais para implantação de facilidades tais como: centros de distribuição de produtos, centros de atendimento de emergência, centrais telefônicas, subestações de distribuição de energia, central de coleta de lixo, central de processamento e despacho de correspondência, postos de despacho de cargas e encomendas, entre outras.

Além das metodologias existentes, desenvolveu-se uma outra diretamente aplicável à localização de estruturas de manutenção, visando minimizar as perdas de receita por indisponibilidades não programadas das instalações e ativos de um sistema de transmissão de energia elétrica. Observou-se ainda que essa metodologia desenvolvida, em princípio, para a localização ótima de estruturas de manutenção para subestações, também pode ser adaptada” para a manutenção de linhas de transmissão, com o uso de uma analogia própria e de uma técnica de agrupamento por “clusters”, com uma pequena variação na formulação.

CAPÍTULO 5

Informações Técnicas – Rede Básica – Sistema de Transmissão da ELETROSUL

5.1 – Introdução

Neste capítulo serão analisadas informações de manutenção, com ênfase às “não programadas” ou “forçadas”, do Sistema de Transmissão da ELETROSUL, relacionadas à falha de equipamentos e/ou instalações de Subestações, cujo restabelecimento da função só é possível pela ação da manutenção. Serão abordados mais detalhadamente os equipamentos e sistemas que têm relação direta com a indisponibilidade das funções da rede básica do Sistema de Transmissão, que são:

- A transmissão de energia propriamente dita, que acontece através das linhas, e
- A transformação de energia para diferentes níveis de potencial (tensão), que se processa nos transformadores de potência.

5.2 – Breve Conceito de Subestação (SE)

A Subestação de Transmissão de Energia Elétrica nada mais é que um entreposto de distribuição onde o produto (energia) é recebido em grandes blocos, recebe algum tratamento do tipo regulação e/ou transformação de tensão para diferentes níveis, para atender o mercado com a qualidade desejada e, só então a energia elétrica é distribuída para os centros de consumo.

Pelo fato de não ser ainda um produto economicamente armazenável, nessa escala, esta modalidade de energia necessita de tratamento de qualidade permanente (on line), em “tempo real” (expressão comumente utilizada pelos centros de despacho de energia, também conhecidos por “despachos de carga”).

Atualmente as ações para tratamento da qualidade da energia elétrica são realizadas automaticamente, independente da vontade do homem, ou por telecontrole (controle a distância), por operadores locais ou regionais.

Para aferir a qualidade desejada para a energia elétrica, as subestações possuem equipamentos de regulação que podem ser transformadores, reatores e/ou capacitores; equipamentos de manobra para desconexão e reconexão dos circuitos; sistemas de supervisão que monitoram a qualidade da energia circulante, dentro de padrões pré-estabelecidos; sistemas de proteção que atuam quando ocorrem eventos que provocam violações dos limites permitidos autorizando as ações corretivas necessárias; e os sistemas de controle que desencadeiam as ações corretivas necessárias.

Para aferir flexibilidade, confiabilidade e níveis de qualidade diferenciados, as subestações de transmissão de energia elétrica possuem alguns tipos de configurações características, utilizadas de acordo com o grau de importância de suas funções. Isso não significa dizer que em um mesmo setor de subestação todas as suas funções têm graus de importância semelhantes. No entanto, determina-se um arranjo único para cada setor de subestação como forma de padronização.

No parque de transmissão de energia elétrica da ELETROSUL, suas 31 subestações apresentam, na sua maioria, as configurações apresentadas no Apêndice B.

No Apêndice C estão relacionados os principais equipamentos que compõem cada função de transmissão.

Nota: Como citado no Capítulo 3, item 3.8.3, os equipamentos que têm relação direta com a indisponibilidade não programada das funções do sistema de transmissão são:

- No sistema de 230 kV, que utiliza configuração com barra dupla, conforme pode ser observado nos diagramas esquemáticos das Figuras B.1, B.2 e B.3 do Apêndice B, são os pára-raios (PR), os transformadores para instrumentos, de corrente (TC) e de potencial (tensão) (TPC ou DCP ou simplesmente TP) e os sistemas de controle e proteção.
- No sistema de 525 kV, que utiliza o tipo de configuração barra dupla com disjuntor e meio (DJ e 1/2), conforme o diagrama esquemático da Figura B.4 do Apêndice B, somente o pára-raios (PR), o transformador de potencial para instrumentos (TPC ou DCP) e os sistemas de controle e proteção indisponibilizam as funções de modo permanente.

5.3 – Principais falhas características dos equipamentos inseridos nas funções de transmissão que provocam indisponibilidades permanentes.

Serão comentados aqui somente os equipamentos inseridos em cada uma das funções, cuja falha provoca a indisponibilidade das mesmas de forma permanente.

Esses equipamentos aparecem relacionados no item 3.8.3 do Capítulo 3.

5.3.1 – Transformador de Corrente para Instrumentos (TC)

Este equipamento geralmente tem a seguinte composição: enrolamentos primário e secundário, núcleo magnético, coluna isolante, materiais isolantes sólidos e líquidos, diafragma ou colchão de gás para a expansão do líquido isolante, caixa metálica, terminais primários, terminais secundários e terminal de terra.

As falhas em geral acontecem por degradação dos materiais isolantes, ou do diafragma que se rompe e permite a contaminação do líquido isolante. Além disso, a degradação dos materiais isolantes pode acontecer por sobreaquecimento provocado por sobrecarga ou por defeito interno, ou ainda, por “*stress*” provocado por sobre-tensão.

Ainda outros defeitos podem levar a uma falha. Dentre eles pode-se relacionar: a degradação das vedações nos terminais primário e secundário, a degradação da isolação dos terminais secundários, a descontinuidade elétrica nos terminais secundários, a degradação do núcleo magnético, a degradação da cimentação da coluna isolante (geralmente de porcelana) nos flanges metálicos de acoplamento e fixação, a deposição de poluentes na superfície externa da coluna isolante e a corrosão nas partes metálicas, principalmente na caixa que abriga a parte ativa (enrolamentos e núcleo).

5.3.2 – Transformador de Potencial para Instrumentos (TPC ou simplesmente TP)

É um equipamento de composição física semelhante ao TC, portanto, pode apresentar modos de falha idênticos, exceto para a sobrecarga que no TC pode ser tanto do lado de alta como no lado de baixa tensão, neste equipamento a única possibilidade de sobrecarga só pode acontecer no circuito do secundário, no lado de baixa tensão. Quanto ao TPC, ele tem uma coluna capacitiva utilizada como divisor de tensão e seu isolamento sólido tem demonstrado maior fragilidade.

5.3.3 – Pára-Raios (PR)

É composto por pastilhas resistivas empilhadas, com ou sem gaps intermediários. Também possui uma coluna isolante que fornece o isolamento necessário entre o terminal de alta tensão e sua base, onde está o terminal de terra. Possui em seu interior uma leve sobre-pressão de um gás super-seco para evitar a penetração da umidade do ar ou de algum outro contaminante.

As falhas geralmente acontecem por degradação das vedações que permitem o ingresso da umidade do ar ambiente e/ou de outros contaminantes que provocam a degradação da parte ativa. Como não possui isolamento líquido nem indicador da pressão interna, torna-se difícil diagnosticar o problema. Está em estudo uma técnica para diagnóstico de defeito com o uso da termovisão.

5.3.4 – Sistemas de controle e proteção

Geralmente formados por inúmeros painéis, instrumentos e dispositivos de comando e de controle, instrumentos de medição e sistemas de sinalização, e seus respectivos relés de proteção. Todos esses componentes e sistemas estão interligados aos equipamentos de alta tensão dos quais recebem as informações necessárias para desempenhar bem suas funções. Todas essas interligações normalmente ainda são realizadas com fios metálicos condutores de energia. Portanto, podem apresentar inúmeros modos de falha.

Nota: Um outro modo de falha que pode acontecer com qualquer dos equipamentos e sistemas acima relacionados é a falha catastrófica, que independe da idade ou das suas condições operativas. As vezes essas falhas são provocadas por fenômenos externos.

Então, pelo exposto acima, podemos afirmar que além dos mecanismos de falha próprios, característicos de cada tipo de equipamento, ainda tem-se a possibilidade de falhas catastróficas que podem ser provocadas um processo de degradação rápida e incontrolável ou por problemas externos, tais como: surtos de tensão no sistema, por catástrofes de fenômenos naturais e outros. Normalmente existem sistemas de proteção para esses fenômenos, mas às vezes eles também falham, ou não foram projetados para surtos ou esforços de tamanha magnitude.

5.4 – Análise das Indisponibilidades não Programadas da Rede básica da ELETROSUL

5.4.1 – Considerações Gerais

As indisponibilidades podem ser programadas (voluntárias) ou não programadas (involuntárias). As voluntárias geralmente acontecem para regulação de tensão ou para permitir intervenções de manutenção, normalmente preventivas. As indisponibilidades para regulação de tensão não são passíveis de penalização.

Algumas exceções de indisponibilidade programada acontecem para implantações de melhorias no sistema, tais como: ampliações, modernizações, repotenciações e recapitações. Essas exceções, quando devidamente autorizadas pela ANEEL, toda a indisponibilidade necessária para a sua implementação não sofrerá qualquer tipo de penalização.

Nota: Também não são penalizadas as indisponibilidades não programadas provocadas por casos fortuitos ou por motivos de força maior, como por exemplo ventos de velocidade além da prevista em projeto, ou alguma outra catástrofe.

5.4.2 – Informações sobre indisponibilidades não programadas

A pesquisa sobre a indisponibilidade não programada abrangeu o período de 1992 a 2001. Nessa época a rede básica do parque de transmissão da ELETROSUL era formada por 23 subestações, com 52 Linhas de Transmissão, 54 Transformadores e 11 Reatores em operação.

As informações foram extraídas de bancos de dados gerenciado pela Divisão de Proteção e Estudos do Sistema – DPES, do Departamento de Operação do Sistema – DOS, da ELETROSUL.

A análise se limitará ao período de 1992 a 2001, em que foram pesquisados os registros de 5.715 ocorrências de indisponibilidades não programadas, também conhecidas como “forçadas” ou “involuntárias”.

Seguem as informações do histórico das Indisponibilidades não programadas da rede básica do sistema de transmissão da ELETROSUL, do período de 1992 a 2001.

Tabela 5. 1 – Indisponibilidade não programada na rede básica – números totais

ANO	Total de ocorrências		De Equipamentos (função)		De Linhas de Transmissão		Obs.
	Nº Ocorr.	Indisp. (h)	Nº Ocorr.	Indisp. (h)	Nº Ocorr.	Indisp. (h)	
1992	213	3.040,07	71	2.966,20	142	73,87	(1)
1993	221	356,52	87	250,47	134	106,05	
1994	199	181,35	41	80,72	158	100,63	
1995	162	1.217,24	42	1.062,97	120	154,27	(2)
1996	199	202,07	53	85,57	146	116,50	
1997	148	297,00	46	108,70	102	188,30	
1998	168	584,39	58	235,47	110	348,92	(3)
1999	237	668,75	68	469,84	169	198,91	(4)
2000	186	203,67	65	136,58	121	67,09	
2001	212	911,73	118	644,88	94	266,85	(5)
TOTAL	1.945	7.662,79	649	6.041,40	1.296	1.621,39	

Observações: Desta Tabela 5.1 serão expurgadas as ocorrências com tempos excessivos de duração ou com taxa elevada de repetição, conforme abaixo:

- (1) duas ocorrências, uma de 830,85 horas e outra de 1999,98 horas, todas de equipamentos;
- (2) uma ocorrência de 1.018,25 horas, de equipamentos;
- (3) duas ocorrências, uma de 145,85 horas, de equipamentos e outra de 326,16 horas, de LTs;
- (4) uma ocorrência de 235,42 horas, de equipamentos;
- (5) duas ocorrências, uma de 452,70 horas, de equipamentos e outra de 108,71 horas, de LTs; e as 25 ocorrências relacionadas à SE Santo Ângelo, que entrou em operação naquele ano.

Nota: Foram consideradas ocorrências com duração excessiva todas aquelas cujo período de indisponibilidade foi superior a 100 horas; e com taxa elevada de repetição

somente o caso da SE Santo Ângelo, que entrou em operação naquele ano com alguns problemas, que acarretaram em 25 falhas em curto espaço de tempo.

Segue abaixo a Tabela 5.2 com a relação das indisponibilidades programadas e não programadas da rede básica do sistema de transmissão da ELETROSUL, com os respectivos expurgos relacionados acima. Esta tabela abrange todo o histórico de manutenções do período de 1992 a 2000.

Tabela 5. 2 - Relação entre as indisponibilidades programadas e não programadas

ANO	Indisponibilidade programada (h)	Indisponibilidade ã programada (h)	Indisponibilidade total (h)	% manutenção ã programada
1992	3.740,32	209,24	3.949,56	5,3%
1993	3.578,18	356,52	3.934,70	9,1%
1994	3.307,05	181,35	3.488,40	5,2%
1995	3.069,82	198,99	3.268,81	6,1%
1996	5.223,60	202,07	5.425,67	3,7%
1997	4.911,42	108,47	5.019,89	2,2%
1998	4.046,20	112,38	4.158,58	2,7%
1999	4.624,13	433,33	5.057,46	8,6%
2000	3.700,40	203,67	3.904,07	5,2%
TOTAL	36.201,12	2.006,02	38.207,14	5,3%

Relação entre as indisponibilidades programadas e não programadas na rede básica, em duração (em horas).

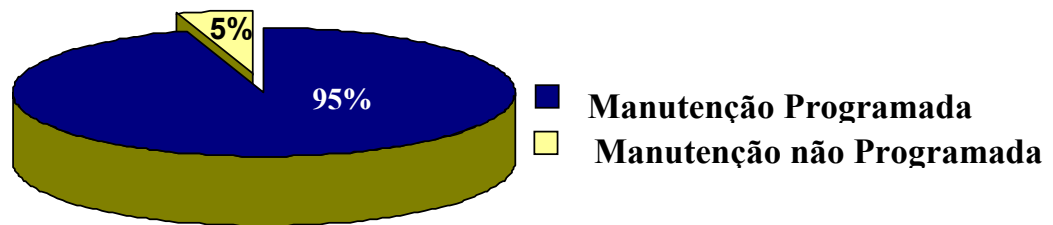
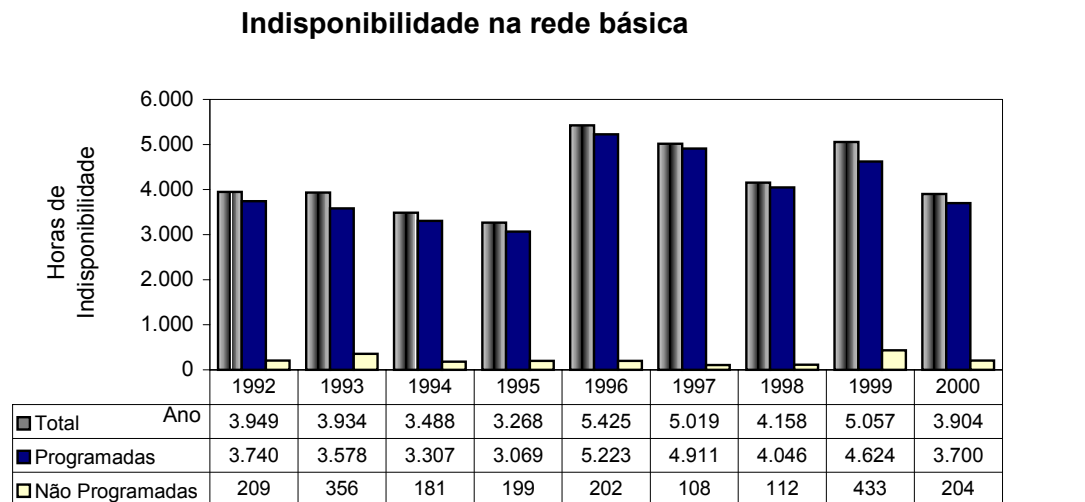


Gráfico 5. 1 – Relação entre as indisponibilidades programadas e não programadas

Entre as indisponibilidades não programadas mostradas acima pode-se observar que existem algumas, às vezes em número razoável, que não implicam em penalização ou por ocorrer em intervalo de tempo inferior a um minuto ou por ser classificada como **isenta**. A relação entre ocorrências **penalizáveis** e **não penalizáveis** aparece ilustrada a seguir.

Relação entre as ocorrências não programadas penalizáveis e não penalizáveis da rede básica do sistema de transmissão da ELETROSUL

Indisponibilidade não programada na rede básica

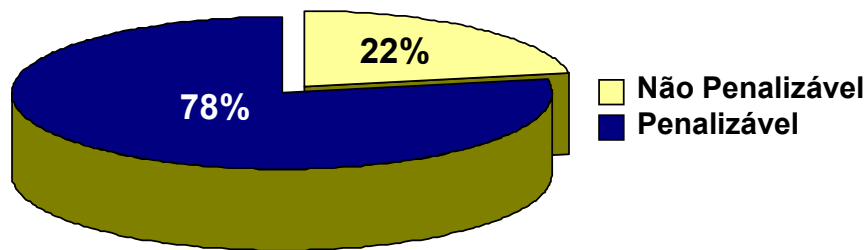
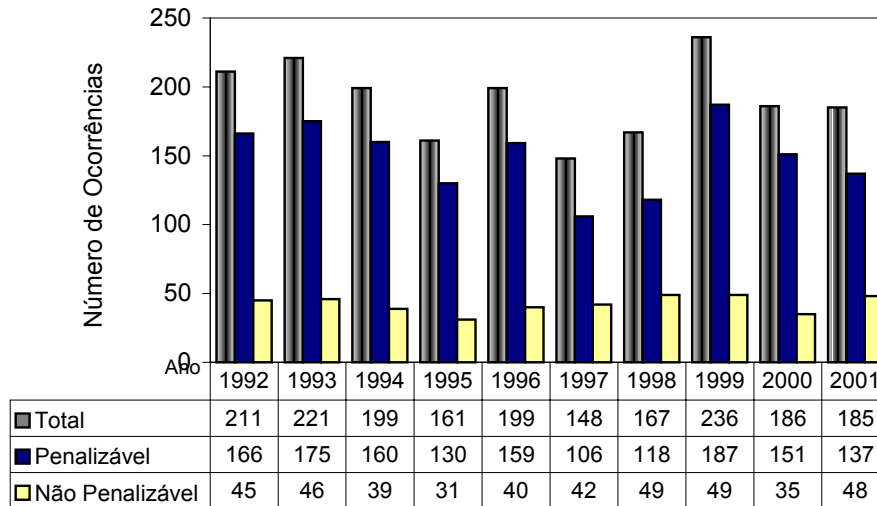


Gráfico 5. 2 – Relação entre as indisponibilidades não programadas penalizáveis e não penalizáveis, em número de ocorrências.

Nota: Observa-se no gráfico de barras acima (Gráfico 5.2), que não existe relação direta entre as ocorrências de indisponibilidades não programadas penalizáveis e não penalizáveis.

As manutenções não programadas penalizáveis ainda podem ser divididas por funções de transmissão, como por exemplo, linhas (LTs), equipamentos de transformação (TRs) e equipamentos de regulação. Abaixo aparece uma tabela ilustrativa da relação entre a indisponibilidade das linhas de transmissão e dos equipamentos de transformação e regulação que aparecem agrupados porque são poucos os equipamentos exclusivos de

regulação e a maioria dos equipamentos de transformação é equipada com componentes de regulação.

Pode-se observar que mesmo sendo responsáveis pela quase totalidade das indisponibilidades não penalizáveis, as linhas de transmissão geralmente superam em muito o número de indisponibilidades não programadas penalizáveis, das demais funções do sistema de transmissão. No entanto, um menor número de indisponibilidade dos equipamentos de transformação e regulação algumas vezes corresponde a um período maior de indisponibilidade, porque é mais comum de acontecer com as linhas de transmissão indisponibilidades temporárias ou transitórias, cujo restabelecimento não depende de ações de manutenção. Isso resulta que, em média, cada indisponibilidade não programada penalizável de equipamentos corresponde a um período de 2,21 (2:12) horas, enquanto que de linhas de transmissão corresponde a 1,13 (1:07) horas.

Tabela 5.3 – Relação entre as indisponibilidades não programadas da Rede Básica, penalizáveis, por falha de Equipamentos (função) e por falha de LTs.

ANO	Total		de Equipamentos (função)		de Linhas de Transmissão	
	em Número	em Horas	em Número	em Horas	em Número	em Horas
1992	166	202,04	53	128,17	113	73,87
1993	175	229,57	73	123,52	102	106,05
1994	160	180,23	36	79,60	124	100,63
1995	130	198,52	38	44,25	92	154,27
1996	159	199,75	52	83,25	107	116,50
1997	106	187,30	40	99,00	66	88,30
1998	118	108,16	47	85,40	71	22,76
1999	187	432,14	59	233,23	128	198,91
2000	151	194,07	57	126,98	94	67,09
2001	137	317,92	70	159,78	67	158,14
TOTAL	1.489	2.249,70	525	1.163,18	964	1.086,52

Indisponibilidade não programada, penalizável, da Rede Básica em número de Ocorrências

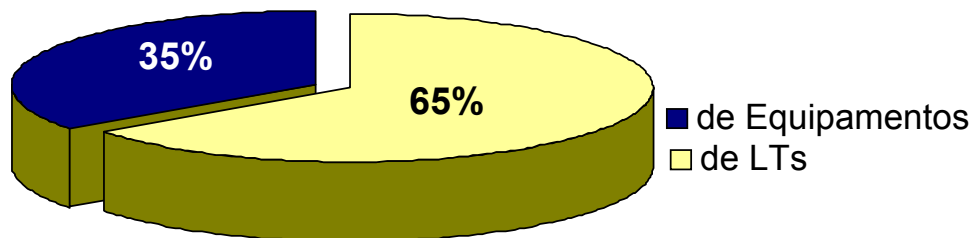
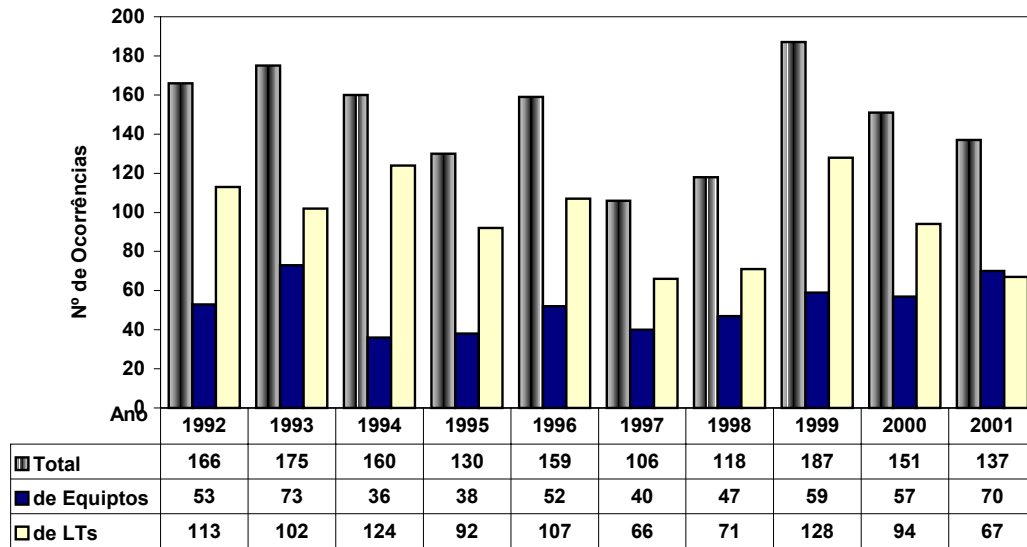


Gráfico 5.3 – Relação entre as indisponibilidades não programadas, penalizáveis, por falha de equipamentos e por falha de LTs, em número de ocorrências.

Relação entre as indisponibilidades não programadas penalizáveis na rede básica por falha de equipamentos (TRs e REs) e por falha de LTs, em horas.

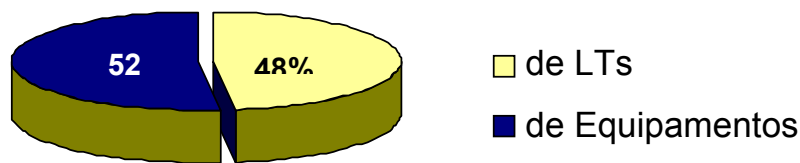
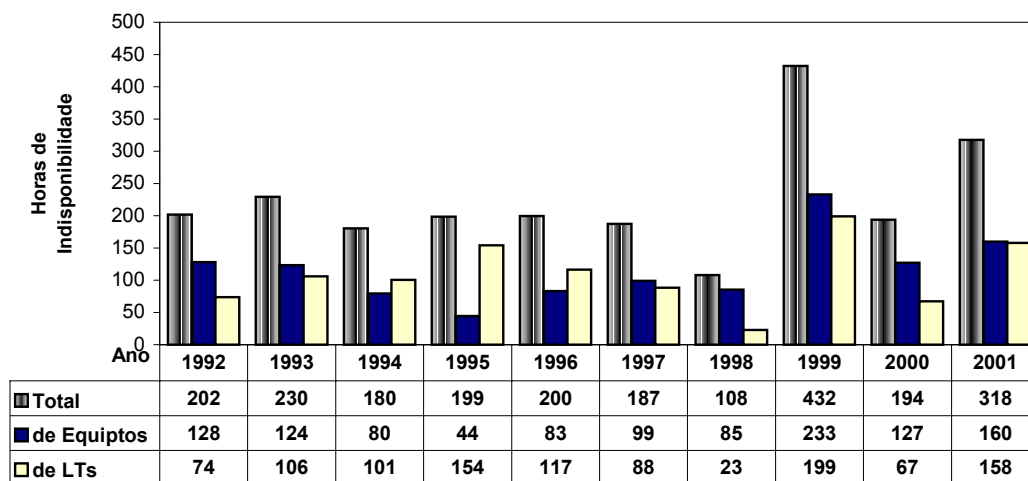


Gráfico 5. 4 – Relação entre as indisponibilidades não programadas, penalizáveis, por falha de equipamentos e por falha de LTs, em horas.

Como ilustrado acima, observa-se que, se em número de ocorrências penalizáveis, destacam-se as linhas (LTs), com números muito superiores, o mesmo não se observa quando a referencia é uma base de tempo. Isso significa dizer que o tempo médio para reparo (MTTR) dos equipamentos é bem superior ao das LTs (reparo = restabelecimento).

Observação: A grande maioria das ocorrências em LTs são restabelecidas apenas com intervenções operacionais.

Aparecem ilustradas abaixo as ocorrências não programadas, penalizáveis, permanentes, cujo restabelecimento da função só foi possível com a intervenção das equipes de manutenção, nas subestações.

Tabela 5. 4 – Relação entre as indisponibilidades não programadas, penalizáveis, com e sem necessidade de restabelecimento pela ação da manutenção.

ANO	Total		c/ Manut. Corretiva		s/ Manut. Corretiva	
	Nº Ocorr.	Horas Ind.	Nº Ocorr.	Horas Ind.	Nº Ocorr.	Horas Ind.
1992	64	133,81	10	124,16	54	9,65
1993	85	316,93	18	285,17	67	31,76
1994	43	91,33	3	86,06	40	5,27
1995	46	133,16	8	122,25	38	10,91
1996	58	85,37	7	56,15	51	29,22
1997	43	103,70	9	95,86	34	7,84
1998	51	87,54	13	76,80	38	10,74
1999	65	234,67	11	124,47	54	110,20
2000	59	118,09	5	101,85	54	16,24
2001	76	173,41	11	154,35	65	19,06
TOTAL	590	1.478,01	95	1.227,12	495	250,89

Notas:

1. Pode-se observar que, enquanto uma indisponibilidade não programada cujo restabelecimento da função aconteceu sem a intervenção da manutenção teve uma duração média de 0,51 horas (30 minutos), aquelas que foram restabelecidas com a ação da manutenção tiveram uma duração média de 12,92 (12:57) horas.
2. Em algumas ocorrências uma única falha provocou a indisponibilidade de mais de uma função penalizável, sendo que apenas uma ou duas delas dependiam da eliminação da falha para o seu restabelecimento. As demais foram restabelecidas apenas com manobras operacionais.

Indisponibilidade por falhas nas Subestações

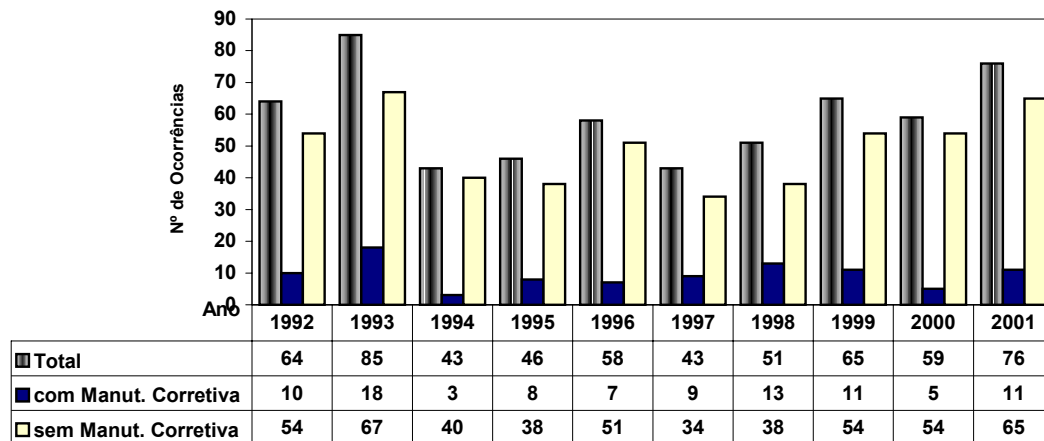


Gráfico 5.5 – Relação entre as indisponibilidades não programadas, penalizáveis, com e sem necessidade de restabelecimento pela ação da manutenção, em número de ocorrências e em horas.

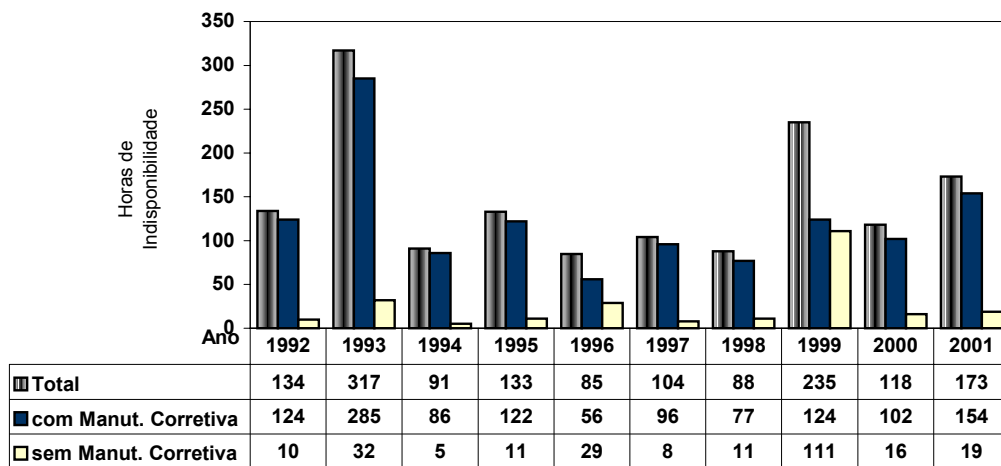


Gráfico 5.6 – Relação entre as indisponibilidades não programadas, penalizáveis, com e sem necessidade de restabelecimento pela ação da manutenção, em horas

Como ilustrado acima, apenas a menor parte das ocorrências de indisponibilidades não programadas necessita de ações de manutenção para o seu restabelecimento, no entanto, essas ocorrências geralmente são responsáveis pela quase totalidade dos períodos de indisponibilidades não programadas, penalizáveis.

Pode-se observar mais claramente no Gráfico 5.7 abaixo que proporcionalmente acontece quase que uma inversão entre os valores percentuais dos números de ocorrências com necessidade de manutenção corretiva e o número de horas dos períodos de indisponibilidade para essas ações de manutenção.

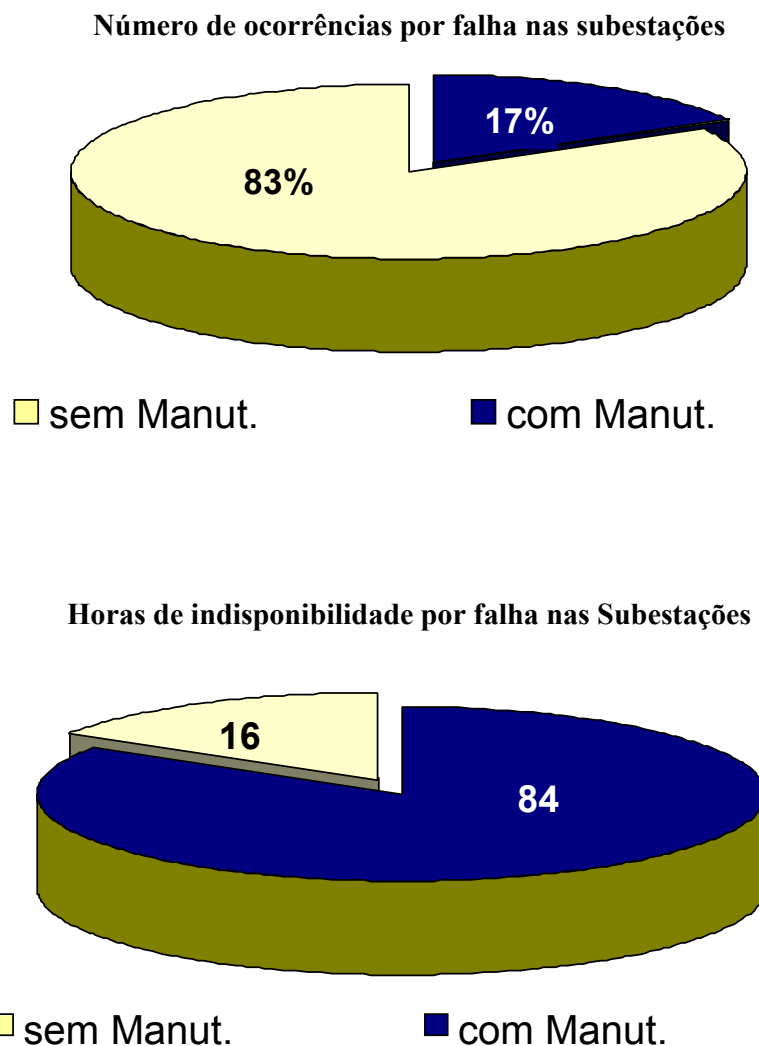


Gráfico 5. 7 - Relação entre as indisponibilidades não programadas, penalizáveis, com e sem necessidade de restabelecimento pela ação da manutenção.

Essas informações acima mostram que para cada ocorrência de indisponibilidade permanente não programada, a equipe de manutenção gasta, em média, aproximadamente 13 horas para restabelecer a função.

Sabendo da possibilidade de redução desse valor desenvolveu-se uma metodologia para alocação das equipes de manutenção com o objetivo de minimizar os custos de penalização por indisponibilidade das instalações, em decorrência do deslocamento dos recursos de manutenção, no atendimento às ocorrências. Esta metodologia está descrita no capítulo anterior, no item 4.3.4.

5.5 – Considerações sobre as indisponibilidades não programadas com necessidade de troca de equipamentos

Das 95 ocorrências do histórico, cujo restabelecimento da função necessitou de alguma ação de manutenção (manutenção corretiva), apenas em 14 delas houve a necessidade de troca de equipamento por uma unidade reserva, o que corresponde a dizer que em apenas 14,73% das ações de manutenção não programadas, na rede básica, houve a necessidade de troca de equipamentos.

No entanto, a escassez e/ou a distribuição inadequada desses equipamentos resultou em aproximadamente 322 horas de indisponibilidade que corresponde a 26,25% de todo o período de indisponibilidade não programada da rede básica cujo restabelecimento da função necessitou de intervenção da manutenção.

Com uma distribuição mais adequada da reserva de operação, o tempo médio para troca que no período pesquisado foi da ordem de 23 horas. De outra forma, com uma melhor distribuição dos equipamentos este período poderá ser inferior a 10 horas e esta parcela de indisponibilidade ficará reduzida para algo em torno de 11% (ou menos) do total da indisponibilidade não programada com intervenção da manutenção.

Monetariamente isso pode não representar muito, porque o período caro da penalização por indisponibilidade não programada abrange apenas as primeiras 5 horas e, nas intervenções com troca de equipamentos de alta tensão, fica muito difícil reduzir esse período de indisponibilidade excessivamente caro. Após esse período das primeiras 5 horas o custo da indisponibilidade resulta igual ao da indisponibilidade programada ou seja reduz-se a 1/15.

Mesmo que monetariamente a variação do custo da indisponibilidade para troca de equipamentos de alta tensão não seja suficiente para motivar uma melhor distribuição da reserva de operação, é esperado que isso proporcione melhoria de qualidade ao serviço ofertado.

Pode-se afirmar que, em um ambiente competitivo a qualidade do serviço ofertado pode fazer a diferença na hora de fechar um contrato.

5.6 – Conclusão

Este capítulo apresentou um breve conceito de subestação de transmissão de energia elétrica e os principais modelos de configuração das subestações de transmissão da ELETROSUL. Relaciona os principais equipamentos que compõem cada uma das funções de um sistema de transmissão de energia elétrica, suas principais características e especificidades, com seus principais modos de falhas e manifestações de defeitos.

Foram analisadas todas as indisponibilidades não programadas penalizáveis, em um histórico de ocorrências de um período de 10 anos, principalmente àquelas cujo restabelecimento da função necessitou de intervenção de manutenção.

Foram também analisadas as indisponibilidades cujo restabelecimento da função só foi possível mediante a troca do equipamento sob falha. Nesse caso se observou que, pelo pequeno número de ocorrências, monetariamente, o seu custo agregado representa pouco no histórico analisado. Provavelmente, por si só, esse custo não seja suficiente para motivar uma melhor distribuição da reserva de operação. No entanto, é esperado que isso proporcione melhoria de qualidade ao serviço ofertado. E qualidade é um importante atributo para o negócio de transmissão de energia. Certamente esse atributo será considerado nos futuros contratos de prestação de serviço e de conexão de transmissão.

CAPÍTULO 6

Metodologia Proposta e Estudo de Caso – Manutenção de Subestações

6.1 – Introdução

Este capítulo apresenta a aplicação da metodologia, na perspectiva de validar a proposição, a partir de um estudo feito sobre uma parte do sistema de transmissão da ELETROSUL composta por um conjunto de três subestações e uma única estrutura de manutenção com quatro possibilidades de local de instalação. As subestações possuem funções bem diversificadas em tipo e custo de indisponibilidade e em seu histórico de indisponibilidades não programadas com restabelecimento pela ação da manutenção pode-se observar registros de vários modos de falha.

Apresentam-se os estudos para a escolha do melhor local para a instalação da estrutura de manutenção utilizando as várias metodologias apresentadas no Capítulo 4 e também usando a expressão 2.1 adotada pela ANEEL para o cálculo da Parcela Variável da receita para as funções do sistema de transmissão. Neste estudo, considera-se o melhor local aquele que resultar na mínima perda de receita por indisponibilidade não programada, primeiro considerando-se os dados do histórico analisado e depois, simulando-se vários outros cenários de falhas.

6.2 – Metodologia Proposta

Minimizar as penalizações por indisponibilidades não programadas melhorando a localização da sede da equipe de manutenção.

Se minimizarmos a indisponibilidade, a disponibilidade será maximizada. Então, com as expressões A.15 e A.16, do Apêndice A

$$\text{Taxa de Falha} - \lambda = \frac{\text{Número} - \text{de} - \text{falhas}}{\text{tempo} - \text{de} - \text{operação}}$$

$$\text{Taxa de Reparo} - \mu = \frac{\text{Número} - \text{de} - \text{reparos}}{\text{tempo} - \text{total} - \text{em} - \text{reparo}}$$

Obtém-se as expressões A.17 e A.18, a seguir:

$$\text{Probabilidade de Operação (Disponibilidade)} = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$$

$$\text{Probabilidade de Falha (Indisponibilidade)} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$

Podemos afirmar que diminuindo o tempo de deslocamento diminui o tempo de reparo, aumentando conseqüentemente a taxa de reparo μ que, por sua vez acarretará em aumento de disponibilidade.

Então, para minimizar os períodos de indisponibilidade não programada relacionados aos deslocamentos da equipe de manutenção precisa-se otimizar a escolha do local para a instalação da sede da estrutura de manutenção. Para isso, parte-se do pressuposto que a equipe partirá sempre de sua sede, para atender as ocorrências de indisponibilidade não programada (as ocorrências são consideradas simples e discretas), pois a probabilidade de ocorrências de falhas simultâneas em subestações diferentes é muito pequena (0,65% ao ano), para o caso analisado. Essa informação pode ser obtida através da expressão A.19 deduzida no Apêndice A, que diz:

$$Pf_{simult} = (Pf_{SE1} \cdot Pf_{SE2}) + (Pf_{SE1} \cdot Pf_{SE3}) + (Pf_{SE2} \cdot Pf_{SE3}) - 2(Pf_{SE1} \cdot Pf_{SE2} \cdot Pf_{SE3})$$

Onde, para efeito de cálculo, pode-se desprezar o último termo, conforme já demonstrado no Capítulo acima referenciado.

Para a solução desse problema, será utilizada a metodologia da função MCINPRO (4.14), apresentada no Capítulo 4, como segue:

$$\text{Min}_j \left[\sum_i t_{ij} \sum_k \lambda_{ik} P_{ik} \right]$$

Função Objetivo – “Mínimo custo esperado para a indisponibilidade não programada” – **MCINPRO**

Legenda:

- O índice “i” identifica a subestação (SE A, B ou C).
- O índice “j” identifica o local da sede da equipe de manutenção W_j ($j = 1$ a m).
- t_{ij} representa o tempo médio de deslocamento da equipe de manutenção entre a sua sede W_j e a subestação SE_i

- O índice “k” distingue os vários modos de falha em cada subestação SE_i .
- λ_{ik} representa as taxas de falha (que expressam as frequências) para os diferentes modos de falha “k” em uma subestação SE_i .
- p_{ik} identifica o coeficiente de penalização para o modo de falha “k” na subestação SE_i .

Essa função indica valor mínimo para o melhor local para a instalação de uma estrutura de manutenção de subestações, que significa a mínima penalização por indisponibilidade não programada.

Nota: Esta metodologia considera ainda os diferentes modos de falha “k” nas diferentes subestações SE_i , visto que as funções de transmissão podem falhar por diversos motivos, cada um com sua taxa de falha característica.

Os resultados obtidos através do uso dessa metodologia sobre os dados do histórico analisado, serão comparados com os resultados obtidos através do uso de outras metodologias apresentadas no Capítulo 4, tais como a da **Distância Econômica – DE**, a do **“vértice mediano”** e, com o uso da expressão 2.1 da ANEEL para o cálculo da **Parcela Variável da receita**.

6.3 – Estudo de Caso

Como estudo de caso, foi escolhido um dos setores de manutenção do sistema de transmissão da ELETROSUL e sua respectiva área de responsabilidade que abrange três subestações, onde foram feitas as seguintes constatações: para atender a subestação A, doravante denominada SE_1 , a equipe de manutenção gasta com deslocamento, em média três horas, para a subestação B, SE_2 , duas horas e para a subestação C, SE_3 , apenas meia hora.

Como pode-se observar no quadro abaixo, considerando apenas a rede básica, as funções de transmissão mais importantes sob sua responsabilidade encontram-se nas subestações A (SE_1) e B (SE_2). Por serem mais importantes, essas funções agregam maior parcela de remuneração e conseqüentemente estão sujeitas aos maiores índices de penalização por indisponibilidade.

6.3.1 – Resumo das indisponibilidades não programadas, penalizáveis, nas subestações no setor analisado.

Nas SEs do Setor analisado encontram-se as funções que estão relacionadas na Tabela 6.1 a seguir, que fazem parte da rede básica do sistema de transmissão da ELETROSUL, com seus respectivos índices de remuneração, que definem os índices para as penalizações.

Tabela 6. 1 – Funções penalizáveis no setor analisado

SE ₁		SE ₂		SE ₃	
Função	Índice de remun.	Função	Índice de remun.	Função	Índice de remun.
TR 1	90,03	RE 1	16,92	TR 1	18,90
TR 2	25,97	LT 1	204,13	TR 2	18,90
TR 3	25,97	LT 2	816,94	TR 3	18,90
TR 4	25,97	LT 3	470,00	TR 4	18,10
RE 1	37,13			TR 5	19,01
RE 2	13,37			LT 1	81,47
LT 1	446,57			LT 2	93,55
LT 2	619,19			LT 3	93,46
LT 3	146,48			LT 4	165,44

Tabela 6. 2 – Intervenções de manutenção não programada nas SEs do setor analisado

Indisponibilidades por falha de equipamentos e/ou instalações das SEs do setor analisado				
SE _i	Total		c/ Intervenção de Manutenção	
	N. Ocorr.	Indisp.(h)	N.Interv.	Interv. (horas)
SE ₁	31	227,40	10	87,44
SE ₂	8	9,73	2	8,75
SE ₃	9	68,57	3	51,50

Considerando apenas a parte da rede básica do sistema de transmissão que envolvem as 3 subestações (SE₁, SE₂, e SE₃), temos o histórico de ocorrências mostrado na Tabela 6.2 acima.

1. Na SE_1 falharam de modo permanente as funções TRs (6 ocorrências) e REs (4 ocorrências).
2. Na SE_2 falharam de modo permanente apenas as funções LTs.
3. Na SE_3 falharam de modo permanente as funções TRs (2 ocorrências) e LTs (uma única ocorrência).

Houve a necessidade de apenas quatro intervenções da equipe especializada em sistemas de controle e proteção, todas na SE_1 . Todas as demais intervenções (6 na SE_1 , 2 na SE_2 e 3 na SE_3) foram realizadas pela equipe especializada em manutenção de equipamentos de alta e extra-alta tensão.

6.3.2 – Informações sobre o caso estudado

Considerando que são quatro as possibilidades de localização da sede da estrutura de manutenção para atender as três subestações, em uma determinada região geográfica, conforme a ilustração abaixo, dispõe-se das seguintes informações:

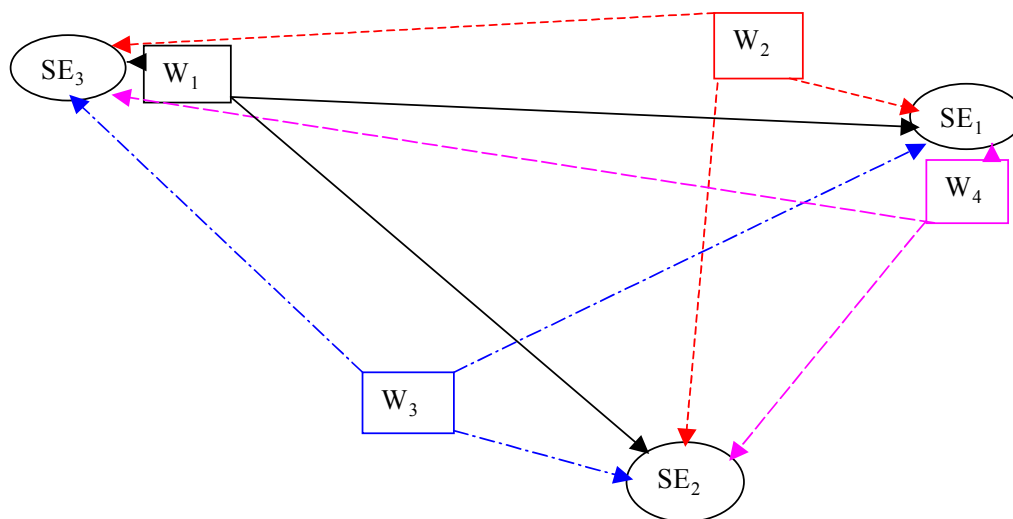


Figura 6. 1 – Esquemático de localização das SE_i e da possível sede da estrutura de manutenção W_j

Seguem os dados relativos aos tempos médios de deslocamento entre os possíveis locais sede para a estrutura de manutenção e as respectivas subestações a serem mantidas.

Tabela 6.3 – Tempos médios de deslocamento entre as SE_i e as alternativas viáveis para a sede da estrutura de manutenção W_j

Tabela dos Tempos Médios de Deslocamentos (t_{ij}) em horas				
$SE_i \backslash W_j$	W_1	W_2	W_3	W_4
SE_1	3,0	1,0	2,5	0,5
SE_2	2,0	3,5	1,0	3,0
SE_3	0,5	2,5	1,5	3,0

Legenda:

- $\lambda(\mathbf{ik})$ = Taxa de modo de falha(k) na SE_i , que expressa a frequência da falha.
- $p(\mathbf{ik})$ = Índice de penalização para o modo de falha (k) na SE_i (equivalente ao índice de remuneração da função ou da instalação geradora da indisponibilidade).
- $t(\mathbf{ij})$ = Tempo médio de deslocamento entre a sede da equipe de manutenção W_j até a SE_i .
- **M.falha(k)** = Modos de falha do histórico.
- **N.ocorr.(ik)** = Número de vezes que um determinado modo de falha aconteceu, no período.

Notas:

- Devido à pequena amostra (pequeno número) de falhas permanentes observada no histórico analisado, a taxa de falha $\lambda(\mathbf{ik})$, que expressa a frequência das falhas, será considerada constante.
- Sendo o índice de penalização $p(\mathbf{ik})$ diretamente proporcional à tarifa ou índice de remuneração da função ou instalação que gerou a indisponibilidade, para efeito de cálculo será considerado o índice de penalização horário igual ao índice de remuneração mensal, em R\$/1000, cujos valores aparecem na Tabela 6.1. No entanto, sabe-se que para o simples cálculo da penalização correspondente ao período de deslocamento da equipe de atendimento, sempre inferior à 5 horas, esse índice deverá fazer parte da expressão multiplicado pelo seu coeficiente de penalização previsto, que para a indisponibilidade não programada é de 150 vezes (nas primeiras 5 horas).
- A probabilidade de eventos ou ocorrências simultâneas de indisponibilidades não programadas é tão pequena que não será considerada. pois é da ordem de apenas 0,65%, considerando os dados do histórico analisado.

6.3.2.1 – Levantamento dos diferentes modos de falha permanentes do histórico

Neste trabalho o modo de falha será caracterizado apenas pelas funções de transmissão em estado de falha. Portanto, a taxa de falha representa a frequência de um determinado tipo de ocorrência de falha permanente sobre uma mesma função no intervalo de tempo considerado.

Pela análise do histórico de ocorrências permanentes, com necessidade de intervenção pelas equipes de manutenção, tem-se os seguintes resultados:

Informações do histórico da SE₁

Tabela 6. 4 – Falhas permanentes na SE₁

M.falha (k)	N.ocorr.(1k)	λ_{1k}	p_{1k}
M.falha1	3	0,375	90,03
M.falha2	2	0,250	25,97
M.falha3	1	0,125	51,94
M.falha4	1	0,100	37,13
M.falha5	3	0,300	13,37

Modos de falha do histórico:

- M.falha1 = TR1,
- M.falha2 = TR4,
- M.falha3 = TR3 + TR4,
- M.falha4 = RE1,
- M.falha5 = RE2.

Informações do histórico da SE₂

Tabela 6. 5 – Falhas permanentes na SE₂

M.falha (k)	N.ocorr.(2k)	λ_{2k}	p_{2k}
M.falha1	2	0,200	816,94

Modos de falha do histórico:

- M.falha1 = LT2

Informações do histórico da SE₃

Tabela 6. 6 – Falhas permanentes na SE₃

M.falha (k)	N.ocorr.(3k)	λ_{3k}	p_{3k}
M.falha1	1	0,100	37.00
M.falha2	1	0,100	18.90
M.falha3	1	0,100	93.46

Modos de falha do histórico:

- M.falha1 = TR3 + TR4,
- M.falha2 = TR3,
- M.falha3 = LT3.

Nota: A taxa de falha $\lambda(\mathbf{ik})$ em falhas por ano (f/ano), foi calculada considerando o número de ocorrências do mesmo modo, no período do histórico analisado. Devido à pequena amostra observada no período, ela foi considerada constante.

Além das indisponibilidades não penalizáveis apresentadas no Capítulo 5, no item 5.6.1, existe ainda um outro tipo que pode ser explicado pelo exemplo abaixo.

Exemplo: Se em uma mesma SE_i existem três transformadores ligados conforme a representação esquemática da Figura 6.2,

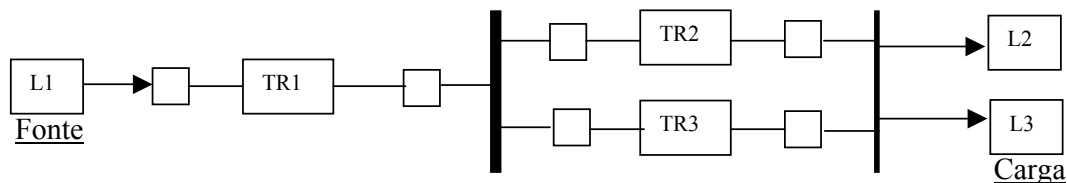


Figura 6. 2 – Diagrama esquemático de modo de falha

onde o TR1 é o transformador alimentador e os TR2 e TR3, similares entre si, alimentam uma mesma barra onde a indisponibilidade de um deles não indisponibiliza todo o sistema, pode-se afirmar que o sistema de transformadores irá se comportar, como segue:

- A indisponibilidade do TR1, programada ou não, provoca a indisponibilidade de todo o sistema, e
- A indisponibilidade de um dos TR2 ou TR3, apenas limita a capacidade do sistema.

No entanto, em qualquer dos dois casos, apenas a função sob falta, geradora da indisponibilidade, seja ela programada ou não, sofrerá as penalizações previstas.

6.3.3 – Cálculo das parcelas de penalização por indisponibilidade não programada, relacionadas ao deslocamento da equipe de manutenção, sobre os dados do histórico analisado, utilizando a função MCINPRO (4.14)

Para a SE₁

Estimativa de t_{1j} (Tabela 6.3)

$$\text{sede em } W_1 - t_{(W_1/SE1)} = 3,0$$

$$\text{sede em } W_2 - t_{(W_2/SE1)} = 1,0$$

$$\text{sede em } W_3 - t_{(W_3/SE1)} = 2,5$$

$$\text{sede em } W_4 - t_{(W_4/SE1)} = 0,5$$

$$t_{1j} \sum \lambda_{1k} p_{1k}$$

$$3,0 \times ((3/8) \times 90,03 + (1/4) \times 25,97 + (1/8) \times 51,94 + (1/10) \times 37,13 + (3/10) \times 13,37) = 163,41$$

$$1,0 \times ((3/8) \times 90,03 + (1/4) \times 25,97 + (1/8) \times 51,94 + (1/10) \times 37,13 + (3/10) \times 13,37) = 54,47$$

$$2,5 \times ((3/8) \times 90,03 + (1/4) \times 25,97 + (1/8) \times 51,94 + (1/10) \times 37,13 + (3/10) \times 13,37) = 136,18$$

$$0,5 \times ((3/8) \times 90,03 + (1/4) \times 25,97 + (1/8) \times 51,94 + (1/10) \times 37,13 + (3/10) \times 13,37) = 27,24$$

Tabela 6. 7 – Resumo da penalização para a SE₁

Sede da Equipe	t_{1j} (h)	$\sum \lambda_{1k} p_{1k}$	$t_{1j} \sum \lambda_{1k} p_{1k}$
W ₁	3,0	54,47	163,41
W ₂	1,0	54,47	54,47
W ₃	2,5	54,47	136,18
W ₄	0,5	54,47	27,24

Para a SE₂

Estimativa de t_{2j} (Tabela 6.3)

$$\text{sede em } W_1 - t_{(W_1/SE2)} = 2,0$$

$$\text{sede em } W_2 - t_{(W_2/SE2)} = 3,5$$

$$\text{sede em } W_3 - t_{(W_3/SE2)} = 1,0$$

$$\text{sede em } W_4 - t_{(W_4/SE2)} = 3,0$$

$$t_{2j} \sum \lambda_{2k} p_{2k}$$

$$2,0 \times (1/5) \times 816,94 = 326,78$$

$$3,5 \times (1/5) \times 816,94 = 571,86$$

$$1,0 \times (1/5) \times 816,94 = 163,39$$

$$3,0 \times (1/5) \times 816,94 = 490,16$$

Tabela 6. 8 – Resumo da penalização para a SE₂

Sede da Equipe	t _{2j} (h)	Σ λ _{2k} p _{2k}	t _{2j} Σ λ _{2k} p _{2k}
W ₁	2,0	163,39	326,78
W ₂	3,5	163,39	571,86
W ₃	1,0	163,39	163,39
W ₄	3,0	163,39	490,17

Para a SE₃**Estimativa de t_{3j}** (Tabela 6.3)**t_{3j} Σ λ_{3k} p_{3k}**

sede em W ₁ - t _(W₁/SE₃) = 0,5	0,5x((1/10)x37+(1/10)x18,9+(1/10)x93,46) = 7,47
sede em W ₂ - t _(W₂/SE₃) = 2,5	2,5x((1/10)x37+(1/10)x18,9+(1/10)x93,46) = 37,35
sede em W ₃ - t _(W₃/SE₃) = 1,5	1,5x((1/10)x37+(1/10)x18,9+(1/10)x93,46) = 22,41
sede em W ₄ - t _(W₄/SE₃) = 3,0	3,0x((1/10)x37+(1/10)x18,9+(1/10)x93,46) = 44,82

Tabela 6. 9 – Resumo da penalização para a SE₃

Sede da Equipe	t _{3j} (h)	Σ λ _{3k} p _{3k}	t _{3j} Σ λ _{3k} p _{3k}
W ₁	0,5	14,94	7,47
W ₂	2,5	14,94	37,35
W ₃	1,5	14,94	22,41
W ₄	3,0	14,94	44,82

Sobre os dados do histórico, a função **MCINPRO** (4.14) fornece os seguintes resultados:

Tabela 6. 10 – Cálculo das penalizações para as alternativas viáveis para a sede da estrutura de manutenção

Sede Equipe	t _{1j} Σ λ _{1k} p _{1k}	t _{2j} Σ λ _{2k} p _{2k}	t _{3j} Σ λ _{3k} p _{3k}	Σ t _{ij} Σ λ _{ik} p _{ik}
W ₁	163,41	326,78	7,47	497,66
W ₂	54,47	571,87	37,35	663,69
W ₃	136,18	163,39	22,41	321,98
W ₄	27,24	490,17	44,82	562,23

Sinalizando W₃ como melhor opção de local, com uma vantagem sobre W₁ da ordem de 54,56%.

6.3.4 – Utilizando a metodologia de cálculo do “vértice mediano”, sobre os dados do histórico

Com a metodologia de cálculo do “vértice mediano” de CHRISTOFIDES (1977), apresentada no Capítulo 4, adotando como peso para cada uma das SE_i a parcela equivalente de $\sum \lambda_{ik} p_{ik}$, da **MCINPRO**, tem-se como resultado exatamente os mesmos valores obtidos através da função objetivo deste trabalho (a **MCINPRO**). Isso pode ser verificado na matriz abaixo onde os tempos de deslocamento ou de atendimento (termos da matriz) já aparecem multiplicados por suas respectivas parcelas $\sum \lambda_{ik} p_{ik}$.

Tabela 6. 11 – Matriz dos tempos de deslocamentos com os respectivos pesos de cada SE_i

	SE_1	SE_2	SE_3	W_1	W_2	W_3	W_4	$\sigma_o(x_i)$
SE_1	0,00							
SE_2		0,00						
SE_3			0,00					
W_1	163,41	326,78	7,47	0,00				497,66
W_2	54,47	571,86	37,34		0,00			663,69
W_3	136,18	163,39	22,40			0,00		321,98
W_4	24,24	490,16	44,81				0,00	562,23
$\sigma_t(x_i)$								

Na matriz acima pode-se observar que $\sigma_o(x_i)$ apresenta o seu menor valor para o local W_3 . Como os tempos de retorno da equipe à sua sede, após a execução dos trabalhos, não contribuem para a indisponibilidade, eles não interferem na solução do problema, por isso não estão sendo considerados. Portanto não se tem na matriz, a informação correspondente às transmissões de entrada $\sigma_t(x_i)$, que não interferem na solução do problema.

6.3.5 – Análise dos resultados obtidos com o uso da função objetivo MCINPRO e o método do “vértice mediano”

Comparando as duas metodologias apresentadas podemos observar que os resultados obtidos são idênticos. Então, mesmo com as particularidades observadas, descritas no Capítulo 4, o método do “vértice mediano” pode ser aplicado com sucesso, na solução do problema.

Pelo acima exposto, pode-se concluir que o melhor local para a instalação da sede da equipe de manutenção para esse conjunto de três subestações, considerando os dados do histórico, é W_3 , pois como pode ser observado nos dados da Tabela 6.11 acima, W_3 corresponde à menor parcela de penalização por deslocamento da equipe. A sua vantagem sobre o segundo melhor local W_1 é exatamente a mesma encontrada com o uso da função **MCINPRO** (54,56%), para o histórico de ocorrências analisado, entre os anos de 1992 a 2001.

Nota: As indisponibilidades não permanentes (temporárias ou transitórias), cujo retorno à operação não depende de intervenção da manutenção, não foram consideradas nos cálculos das parcelas acima.

6.3.6 – Comparação entre a função objetivo MCINPRO (4.14) e a equação da DE (3.1)

$$\text{Min}_j \left[\sum_i t_{ij} \sum_k \lambda_{ik} P_{ik} \right]$$

$$DE = \frac{NA.(TA+1/2).HIA + NB.(TB+1/2).HIB + NC.(TC+1/2).HIC}{NA + NB + NC}$$

Fazendo uma comparação entre a função objetivo **MCINPRO** e a equação da **DE** (**D**istância **E**conômica) observa-se que enquanto a **DE** considera o número de funções ou módulos penalizáveis de cada SE_i e supõe que possuem a mesma probabilidade de falha, a equação de **MCINPRO** admite modos distintos de falha (k) para cada função com probabilidades de falha diferentes. Com essa função objetivo (**MCINPRO**) pode-se obter informações mais precisas sobre a influência dos tempos de deslocamento na escolha do

melhor local para a sede da estrutura de manutenção, pois ela permite simular cenários diferentes, com diferentes modos e taxas de falha.

Além do que já foi comentado acima, podemos observar que a equação da **DE** apresenta ainda uma certa imprecisão na sua formulação, pelos seguintes motivos:

- Fazendo uma comparação entre as funções penalizáveis pode-se observar que enquanto uma linha de transmissão possui seus módulos terminais um em cada subestação, um transformador geralmente possui seus dois módulos terminais na mesma subestação, além de possuir sua taxa específica de falha, que também deveria influenciar no cálculo da **DE**, por estar localizado na própria SE_i . No entanto, a taxa de falha específica da linha de transmissão não deve influenciar no cálculo da **DE** porque, geralmente, as linhas da rede básica são muito longas e, comumente são atendidas por equipes específicas, diferentes das de manutenção de subestações.
- Existem ainda as funções “reator” e “capacitor” utilizadas para agregar qualidade a energia transmitida. Essas funções, quando ligadas tipo “shunt” possuem apenas um módulo terminal e apresentam também suas respectivas taxas de falha. Como tanto o módulo terminal como o próprio equipamento normalmente se localizam no interior da subestação SE_i , eles também deveriam ter influência direta no cálculo da **DE**.

Sintetizando, pode-se afirmar que, enquanto uma linha de transmissão contribui com apenas um modo de falha para o cálculo da **DE**, o transformador deveria contribuir com três e os reatores e capacitores (shunt) deveriam contribuir com seus dois diferentes modos de falha.

Então, para não incorrer em imprecisões desse tipo, a função objetivo deste trabalho (**MCINPRO**) propõe que se considere apenas os modos de falha, independentemente do tipo ou número de módulos, equipamentos ou instalações envolvidas.

6.3.7 - Exemplo de cálculo da DE (equação 3.1)

a) Considerando a metodologia proposta:

Com as informações da Tabela 6.1, pode-se calcular a DE para as quatro possíveis localizações para a sede da equipe de manutenção, obtendo-se os seguintes resultados:

Tabela 6. 12 – Dados para cálculo da DE, conforme metodologia da ELETROSUL

Sede em	SE(1)			SE(2)			SE(3)			DE
	No.Módulo	Temp.Desloc	Ind.Méd.Pena	No.Módulo	Temp.Desloc	Ind.Méd.Per	No.Módulo	Temp.Desloc	Ind.Méd.Pena	
W1	9	3,00	158,96	4	2,00	377,00	9	0,50	58,64	344,17
W2	9	1,00	158,96	4	3,50	377,00	9	2,50	58,64	364,91
W3	9	2,50	158,96	4	1,00	377,00	9	1,50	58,64	267,10
W4	9	0,50	158,96	4	3,00	377,00	9	3,00	58,64	310,12

Com essa sistemática pode-se observar que o local para a sede da equipe que minimiza o valor da DE é W₃, com uma vantagem da ordem de apenas 16% sobre W₄.

Expurgando os RE2 da SE₁ e RE1 da SE₂, que possuem índices de remuneração muito abaixo das médias das respectivas SEs, temos os seguintes resultados:

Tabela 6. 13 – Dados para cálculo da DE, conforme metodologia da ELETROSUL, sem os ativos com índices de penalização muito abaixo da média de sua respectiva SE.

Sede em	SE(1)			SE(2)			SE(3)			DE
	No.Módulo	Temp.Desloc	Ind.Méd.Pena	No.Módulo	Temp.Desloc	Ind.Méd.Per	No.Módulo	Temp.Desloc	Ind.Méd.Pena	
W1	8	3,00	177,16	3	2,00	497,02	9	0,50	58,64	374,89
W2	8	1,00	177,16	3	3,50	497,02	9	2,50	58,64	397,77
W3	8	2,50	177,16	3	1,00	497,02	9	1,50	58,64	291,30
W4	8	0,50	177,16	3	3,00	497,02	9	3,00	58,64	338,26

Apontando também W₃ como melhor opção (mínima DE) com aproximadamente 16,12% de vantagem sobre W₄. Observa-se que os expurgos realizados influenciaram muito pouco no resultado final, porque os índices médios de penalização dos ativos das SE₁ e SE₂ aumentaram quase na mesma proporção, enquanto que o índice médio de penalização dos ativos das SE₃ é relativamente baixo, capaz de influenciar pouco no resultado.

b) Considerando os comentários feitos acima, sobre o número de módulos de cada função tem-se:

Tabela 6. 14 – Informações para cálculo da DE, considerando os comentários acima.

SE(1)			SE(2)			SE(3)		
Função	No.Módul.	Ind.Penaliz.	Função	No.Módul.	Ind.Penaliz.	Função	No.Módul.	Ind.Penaliz.
TR1	3	90,03	LT1	1	204,13	TR1	3	18,90
TR2	3	25,97	LT2	1	816,94	TR2	3	18,90
TR3	3	25,97	LT3	1	470,00	TR3	3	18,90
TR4	3	25,97	TOTAL	3		TR4	3	18,10
RE1	2	37,13	Média		497,02	TR5	3	19,01
LT1	1	446,57				LT1	1	81,47
LT2	1	619,19				LT2	1	93,55
LT3	1	146,48				LT3	1	93,46
TOTAL	17					LT4	1	165,44
Média		105,31				TOTAL	19	
						Média		37,65

Tabela 6. 15 – Cálculo da DE, considerando os dados da Tabela 6.14

Cálculo da DE considerando 3 módulos para os TRs, 2 módulos para os REs e apenas um para as LTs.										
Sede em	SE(1)			SE(2)			SE(3)			DE
	No.Módulo	Temp.Desloc.	Ind.Méd.Pena	No.Módulo	Temp.Desloc.	Ind.Méd.Per	No.Módulos	Temp.Desloc	Ind.Méd.Pena	
W1	17	3,00	105,31	3	2,00	497,02	19	0,50	37,65	223,35
W2	17	1,00	105,31	3	3,50	497,02	19	2,50	37,65	225,57
W3	17	2,50	105,31	3	1,00	497,02	19	1,50	37,65	180,51
W4	17	0,50	105,31	3	3,00	497,02	19	3,00	37,65	192,68

Considerando os comentários acima, os resultados da DE sofrem as alterações conforme a Tabela acima, mantendo-se como melhor opção W₃, agora com uma vantagem bem reduzida sobre W₄ (apenas 6,74%), porque as funções TR puxaram para baixo os índices médios de penalização das SE₁ e SE₃.

A DE não prevê e, portanto não permite uma análise de sensibilidade frente a um comportamento diferenciado do sistema, que provoque alterações nas taxas de falha das funções ou instalações penalizáveis. No entanto, esse tipo de análise é possível através da função objetivo MCINPRO, proposta.

6.3.8 – Análise de sensibilidade da MCINPRO frente as variações das taxas dos modos de falha em cada uma das SE_i para cada opção de local sede da equipe de manutenção.

a) Variando as taxas de falha na SE_1 , mantendo as demais taxas de falha do histórico analisado.

Como um primeiro exercício variou-se a taxa de falha de uma função de média importância, que, por consequência, está vinculada a um índice médio de penalização, e se obteve os seguintes resultados:

Tabela 6. 16- Dados para conferir a sensibilidade da MCINPRO para a variação da taxa de falha de uma função de média importância na SE_1 .

SE(1) - TR500				t(1j)Som.(Tf x p)(1k)				Som.t(ij)Som.(Tf x p)(ik)			
No.Ocorr.	T.falha	p LT230	T.f x p	W1	W2	W3	W4	W1	W2	W3	W4
0	0,00	90,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	497,66	663,68	321,98	562,23
1	0,13	90,03	11,25	33,76	11,25	28,13	5,63	531,42	674,93	350,11	567,86
2	0,25	90,03	22,51	67,52	22,51	56,27	11,25	565,18	686,19	378,25	573,48
3	0,38	90,03	33,76	101,28	33,76	84,40	16,88	598,94	697,44	406,38	579,11
4	0,50	90,03	45,02	135,05	45,02	112,54	22,51	632,71	708,70	434,52	584,74
5	0,63	90,03	56,27	168,81	56,27	140,67	28,13	666,47	719,95	462,65	590,36
10	1,25	90,03	112,54	337,61	112,54	281,34	56,27	835,27	776,22	603,32	618,50

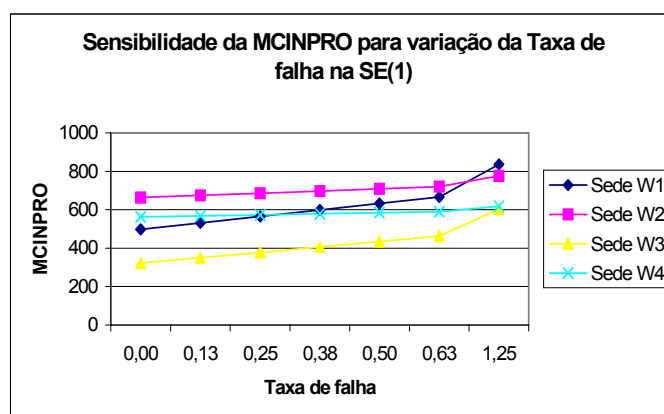


Gráfico 6. 1 – Sensibilidade da MCINPRO com a variação da taxa de falha de uma função de média importância na SE_1

Pode-se observar nesse Gráfico 6.1 que a variação da taxa de falha de funções de pequena a média importância só irá sensibilizar visivelmente a função objetivo **MCINPRO** quando seus valores atingirem níveis muito superiores aos observados no histórico analisado.

A título de comparação, segue abaixo um exemplo mostrando a variação da taxa de falha de uma função ilustrativa de maior importância da SE_1 , que representa a média entre as funções mais importantes dessa SE_1 .

Tabela 6. 17 - Dados para conferir a sensibilidade da MCINPRO para a variação da taxa de falha de uma função de maior importância na SE_1

SE(1) - LT500				t(1j)Som.(Tf x p)(1k)				Som.t(ij)Som.(Tf x p)(ik)			
No.Ocor.	Tf(1k)	p(1k)	Tf x p	W1	W2	W3	W4	W1	W2	W3	W4
0	0,00	404,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	497,66	663,68	321,98	562,23
3	0,10	404,08	40,41	121,22	40,41	101,02	20,20	618,88	704,09	423,00	582,43
5	0,17	404,08	67,35	202,04	67,35	168,37	33,67	699,70	731,03	490,35	595,90
10	0,33	404,08	134,69	404,08	134,69	336,73	67,35	901,74	798,37	658,71	629,58
20	0,67	404,08	269,39	808,16	269,39	673,47	134,69	1.305,82	933,07	995,45	696,92
30	1,00	404,08	404,08	1.212,24	404,08	1.010,20	202,04	1.709,90	1.067,76	1.332,18	764,27

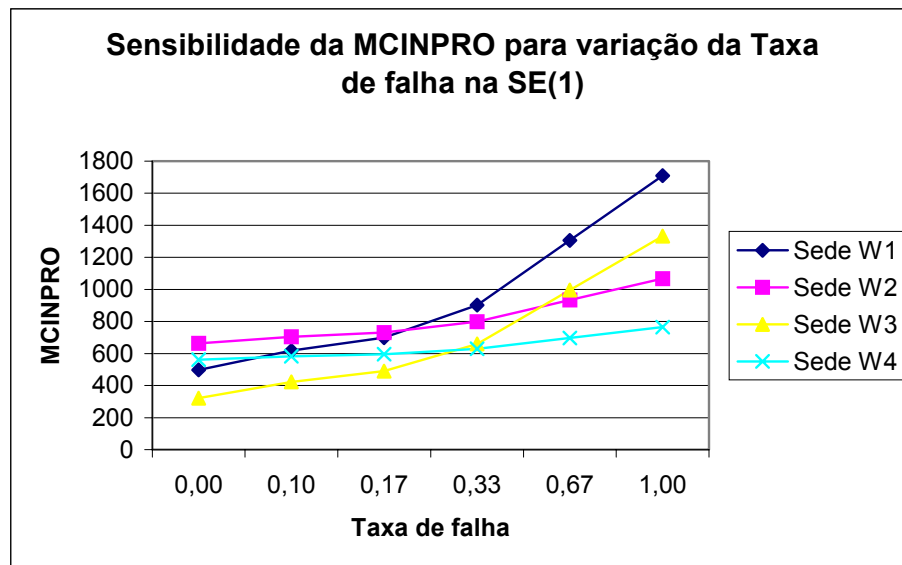


Gráfico 6. 2 - Sensibilidade da MCINPRO com a variação da taxa de falha de uma função de maior importância na SE_1

Pode-se observar no Gráfico 6.2 uma sensibilidade mais expressiva da **MCINPRO**, que se torna evidente até mesmo para valores de taxa de falha relativamente baixos, comparados aos do histórico analisado. No período do histórico analisado não ocorreu falha de função alguma com esse nível de importância.

Com a variação das taxas de falha das funções mais importantes na SE_1 , observa-se a maior sensibilidade da **MCINPRO** para os locais W_1 e W_3 , que para valores próximos aos do histórico, se apresentam como as melhores opções, com vantagem para W_3 .

Pode-se observar ainda que para os locais W_2 e W_4 a **MCINPRO** apresenta comportamentos mais estáveis e, para as condições de taxas de falha superiores às observadas no histórico ela tende para os menores valores em W_2 e W_4 , com vantagem para W_4 que minimiza esses valores, para a **MCINPRO**.

b) Variando as taxas de falha na SE_2 , mantendo as demais taxas de falha do histórico

Para se observar uma maior sensibilidade da função objetivo idealizou-se uma função ilustrativa fictícia, cujo índice de penalização é um índice médio, calculado entre as funções mais importantes dessa SE_2 .

Tabela 6. 18 - Dados para conferir a sensibilidade da MCINPRO para a variação da taxa de falha de uma função de maior importância na SE_2

SE(2) - LT500				t(2j)Som.(Tf x p)(2k)				Som.t(ij)Som.(Tf x p)(ik)			
No.Ocor.	Tf(2k)	p(2k)	T.f x p	W1	W2	W3	W4	W1	W2	W3	W4
0	0,00	497,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	497,66	663,68	321,98	562,23
3	0,10	497,02	49,70	99,40	173,96	49,70	149,11	597,06	837,64	371,68	711,34
5	0,17	497,02	82,84	165,67	289,93	82,84	248,51	663,33	953,61	404,82	810,74
10	0,33	497,02	165,67	331,35	579,86	165,67	497,02	829,01	1.243,54	487,65	1.059,25
20	0,67	497,02	331,35	662,69	1.159,71	331,35	994,04	1.160,35	1.823,39	653,33	1.556,27
30	1,00	497,02	497,02	994,04	1.739,57	497,02	1.491,06	1.491,70	2.403,25	819,00	2.053,29

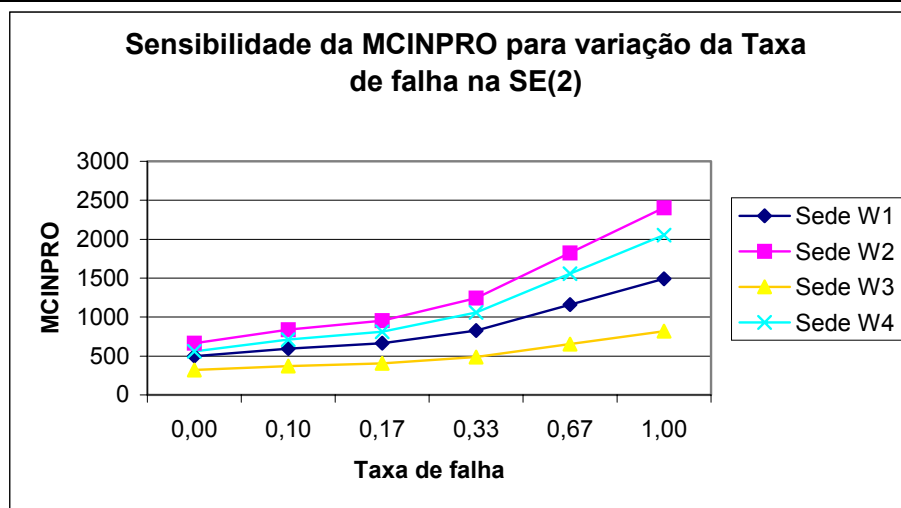


Gráfico 6. 3 – Sensibilidade da MCINPRO com a variação da taxa de falha de uma Função de maior importância na SE_2

Pode-se observar no Gráfico 6.3 acima um comportamento similar ao verificado, quando da variação da taxa de falha de uma função de maior importância na SE_1 . Pois a

MCINPRO mais uma vez se mostra sensível às taxas de falha relativamente baixas, para funções de maior importância.

Com a variação das taxas de falha na SE_2 , pode-se observar a grande sensibilidade da **MCINPRO** para os locais W_1 , W_2 e W_4 . Para essa condição o local que proporciona o comportamento mais estável para a **MCINPRO**, para qualquer valor de taxa de falha na SE_2 , é W_3 , que também minimiza a **MCINPRO**.

c) Variando as taxas de falha na SE_3 , mantendo as demais taxas de falha do histórico

Também nesse caso da SE_3 gerou-se uma função ilustrativa fictícia, a partir de suas funções mais importantes, cujo índice de penalização é um valor médio calculado entre elas.

Tabela 6. 19 - Dados para conferir a sensibilidade da **MCINPRO para a variação da taxa de falha de uma função de maior importância na SE_3**

SE(3) - LT230				t(3)Som.(Tf x p)(3k)				Som.t(ij)Som.(Tf x p)(ik)			
No.Ocor.	Tf(3k)	p(3k)	T.f x p	W1	W2	W3	W4	W1	W2	W3	W4
0	0,00	108,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	497,66	663,68	321,98	562,23
4	0,10	108,48	10,85	5,42	27,12	16,27	32,54	503,08	690,80	338,25	594,77
8	0,20	108,48	21,70	10,85	54,24	32,54	65,09	508,51	717,92	354,52	627,32
12	0,30	108,48	32,54	16,27	81,36	48,82	97,63	513,93	745,04	370,80	659,86
20	0,50	108,48	54,24	27,12	135,60	81,36	162,72	524,78	799,28	403,34	724,95
28	0,70	108,48	75,94	37,97	189,84	113,90	227,81	535,63	853,52	435,88	790,04
40	1,00	108,48	108,48	54,24	271,20	162,72	325,44	551,90	934,88	484,70	887,67

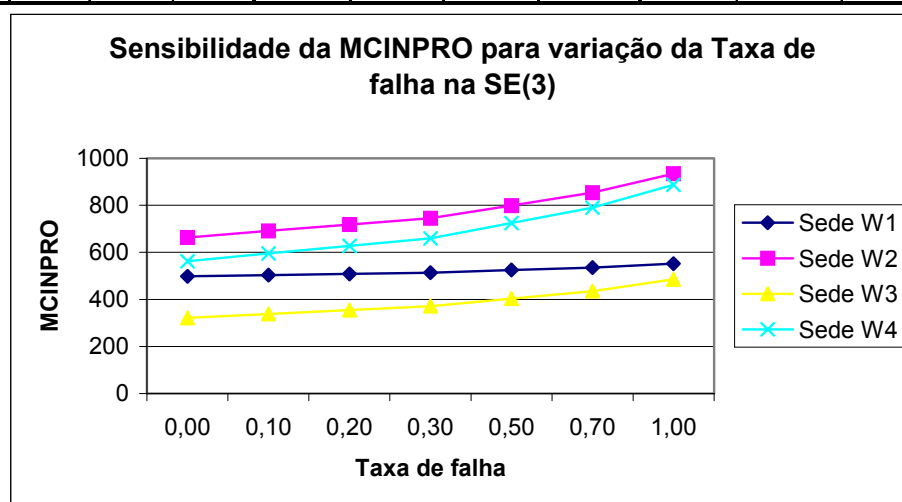


Gráfico 6. 4 – Sensibilidade da **MCINPRO com a variação da taxa de falha de uma função de maior importância na SE_3**

Nesse caso também pode-se observar no Gráfico 6.4 acima que a **MCINPRO** inicia a apresentar sensibilidade para taxas de falha um pouco superiores àquelas observadas no histórico analisado. Isso se verifica porque a função ilustrativa gerada entre às de maior importância da SE_3 é da ordem de grandeza das funções de média importância da SE_1 e de menor importância da SE_2 , que apresentaram falha no período do histórico.

Com a variação das taxas de falha na SE_3 , pode-se observar no Gráfico 6.4 acima que a sensibilidade da **MCINPRO** só se manifesta para taxas de falha superiores às observadas no histórico analisado. Isso se verifica porque a função ilustrativa gerada entre às de maior importância da SE_3 é da ordem de grandeza das funções de média importância da SE_1 e de menor importância da SE_2 . Observa-se também que a **MCINPRO** se mostra mais sensível para as opções de local W_2 , W_3 e W_4 .

Pode-se observar ainda que, para essa condição, o local que proporciona o melhor comportamento para a **MCINPRO**, para qualquer valor de taxa de falha, é W_1 , seguido de W_3 que, para taxas de falha até os valores do histórico, proporciona os valores mínimos para a **MCINPRO**, dentro dos limites apresentados no Gráfico 6.4.

6.3.9 - Cálculo da penalização sobre os dados do histórico, conforme a equação proposta pela ANEEL (2.1)

Também utilizando a equação para cálculo das penalizações por indisponibilidade proposta pela ANEEL, pode-se fazer uma análise sobre os dados do histórico analisado, para as várias opções de local para a sede da equipe de manutenção.

Indisponibilidade não programada com restabelecimento pelas equipes de manutenção (falhas permanentes) – Histórico de 1992 a 2001.

Tabela 6. 20 – Dados de cálculo da penalização sobre o histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W₁

Sede da Equipe Manut.	Subestação sob falha	Modo de falha	Remuneração dos ativos sob falha em		Duração da Indisponibilidade			Coeficientes de Penaliz. para		Taxa de Penaliz. em horas.	Penaliz. em R\$	Penalização Total em R\$
			mil R\$/mês	R\$/hora	Total	<= 5hs	>5hs	<= 5hs	>5hs			
W1	SE1	M.falha1	90,03	125,04	6,40	5,00	1,40	150	10	764,00	95.531,83	
W1	SE1	M.falha1	90,03	125,04	9,48	5,00	4,48	150	10	794,80	99.383,12	
W1	SE1	M.falha1	90,03	125,04	2,30	2,30	0,00	150	10	345,00	43.139,38	
W1	SE1	M.falha2	25,97	36,07	4,28	4,28	0,00	150	10	642,00	23.156,58	
W1	SE1	M.falha2	25,97	36,07	8,90	5,00	3,90	150	10	789,00	28.458,79	
W1	SE1	M.falha3	51,94	72,14	5,18	5,00	0,18	150	10	751,80	54.234,02	
W1	SE1	M.falha4	37,13	51,57	5,02	5,00	0,02	150	10	750,20	38.687,40	
W1	SE1	M.falha5	13,37	18,57	12,65	5,00	7,65	150	10	826,50	15.347,65	
W1	SE1	M.falha5	13,37	18,57	8,14	5,00	3,14	150	10	781,40	14.510,16	
W1	SE1	M.falha5	13,37	18,57	5,45	5,00	0,45	150	10	754,50	14.010,65	
W1	SE2	M.falha1	816,94	1.134,64	4,20	4,20	0,00	150	10	630,00	714.822,50	
W1	SE2	M.falha1	816,94	1.134,64	4,55	4,55	0,00	150	10	682,50	774.391,04	
W1	SE3	M.falha1	37,00	51,39	34,56	5,00	29,56	150	10	1.045,60	53.732,22	
W1	SE3	M.falha1	37,00	51,39	15,39	5,00	10,39	150	10	853,90	43.880,97	
W1	SE3	M.falha2	93,46	129,81	1,55	1,55	0,00	150	10	232,50	30.179,79	2.043.466,10

Tabela 6. 21 – Dados de cálculo da penalização sobre o histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W₂

Sede da Equipe Manut.	Subestação sob falha	Modo de falha	Remuneração dos ativos sob falha em		Duração da Indisponibilidade			Coeficientes de Penaliz. para		Taxa de Penaliz. em horas.	Penaliz. em R\$	Penalização Total em R\$
			mil R\$/mês	R\$/hora	Total	<= 5hs	>5hs	<= 5hs	>5hs			
W2	SE1	M.falha1	90,03	125,04	4,40	4,40	0,00	150	10	660,00	82.527,50	
W2	SE1	M.falha1	90,03	125,04	7,48	5,00	2,48	150	10	774,80	96.882,28	
W2	SE1	M.falha1	90,03	125,04	2,30	2,30	0,00	150	10	345,00	43.139,38	
W2	SE1	M.falha2	25,97	36,07	2,28	2,28	0,00	150	10	342,00	12.335,75	
W2	SE1	M.falha2	25,97	36,07	6,90	5,00	1,90	150	10	769,00	27.737,40	
W2	SE1	M.falha3	51,94	72,14	3,18	3,18	0,00	150	10	477,00	34.410,25	
W2	SE1	M.falha4	37,13	51,57	3,02	3,02	0,00	150	10	453,00	23.360,96	
W2	SE1	M.falha5	13,37	18,57	10,65	5,00	5,65	150	10	806,50	14.976,26	
W2	SE1	M.falha5	13,37	18,57	6,14	5,00	1,14	150	10	761,40	14.138,78	
W2	SE1	M.falha5	13,37	18,57	3,45	3,45	0,00	150	10	517,50	9.609,69	
W2	SE2	M.falha1	816,94	1.134,64	5,70	5,00	0,70	150	10	757,00	858.921,64	
W2	SE2	M.falha1	816,94	1.134,64	6,05	5,00	1,05	150	10	760,50	862.892,88	
W2	SE3	M.falha1	37,00	51,39	34,56	5,00	29,56	150	10	1.045,60	53.732,22	
W2	SE3	M.falha1	37,00	51,39	15,39	5,00	10,39	150	10	853,90	43.880,97	
W2	SE3	M.falha2	93,46	129,81	4,05	4,05	0,00	150	10	607,50	78.856,88	2.257.402,82

Tabela 6. 22 - Dados de cálculo da penalização sobre o histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W3

Sede da Equipe Manut.	Subestação sob falha	Modo de falha	Remuneração dos ativos sob falha em		Duração da Indisponibilidade			Coeficientes de Penaliz. para		Taxa de Penaliz. em horas.	Penaliz. em R\$	Penalização Total em R\$
			mil R\$/mês	R\$/hora	Total	<= 5hs	>5hs	<= 5hs	>5hs			
W3	SE1	M.falha1	90,03	125,04	5,90	5,00	0,90	150	10	759,00	94.906,63	
W3	SE1	M.falha1	90,03	125,04	8,98	5,00	3,98	150	10	789,80	98.757,91	
W3	SE1	M.falha1	90,03	125,04	2,30	2,30	0,00	150	10	345,00	43.139,38	
W3	SE1	M.falha2	25,97	36,07	3,78	3,78	0,00	150	10	567,00	20.451,38	
W3	SE1	M.falha2	25,97	36,07	8,40	5,00	3,40	150	10	784,00	28.278,44	
W3	SE1	M.falha3	51,94	72,14	4,68	4,68	0,00	150	10	702,00	50.641,50	
W3	SE1	M.falha4	37,13	51,57	4,52	4,52	0,00	150	10	678,00	34.964,08	
W3	SE1	M.falha5	13,37	18,57	12,15	5,00	7,15	150	10	821,50	15.254,80	
W3	SE1	M.falha5	13,37	18,57	7,64	5,00	2,64	150	10	776,40	14.417,32	
W3	SE1	M.falha5	13,37	18,57	4,95	4,95	0,00	150	10	742,50	13.787,81	
W3	SE2	M.falha1	816,94	1.134,64	3,20	3,20	0,00	150	10	480,00	544.626,67	
W3	SE2	M.falha1	816,94	1.134,64	3,55	3,55	0,00	150	10	532,50	604.195,21	
W3	SE3	M.falha1	37,00	51,39	34,56	5,00	29,56	150	10	1.045,60	53.732,22	
W3	SE3	M.falha1	37,00	51,39	15,39	5,00	10,39	150	10	853,90	43.880,97	
W3	SE3	M.falha2	93,46	129,81	3,05	3,05	0,00	150	10	457,50	59.386,04	1.720.420,35

Tabela 6. 23 - Dados de cálculo da penalização sobre o histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W₄

Sede da Equipe Manut.	Subestação sob falha	Modo de falha	Remuneração dos ativos sob falha em		Duração da Indisponibilidade			Coeficientes de Penaliz. para		Taxa de Penaliz. em horas.	Penaliz. em R\$	Penalização Total em R\$
			mil R\$/mês	R\$/hora	Total	<= 5hs	>5hs	<= 5hs	>5hs			
W4	SE1	M.falha1	90,03	125,04	3,90	3,90	0,00	150	10	585,00	73.149,38	
W4	SE1	M.falha1	90,03	125,04	6,98	5,00	1,98	150	10	769,80	96.257,08	
W4	SE1	M.falha1	90,03	125,04	0,30	0,30	0,00	150	10	45,00	5.626,88	
W4	SE1	M.falha2	25,97	36,07	1,78	1,78	0,00	150	10	267,00	9.630,54	
W4	SE1	M.falha2	25,97	36,07	6,40	5,00	1,40	150	10	764,00	27.557,06	
W4	SE1	M.falha3	51,94	72,14	2,68	2,68	0,00	150	10	402,00	28.999,83	
W4	SE1	M.falha4	37,13	51,57	2,52	2,52	0,00	150	10	378,00	19.493,25	
W4	SE1	M.falha5	13,37	18,57	10,15	5,00	5,15	150	10	801,50	14.883,41	
W4	SE1	M.falha5	13,37	18,57	5,64	5,00	0,64	150	10	756,40	14.045,93	
W4	SE1	M.falha5	13,37	18,57	2,95	2,95	0,00	150	10	442,50	8.216,98	
W4	SE2	M.falha1	816,94	1.134,64	5,20	5,00	0,20	150	10	752,00	853.248,44	
W4	SE2	M.falha1	816,94	1.134,64	5,55	5,00	0,55	150	10	755,50	857.219,68	
W4	SE3	M.falha1	37,00	51,39	34,56	5,00	29,56	150	10	1.045,60	53.732,22	
W4	SE3	M.falha1	37,00	51,39	15,39	5,00	10,39	150	10	853,90	43.880,97	
W4	SE3	M.falha2	93,46	129,81	4,55	4,55	0,00	150	10	682,50	88.592,29	2.194.533,93

Considerando os dados do histórico, pode-se observar que o local sede para a equipe de manutenção que minimiza a penalização é W₃, com uma vantagem da ordem de 18,78% sobre o segundo melhor local W₁.

Considerando que os tempos de preparação e execução do serviço não se alteram com a localização da equipe de manutenção, pode-se utilizar uma expressão similar, considerando apenas os tempos de deslocamento da equipe e os números de falha para cada modo de falha do histórico e obteremos os resultados abaixo, onde pode-se observar que a vantagem de W₃ sobre W₁ aumenta para aproximadamente 56%, conforme os dados das tabelas abaixo.

Essa vantagem de aproximadamente 56% de W₃ sobre W₁, se aproxima muito do valor encontrado com a **MCINPRO**. Isso confirma a perfeita aplicabilidade dessa equação para a escolha do local de instalação da estrutura de manutenção, para minimizar a perda de receita por indisponibilidade não programada.

Tabela 6. 24 – Dados de cálculo da penalização sobre os períodos de deslocamento do histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W₁

Sede da Equipe de Manutenç.	Subestação sob falha	Modo de falha	Número de Falhas	Remuneração dos ativos sob falha em		Tempo de deslocamento da equipe			Coeficientes de Penaliz. para		Taxa de Penaliz. em horas.	Penaliz. em R\$
				mil R\$/mês	R\$/hora	Total	<= 5hs	>5hs	<= 5hs	>5hs		
W1	SE1	M.falha1	3	90,03	125,04	3,00	3,00	0,00	150	10	450,00	168.806,25
W1	SE1	M.falha2	2	25,97	36,07	3,00	3,00	0,00	150	10	450,00	32.462,50
W1	SE1	M.falha3	1	51,94	72,14	3,00	3,00	0,00	150	10	450,00	32.462,50
W1	SE1	M.falha4	1	37,13	51,57	3,00	3,00	0,00	150	10	450,00	23.206,25
W1	SE1	M.falha5	3	13,37	18,57	3,00	3,00	0,00	150	10	450,00	25.068,75
W1	SE2	M.falha1	2	816,94	1.134,64	2,00	2,00	0,00	150	10	300,00	680.783,33
W1	SE3	M.falha1	2	37,00	51,39	0,50	0,50	0,00	150	10	75,00	7.708,33
W1	SE3	M.falha2	1	93,46	129,81	0,50	0,50	0,00	150	10	75,00	9.735,42

Tabela 6. 25 - Cálculo da penalização sobre os períodos de deslocamento do histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W₂

Sede da Equipe de Manutenç.	Subestação sob falha	Modo de falha	Número de Falhas	Remuneração dos ativos sob falha em		Tempo de deslocamento da equipe			Coeficientes de Penaliz. para		Taxa de Penaliz. em horas.	Penaliz. em R\$
				mil R\$/mês	R\$/hora	Total	<= 5hs	>5hs	<= 5hs	>5hs		
W2	SE1	M.falha1	3	90,03	125,04	1,00	1,00	0,00	150	10	150,00	56.268,75
W2	SE1	M.falha2	2	25,97	36,07	1,00	1,00	0,00	150	10	150,00	10.820,83
W2	SE1	M.falha3	1	51,94	72,14	1,00	1,00	0,00	150	10	150,00	10.820,83
W2	SE1	M.falha4	1	37,13	51,57	1,00	1,00	0,00	150	10	150,00	7.735,42
W2	SE1	M.falha5	3	13,37	18,57	1,00	1,00	0,00	150	10	150,00	8.356,25
W2	SE2	M.falha1	2	816,94	1.134,64	3,50	3,50	0,00	150	10	525,00	1.191.370,83
W2	SE3	M.falha1	2	37,00	51,39	2,50	2,50	0,00	150	10	375,00	38.541,67
W2	SE3	M.falha2	1	93,46	129,81	2,50	2,50	0,00	150	10	375,00	48.677,08

Tabela 6. 26 - Cálculo da penalização sobre os períodos de deslocamento do histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W₃

Sede da Equipe de Manutenç.	Subestação sob falha	Modo de falha	Número de Falhas	Remuneração dos ativos sob falha em		Tempo de deslocamento da equipe			Coeficientes de Penaliz. para		Taxa de Penaliz. em horas.	Penaliz. em R\$
				mil R\$/mês	R\$/hora	Total	<= 5hs	>5hs	<= 5hs	>5hs		
W3	SE1	M.falha1	3	90,03	125,04	2,50	2,50	0,00	150	10	375,00	140.671,88
W3	SE1	M.falha2	2	25,97	36,07	2,50	2,50	0,00	150	10	375,00	27.052,08
W3	SE1	M.falha3	1	51,94	72,14	2,50	2,50	0,00	150	10	375,00	27.052,08
W3	SE1	M.falha4	1	37,13	51,57	2,50	2,50	0,00	150	10	375,00	19.338,54
W3	SE1	M.falha5	3	13,37	18,57	2,50	2,50	0,00	150	10	375,00	20.890,63
W3	SE2	M.falha1	2	816,94	1.134,64	1,00	1,00	0,00	150	10	150,00	340.391,67
W3	SE3	M.falha1	2	37,00	51,39	1,50	1,50	0,00	150	10	225,00	23.125,00
W3	SE3	M.falha2	1	93,46	129,81	1,50	1,50	0,00	150	10	225,00	29.206,25

Tabela 6. 27 - Cálculo da penalização sobre os períodos de deslocamento do histórico analisado, conforme a equação da ANEEL, para a opção de local W₄

Sede da Equipe de Manutenç.	Subestação sob falha	Modo de falha	Número de Falhas	Remuneração dos ativos sob falha em		Tempo de deslocamento da equipe			Coeficientes de Penaliz. para		Taxa de Penaliz. em horas.	Penaliz. em R\$
				mil R\$/mês	R\$/hora	Total	<= 5hs	>5hs	<= 5hs	>5hs		
W4	SE1	M.falha1	3	90,03	125,04	0,50	0,50	0,00	150	10	75,00	28.134,38
W4	SE1	M.falha2	2	25,97	36,07	0,50	0,50	0,00	150	10	75,00	5.410,42
W4	SE1	M.falha3	1	51,94	72,14	0,50	0,50	0,00	150	10	75,00	5.410,42
W4	SE1	M.falha4	1	37,13	51,57	0,50	0,50	0,00	150	10	75,00	3.867,71
W4	SE1	M.falha5	3	13,37	18,57	0,50	0,50	0,00	150	10	75,00	4.178,13
W4	SE2	M.falha1	2	816,94	1.134,64	3,00	3,00	0,00	150	10	450,00	1.021.175,00
W4	SE3	M.falha1	2	37,00	51,39	3,00	3,00	0,00	150	10	450,00	46.250,00
W4	SE3	M.falha2	1	93,46	129,81	3,00	3,00	0,00	150	10	450,00	58.412,50

6.4 – Considerações finais sobre as metodologias apresentadas

6.4.1 – Considerações sobre a Equação da DE (3.1)

Na equação da DE, se ao invés dos números de módulos, forem utilizados os modos de falha com suas respectivas frequências ou taxas de falha, observados sobre os dados do histórico, obtém-se resultados semelhantes aos obtidos através da função **MCINPRO** (4.14) que são:

Tabela 6. 28 – Informações para uma nova versão da DE, usando as informações do histórico analisado

Subestação sob falha SE(i)	Modo de falha (k)	Remuneração dos ativos sob falha em		Número de Falhas	Taxa de Falha
		mil R\$/mês	R\$/hora		
SE1	M.falha1	90,03	125,04	3	0,375
SE1	M.falha2	25,97	36,07	2	0,250
SE1	M.falha3	51,94	72,14	1	0,100
SE1	M.falha4	37,13	51,57	1	0,100
SE1	M.falha5	13,37	18,57	3	0,300
SE2	M.falha1	816,94	1.134,64	2	0,200
SE3	M.falha1	37,00	51,39	1	0,100
SE3	M.falha2	18,90	26,25	1	0,100
SE3	M.falha3	93,46	129,81	1	0,100

- DE para $W_1 = 45,72$
- DE para $W_2 = 61,33$
- DE para $W_3 = 29,51$
- DE para $W_4 = 52,00$

Sinalizando também W_3 como melhor opção para a localização da sede da estrutura de manutenção, com uma vantagem da ordem de 55% sobre W_1 , que assume como a segunda melhor opção, como acontece com a aplicação da **MCINPRO**, que fornece uma diferença de 54,56%.

6.4.2 – Considerações sobre a expressão para cálculo da Parcela Variável utilizada pela ANEEL (2.1)

No cálculo das penalizações, conforme a equação da ANEEL, se forem consideradas as durações das indisponibilidades do histórico, a vantagem de W_3 sobre W_1 fica em torno de 18,78%.

Se apenas a parcela relativa ao deslocamento da equipe de manutenção for considerada, essa vantagem entre a primeira e a segunda melhor opção (W_3 e W_1) se

aproxima dos 56%, que é muito próximo dos 54,6% conseguidos através da função objetivo deste trabalho (a **MCINPRO**).

6.4.3 – Considerações sobre a **MCINPRO** (expressão 4.14)

Como se sabe pelo histórico que no período pesquisado não aconteceram indisponibilidades permanentes, não programadas, das funções ou ativos mais importantes das SE_1 e SE_3 , e que esses ativos são os que aferem maior sensibilidade tanto para a função **MCINPRO** como para a equação da ANEEL proposta para o cálculo das penalizações, foram simulados, em **Excel** vários cenários mantendo algumas informações do histórico e variando as taxas de falha dos principais modos de falha de cada SE_i , de “zero” a “um” (falha/ano) na função “**MCINPRO**” deste trabalho, combinando-se as várias situações entre si, para formar os diversos cenários. Com esse exercício pode-se confirmar a predominância de W_3 como melhor local para a instalação da sede de uma estrutura de manutenção de subestação, para a pequena parte do sistema de transmissão da ELETROSUL, objeto desse estudo, na seguinte proporção:

- W_3 , em **47,19%** dos cenários analisados,
- W_4 , em **41,57%** dos cenários analisados, e
- W_1 , nos restantes **11,24%**.
- nenhum dos cenários analisados sinalizou para o local W_2 .

Notas:

- a) Pelo que foi visto nos itens 6.3.4 e 6.3.5, a metodologia do “**vértice mediano**” fornecerá resultados idênticos aos obtidos através da **MCINPRO**, por esse motivo não serão feitas considerações adicionais a respeito.
- b) Como já justificado no Capítulo 4, a técnica de análise por “**clusters**”, encontrada em ANDERBERG (1973), não foi testada nesse estudo de caso que se refere a escolha de um melhor local para a instalação de uma estrutura de manutenção de subestações, pelos motivos já relatados no Capítulo 4, item 4.4.3.

Sobre o ponto de vista único da penalização por indisponibilidade não programada, não é expressiva a vantagem do local W_3 sobre o W_4 . Portanto, é recomendável que se façam outras considerações a respeito, principalmente no que se refere aos custos necessários à implantação e operacionalização de toda a estrutura de manutenção.

6.5 – Considerações sobre o histórico analisado

Sobre o histórico analisado, pode-se observar que 8 das 15 ocorrências de indisponibilidade não programada, de modo permanente, tiveram duração igual ou inferior a 5 horas, período em que o índice de penalização é extremamente pesado (150 vezes a tarifa de remuneração equivalente). Isso significa dizer que o custo da penalização de uma única hora de indisponibilidade nesse período corresponde a uma parcela equivalente a 20% da remuneração mensal da função ou instalação que gerou a indisponibilidade. E nesses casos os 54,56% de vantagem verificados na comparação entre os dois melhores locais para a sede da estrutura de manutenção, pode significar ganhos de até 1,64 horas, no atendimento, que corresponde a algo em torno dos 32,7% da remuneração mensal do ativo gerador da indisponibilidade.

Sobre esses dados de histórico, pode-se observar ainda que utilizando integralmente os tempos das indisponibilidades ocorridas no período analisado, na equação proposta pela ANEEL, W_3 se confirma como melhor opção, com W_1 em segundo lugar, com uma pequena diferença sobre W_4 ($\approx 7,4\%$) e a vantagem entre as duas melhores opções para a sede da estrutura de manutenção assume um valor da ordem de 18,78%. No entanto, se forem consideradas apenas as parcelas de penalidades correspondentes aos períodos de deslocamentos da equipe de manutenção, essa vantagem cresce muito, passando para algo em torno de 56%, que é bem próximo dos 54,56%, encontrados através da função **MCINPRO**. Nesse caso a vantagem de W_1 sobre W_4 (segunda e terceira melhores opções) também aumenta para algo em torno de 19,6%.

6.6 – Conclusão

Conforme pode ser observado no conteúdo deste capítulo, para os dados correspondentes ao histórico de ocorrências analisado (período de 1992 a 2001), a opção para a localização da sede da estrutura de manutenção W_3 tem se apresentado sempre como a mais vantajosa, seja através do uso da função **MCINPRO** (4.14), ou da metodologia do “**vértice mediano**”, ou pelo uso da equação da ANEEL (2.1), proposta para o cálculo da **Parcela Variável** da receita, que determina as penalizações relativas à indisponibilidade das funções de transmissão da rede básica. Pode-se observar ainda que, quando se consideram os dados do histórico analisado, o local W_1 sempre se apresenta como a segunda melhor

opção. Mas, para a **DE** (expressão 3.1) que não considera dados históricos, é W_4 que aparece sempre como a segunda melhor opção.

No entanto, como já citado acima, no período analisado não falharam de forma permanente (com restabelecimento pela ação da manutenção) as principais funções de transmissão das SE_1 e SE_3 . E, pode-se observar que as funções mais importantes de SE_1 apresentam índices de remuneração elevados, da mesma ordem de grandeza das de SE_2 , portanto seus índices de penalização, que são proporcionais aos de remuneração, poderão interferir muito no resultado, dependendo apenas de suas respectivas taxas de falha ou de qualquer outro modo de falha que as inclua.

Então, para confirmar os resultados obtidos através dos dados do histórico de ocorrências analisado, foram simulados em **Excel** vários cenários envolvendo todas as funções e/ou instalações de transmissão das 3 subestações em estudo, variando as taxas de falha daquelas mais importantes de “zero até um” (falha/ano), na função **MCINPRO**, onde foi possível concluir que W_3 se confirma como melhor opção para o local sede da estrutura (equipe) de manutenção. No entanto, a opção W_4 que se apresenta como segunda melhor opção, se mostra como uma alternativa razoável perdendo para W_3 por apenas 13,5 pontos percentuais. Essas posições entre W_3 e W_4 se confirmam através da aplicação da **DE**, também com uma diferença da mesma ordem de grandeza (16%).

Nesse caso, como não existe uma expressiva vantagem do local W_3 sobre W_4 , recomenda-se que qualquer decisão sobre a instalação de uma estrutura de manutenção considere também outros fatores tais como:

- Custos de implantação,
- Custos de manutenção, não gerenciáveis (licenças, impostos, seguros e outras taxas),
- Manutenção da infra-estrutura do local,
- Qualidade de vida para o pessoal,
- E outros.

CAPÍTULO 7

Conclusões e Recomendações

7.1 - Conclusões

O objetivo fundamental deste trabalho foi propor uma metodologia para otimizar a distribuição dos recursos de manutenção com o foco para a mínima penalização por indisponibilidade não programada do sistema de transmissão. A necessidade levantada e que motivou o seu desenvolvimento teve origem na legislação hoje vigente dos órgãos reguladores, que determina que parte da receita de uma empresa de transmissão de energia elétrica é variável e dependente exclusivamente da disponibilidade de seus ativos ou instalações. Para cumprir esta tarefa, de forma racional e científica, desenvolveu-se neste estudo os conceitos fundamentais de manutenção e de logística, e fez-se uma apresentação da realidade de uma empresa transmissora de energia com o foco nas subestações. Fez-se a proposição de uma metodologia, sua aplicação e validação, e a análise dos resultados.

Entende-se, pelos resultados obtidos, que este trabalho pode contribuir para a melhoria dos índices de disponibilidade e confiabilidade do sistema de transmissão de energia, atuando sobre os atendimentos às ocorrências de indisponibilidades não programadas ou forçadas, otimizando a logística dos recursos humanos e tecnológicos de manutenção.

Sendo as manutenções preventivas ou preditivas e seus custos perfeitamente gerenciáveis, optou-se por trabalhar sobre as manutenções corretivas que podem impactar negativamente sobre uma parcela razoável de receita da Empresa Transmissora.

Sabendo-se que:

- O custo da indisponibilidade de um ativo de transmissão é proporcional ao período em que o mesmo esteve impedido de operar;
- Na ocorrência de falha permanente, é comum a necessidade de deslocamento de recursos humanos e materiais para o atendimento;
- Boa parte da indisponibilidade é em decorrência do período de deslocamento dos recursos para o atendimento à ocorrência.

A partir destas percepções optou-se por trabalhar a logística de distribuição dos recursos humanos e tecnológicos vinculados às atividades de manutenção. Pois locando-se adequadamente esses recursos estabelecem-se os tempos de deslocamento de forma a minimizar a perda de receita por indisponibilidade não programada (involuntária ou forçada).

Para alocar racionalmente esses recursos de manutenção, buscou-se na literatura algumas metodologias que poderiam ser aplicadas e se desenvolveu uma nova, de aplicação mais direta, de fácil utilização e com boa precisão nos resultados. Para isso determinou-se os parâmetros que influenciam no custo da indisponibilidade não programada, que são:

- O índice (coeficiente) de penalização do ativo ou da instalação, que é proporcional à sua receita permitida;
- O modo da falha (como acontece a falha), pois dependendo da configuração da instalação e da concepção do projeto uma falha pode indisponibilizar mais de uma função ou ativo penalizável, de forma temporária ou permanente, afetando o índice de penalização;
- A frequência em que acontece a falha, pois ela determina a taxa de falha para cada um dos modos de falha;
- O tempo médio de deslocamento entre um provável local para a sede da estrutura (equipe) de manutenção e a subestação onde aconteceu a falha.

Então, para uma maior precisão nos resultados, cada instalação e/ou subestação deverá ser analisada em detalhes para que possam ser corretamente determinados os possíveis modos de falha, pois cada um deles terá seu índice próprio de penalização, com sua respectiva taxa de falha característica. Essa análise não foi realizada nesse trabalho que se preocupou apenas com exemplos ilustrativos. Por isso utilizaram-se somente os modos de falha observados no histórico de ocorrências dos 10 anos analisados e simulou-se alguns outros que exercem maior influência nos resultados.

Com as observações sobre o histórico pode-se concluir que, para uma análise de falhas permanentes, cujo retorno da função depende de intervenção da manutenção, o período de 10 anos é pequeno demais para uma análise conclusiva.

Uma dificuldade encontrada na análise do histórico foi a correlação das informações das ocorrências observadas no banco de dados de operação, do Departamento de Operações do Sistema, com as informações registradas no banco de dados de manutenção.

E ainda, o que se pode observar no histórico analisado (Gráfico 5.1 do Capítulo 5) é que não existe relação direta entre a manutenção preventiva programada e as ocorrências de falha no sistema. Então, por esse mesmo gráfico pode-se deduzir que os 10 anos do histórico analisado é um período insuficiente para uma conclusão a esse respeito. No entanto, entende-se que essa é uma informação muito importante para qualquer empresa que, em determinados momentos de sua história, precisa tomar decisões no sentido de minimizar, temporariamente, alguns custos operacionais. É de suma importância que ela tenha noção das conseqüências futuras sobre uma decisão de redução de custos em seu programa de manutenção preventiva, conhecendo as respostas para algumas questões, tais como:

- Por quanto tempo, em média, pode-se adiar um programa de manutenção preventiva sem incorrer na majoração dos riscos de perda de receita por indisponibilidade não programada?
- Quando poderão acontecer os problemas resultantes do não cumprimento de um programa de manutenção preventiva? Como esses problemas se manifestarão? E, qual a sua repercussão no sistema?

As empresas deveriam ter esse conhecimento para planejar e se programar de forma mais previsível e segura, os períodos de crise. ALMEIDA & SIQUEIRA (1997) apresentam uma metodologia sugerida para a manutenção de sistemas de proteção.

Observa-se ainda que, para a manutenção das linhas de transmissão (LTs) que, na rede básica, se caracterizam por percorrerem longas distâncias, é de suma importância a caracterização dos vários trechos de linha com suas respectivas taxas de falha. Nesse caso os trechos das linhas são tratados como instalações independentes com seus modos de falha característicos, mas eles não interferem no índice de penalização que é único, típico de cada linha; pois quando acontece a falha em qualquer dos trechos, toda a linha fica indisponível (em estado de falha). No entanto, através dos

registros de manutenção é possível determinar a incidência de falhas em cada um dos respectivos trechos das linhas, e levantar suas respectivas taxas de falha.

Dessa forma foi possível aplicar a metodologia MCINPRO desenvolvida para a alocação dos recursos de manutenção de subestações também para as linhas de transmissão. Para auxiliar nessa nova aplicação utilizou-se uma técnica de análise por “clusters”.

7.2 – Recomendações

Para o desenvolvimento de trabalhos futuros recomenda-se o que segue:

- a) Que se promova um perfeito entrosamento entre o banco de dados da operação do sistema com o banco de dados da manutenção. Pois algumas das informações do banco de dados da operação, deveriam constar nos relatórios de manutenção para que no futuro se possa ter mais subsídios para a análise dos resultados, como por exemplo, análise de índices de desempenho.
- b) Analisar detalhadamente todas as instalações para determinar corretamente os possíveis modos de falha. Então, com as informações de falhas do histórico pode-se estimar as prováveis taxas de falha para cada um dos diferentes modos de falha e estimar a perda de receita esperada por indisponibilidade não programada.
- c) Realizar uma pesquisa mais ampla (em um período de tempo superior a 10 anos) e uma análise detalhada sobre os históricos de manutenção e de ocorrências do sistema, para que se defina com um certo grau de precisão, os reflexos futuros sobre uma decisão empresarial de redução de custos que inviabilize o cumprimento de um programa de manutenção preventiva no sistema de transmissão de energia elétrica.
- d) Estudar a viabilidade de se desenvolver sensores de monitoramento para supervisionar as condições operativas dos equipamentos que indisponibilizam as funções e/ou instalações do sistema de transmissão de energia elétrica.
- e) Aplicação da Metodologia MCINPRO em estudo de caso para a definição de uma estrutura ótima de manutenção de LTs.

- f) É recomendável que também se analisem e estudem os projetos de subestações e linhas de transmissão, desenvolvendo-se melhorias que contribuam com o aumento da manutenibilidade e da confiabilidade das instalações, melhorando os índices de disponibilidade do sistema de transmissão.

APÊNDICE A

Probabilidade de Ocorrência de Falhas Simultâneas em Subestações Diferentes

Segundo COELHO (2000), podemos considerar que:

$$\text{A Taxa de Falha da SE}_i - \lambda_{SE(i)} = \frac{\text{Número - de - falhas - na - SE}(i)}{\text{tempo - total - de - operação - da - SE}(i)} \quad (\text{A.15})$$

$$\text{A Taxa de Reparo da SE}_i - \mu_{SE(i)} = \frac{\text{Número - de - reparos - na - SE}(i)}{\text{tempo - total - em - reparos - na - SE}(i)} \quad (\text{A.16})$$

E, por COELHO (2000) e BILLINTON & ALLAN (1984) tem-se que:

$$\text{Probabilidade de Operação da SE}_i \text{ (**Disponibilidade**)} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (\text{A.17})$$

$$\text{Probabilidade de Falha da SE}_i \text{ (**Indisponibilidade**)} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (\text{A.18})$$

E a Probabilidade de Falha mais a Probabilidade de Operação de cada SE_i ou de qualquer instalação é sempre igual a um.

$$P_{\text{operação}} + P_{\text{falha}} = 1 \quad (\text{A.19})$$

Observação: admite-se que sempre que se faz um reparo na SE_i ela assume a condição de “tão boa quanto nova”, permanecendo inalterada a probabilidade de falha.

Por COELHO (2000), CAMARGO (1987), ANDERS (1990) e BILLINTON & ALLAN (1984), a probabilidade de ocorrência de falha simultânea em subestações diferentes, para um conjunto de três SEs pode ser representada e deduzida como segue:

A.1 - Dedução das Probabilidades de Falha em um Conjunto de Três Subestações

As condições operativas de um conjunto de três subestações podem ocorrer conforme a ilustração abaixo

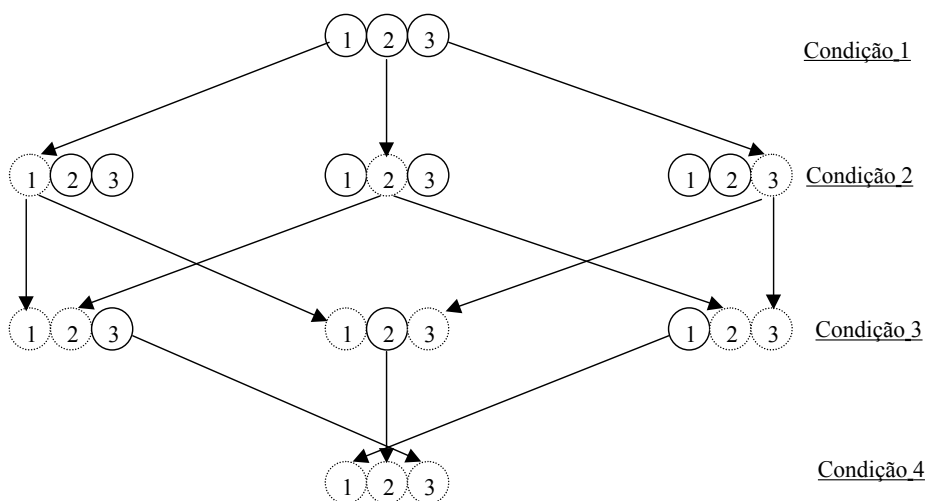


Figura A. 1 – Esquema ilustrativo das condições operativas de um sistema com três SEs

Onde:

- ① Representa a SE₁
- ② Representa a SE₂
- ③ Representa a SE₃

E,

- A Condição 1 é a completa ausência de falha – $P(0)$;
- A Condição 2 representa uma SE_{*i*} em falha – $P(1)$;
- A Condição 3 representa duas SE_{*i*} em falha – $P(2)$;
- A Condição 4 representa as três SE_{*i*} em falha – $P(3)$.

Sendo:

- p_i = probabilidade de falha na SE_{*i*},
- $(1 - p_i)$ = probabilidade de ausência de falha na SE_{*i*}.

Sabe-se ainda que em um conjunto de três subestações tem-se:

$$\sum P(x) = P(0) + P(1) + P(2) + P(3) = 1 \quad (\text{A.20})$$

E a probabilidade de encontrar x SEs em falha ($x = 0$ a 3), está representada a seguir:

$$\begin{aligned}
 P(0) &= (1-p_1)(1-p_2)(1-p_3) \\
 P(1) &= p_1(1-p_2)(1-p_3) + p_2(1-p_1)(1-p_3) + p_3(1-p_1)(1-p_2) \\
 P(2) &= p_1p_2(1-p_3) + p_1p_3(1-p_2) + p_2p_3(1-p_1) \\
 P(3) &= p_1p_2p_3
 \end{aligned} \tag{A.21}$$

Desenvolvendo, obtém-se

$$\begin{aligned}
 P(0) &= 1 - p_1 - p_2 - p_3 + p_1p_2 + p_1p_3 + p_2p_3 - p_1p_2p_3 \\
 P(1) &= .. + p_1 + p_2 + p_3 - 2p_1p_2 - 2p_1p_3 - 2p_2p_3 + 3p_1p_2p_3 \\
 P(2) &= + p_1p_2 + p_1p_3 + p_2p_3 - 3p_1p_2p_3 \\
 P(3) &= + p_1p_2p_3
 \end{aligned}$$

$$\sum P(x) = P(0) + P(1) + P(2) + P(3) = 1$$

Generalizando, considerando $p_1 = p_2 = p_3 = p$, retorna-se à distribuição binomial

$$P(x) = C_n^x \cdot p^x \cdot q^{n-x} = \frac{n!}{x!(n-x)!} \cdot p^x \cdot q^{n-x} \tag{A.22}$$

Pela expressão (A.19) tem-se: $\mathbf{p + q = 1}$ e $\mathbf{q = 1 - p}$

Onde:

p = Probabilidade de falha, e

q = Probabilidade de não falha.

De onde se deduz que:

$$\begin{aligned}
 P(0) &= C_3^0 \cdot p^0 \cdot q^{3-0} = 1 \cdot 1 \cdot q^3 = (1-p)^3 \\
 P(1) &= C_3^1 \cdot p^1 \cdot q^{3-1} = 3 \cdot p \cdot q^2 = 3p(1-p)^2 \\
 P(2) &= C_3^2 \cdot p^2 \cdot q^{3-2} = 3 \cdot p^2 \cdot q = 3p^2(1-p) \\
 P(3) &= C_3^3 \cdot p^3 \cdot q^{3-3} = 1 \cdot p^3 \cdot q^0 = p^3
 \end{aligned} \tag{A.23}$$

Do enunciado acima pode-se concluir que a probabilidade de ocorrências simultâneas em duas quaisquer ou nas três subestações (condições operativas 3 e 4) acontece conforme a expressão abaixo.

$$Pf_{simult} = (Pf_{SE1} \cap Pf_{SE2}) + (Pf_{SE1} \cap Pf_{SE3}) + (Pf_{SE2} \cap Pf_{SE3}) - 2(Pf_{SE1} \cap Pf_{SE2} \cap Pf_{SE3}) \tag{A.24}$$

que pode ser representada da seguinte forma:

$$Pf_{simult} = (Pf_{SE1} \cdot Pf_{SE2}) + (Pf_{SE1} \cdot Pf_{SE3}) + (Pf_{SE2} \cdot Pf_{SE3}) - 2(Pf_{SE1} \cdot Pf_{SE2} \cdot Pf_{SE3}) \tag{A.25}$$

No entanto, quando se trabalha com números muito pequenos ($\ll 1$), essa expressão pode ser simplificada como segue:

$$Pf_{simult} = (Pf_{SE1} \cdot Pf_{SE2}) + (Pf_{SE1} \cdot Pf_{SE3}) + (Pf_{SE2} \cdot Pf_{SE3}) \quad (A.26)$$

Mantendo-se uma boa precisão nos resultados, porque a parcela equivalente à falha simultânea nas três SEs é desprezível.

Nas expressões acima tem-se que:

- Pf_{simult} = Probabilidade de ocorrência de falha simultânea em subestações diferentes;
- Pf_{SE1} = Probabilidade de ocorrência de falha na SE₁;
- Pf_{SE2} = Probabilidade de ocorrência de falha na SE₂;
- Pf_{SE3} = Probabilidade de ocorrência de falha na SE₃.

Nota: Nestas expressões somente são considerados os eventos independentes. Isto é, a falha em uma das SEs não influencia em nenhuma outra.

APÊNDICE B

Principais Modelos de Configuração das SEs de Transmissão da ELETROSUL

B.1 - CONFIGURAÇÃO DE SUBESTAÇÃO COM BARRAS P e T

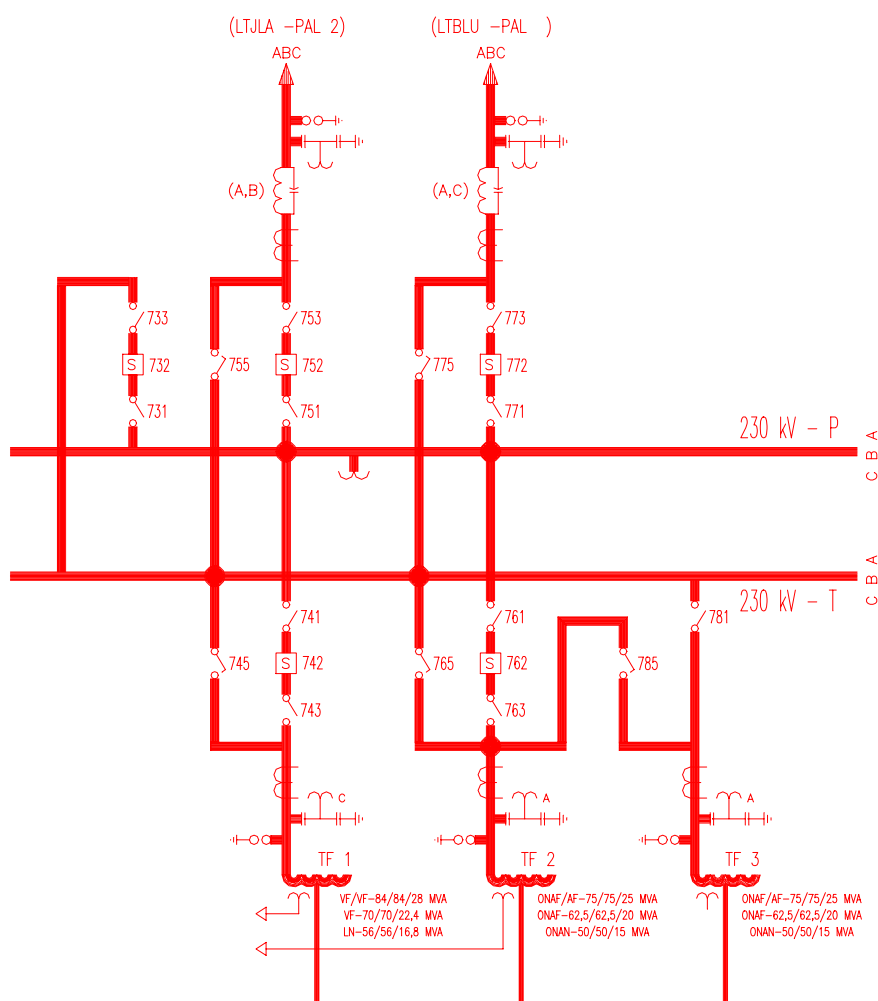


Figura B. 1– Diagrama esquemático de Subestação com Barras P e T

Este arranjo utilizado em várias subestações da ELETROSUL permite a sua operação normal na barra P (barra principal), com a possibilidade de operar qualquer um dos módulos principais, dedicados (alimentadores de função), através da barra T (barra de transferência), sempre que ocorrer algum impedimento com o mesmo.

B.2 - CONFIGURAÇÃO DE SUBESTAÇÃO COM BARRAS P e PT

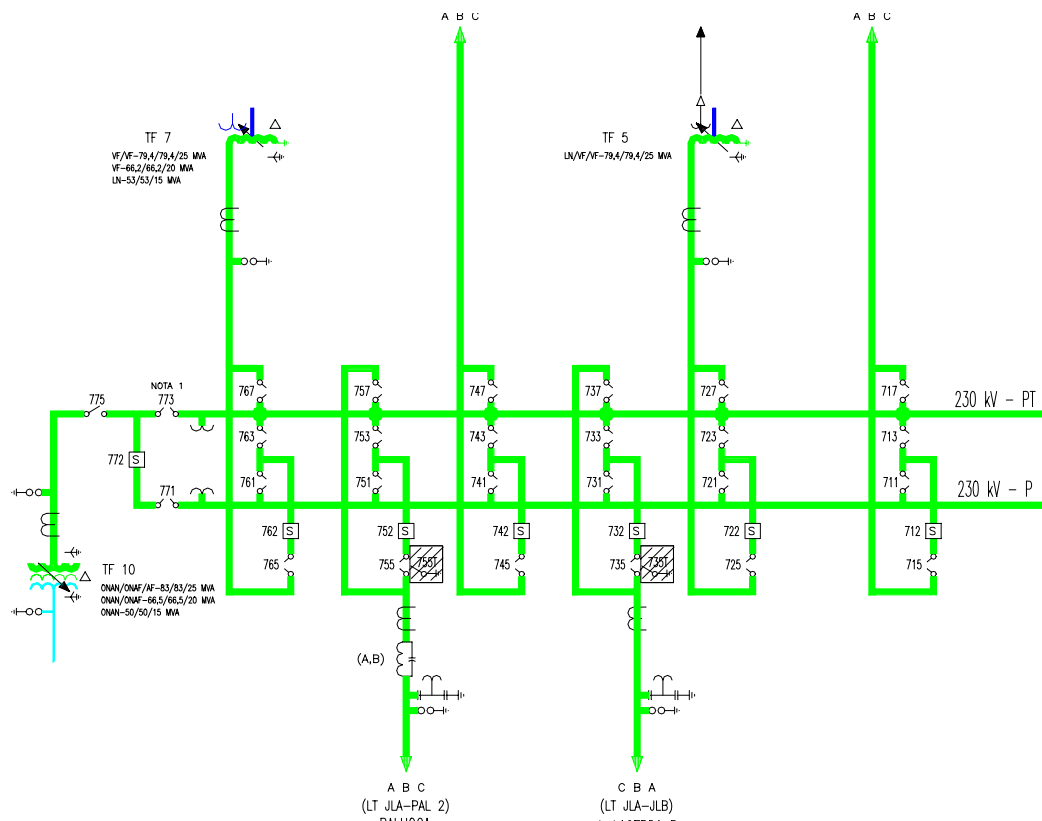


Figura B. 2 - Diagrama esquemático de Subestação com Barras P e PT

Arranjo também utilizado em algumas subestações da ELETROSUL, permite operação normal através de qualquer uma das barras P (principal) ou PT (principal/transferência), sendo que a barra PT poderá operar também como barra de transferência, sempre que ocorra algum impedimento de operação com algum dos módulos principais dedicados.

B.3 – CONFIGURAÇÃO DE SUBESTAÇÃO COM BARRAS A e B

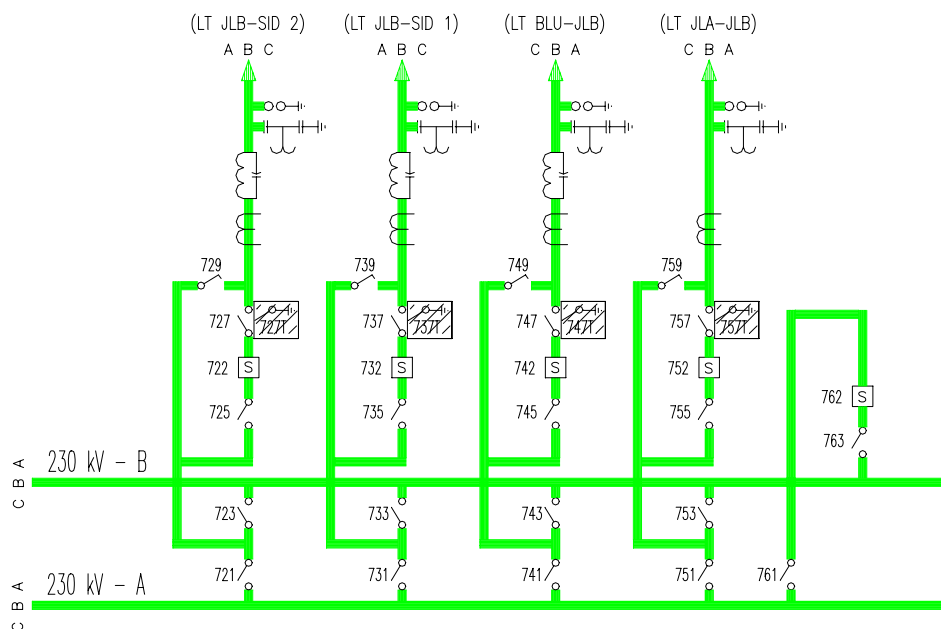


Figura B. 3 - Diagrama esquemático de Subestação com Barras A e B

Essa configuração permite que a subestação opere normalmente através de qualquer uma das barras A ou B, sendo que a outra poderá operar como barra de transferência, sempre que houver necessidade (pelo impedimento de um dos módulos principais dedicados).

✓ Considerações adicionais sobre os arranjos de subestações em 230 kV

Nessas configurações, normalmente utilizadas em subestações de transmissão da ELETROSUL, em tensões de até 230 kV, alguns dos equipamentos dedicados de cada função poderão provocar sua falha ou indisponibilidade permanente, sendo que o seu restabelecimento só será possível com a intervenção da manutenção. Nos diagramas esquemáticos das Figuras B.1, B.2 e B.3 podemos observar que esses equipamentos são: transformadores de corrente (monitoram o fluxo de energia) e de potencial (monitoram os níveis de tensão) para instrumentos, os pára-raios (supressores de surtos de tensão), e em alguns casos, as bobinas de bloqueio (filtros que permitem a passagem de sinais de algumas faixas de frequência) destinadas aos sistemas de comunicação.

B.4 - CONFIGURAÇÃO DE SUBESTAÇÃO COM BARRA DUPLA E ARRANJO DE DISJUNTOR E MEIO (DJ e 1/2)

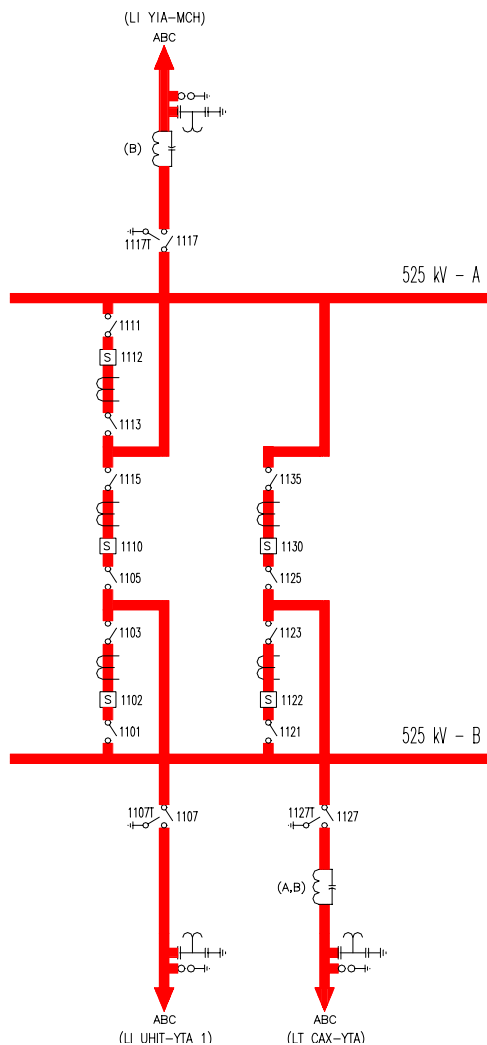


Figura B. 4 - Diagrama esquemático de Subestação com Barras A e B, com DJ e 1/2

Essa configuração se caracteriza por ter três módulos de alimentação para cada duas funções distintas.

Sua operação normal só é possível através das duas barras, A e B simultaneamente. Excepcionalmente pode operar através de apenas uma das barras, A ou B, quando ocorrer algum impedimento com qualquer delas. Em operação normal (com as barras A e B), qualquer uma das funções possui duas possibilidades de alimentação. Por isso, com esse

arranjo, para que ocorra a falha de uma das funções, será preciso que as duas alternativas (módulos) de alimentação falhem.

No entanto, como pode ser observado no diagrama esquemático da Figura B.4, alguns dos equipamentos não existem em duplicidade para uma determinada função, e sempre que um deles vier a falhar, a função falhará; ou sempre que houver a necessidade de alguma intervenção de manutenção em qualquer um destes equipamentos, a função ficará impedida ou indisponível para o sistema. Neste caso, os equipamentos dedicados que podem provocar a perda (indisponibilidade permanente da função) são: os transformadores de potencial (monitoram os níveis de tensão) para instrumentos, os pára-raios (supressores de surtos de tensão), e as bobinas de bloqueio.

APÊNDICE C

Principais Equipamentos que Compõem as duas Principais Funções de Transmissão

- Na **função Transmissão**, exercida pelas linhas (LTs), cada uma das suas extremidades possui normalmente um disjuntor tripolar (ou trifásico), três ou mais chaves seccionadoras tripolares, transformadores para instrumentos de corrente (TC) e de potencial (TPC) e pára-raios (PR). Os três últimos são equipamentos monopolares (monofásicos), portanto, utilizados um em cada fase, em cada uma das extremidades das Linhas de Transmissão. Também inseridos na função estão os sistemas de supervisão, controle e proteção.
- Na **função Transformação**, exercida pelos transformadores de potência (TRs), cada um dos lados de alta e baixa tensão também possui o seu respectivo disjuntor tripolar, no mínimo duas chaves seccionadoras tripolares, os transformadores de corrente (TC) e de potencial (TPC), os pára-raios (PR) e os sistemas de supervisão, controle e proteção. Também é possível encontrar em algumas configurações essas funções sem seus próprios transformadores de potencial (TPC), utilizando a informação de potencial (tensão) das barras de seus respectivos setores da subestação.

Cada um desses equipamentos e sistemas tem a sua função específica para o bom desempenho das funções de transmissão, que são:

- O disjuntor (DJ) representa um papel da maior importância para as funções de transmissão, devido às suas características construtivas e funcionais. Só ele pode manobrar rapidamente para isolar qualquer falha antes que ela possa afetar outras partes da função ou do sistema. Suas manobras podem ser automáticas, independentemente de ações externas. Podem também serem comandados remotamente, pela ação humana. É projetado para interromper circuito com carga.
- A chave seccionadora (CS) está no circuito para isolar fisicamente e visualmente partes deste circuito. É utilizada para isolar definitivamente um problema ou um equipamento ou uma parte do sistema para serviços de manutenção. Não opera com carga, mas pode operar com tensão. Sua manobra depende sempre da ação do homem. Geralmente seus

mecanismos de acionamento são motorizados ou pneumáticos e suas manobras podem ser comandadas remotamente.

- Os transformadores para instrumentos de corrente e de potencial (TC e TPC) são usados para fornecer informações para os sistemas de supervisão, proteção, controle e medição. Os sistemas de proteção e controle são os que atuam sobre o sistema de comando dos disjuntores (DJ) autorizando ou bloqueando suas manobras.
- Os pára-raios (PR) são equipamentos de proteção indispensáveis para aferir qualidade à energia transportada e para minimizar os surtos de tensão sobre outros equipamentos ou instalações, podendo afetar gravemente os usuários do sistema. Para os outros equipamentos da função ou do sistema seu papel é minimizar o “*stress*” sobre o sistema de isolamento (dielétrico) nas situações de surtos de tensão gerados por descargas atmosféricas ou por manobras no sistema.
- Os sistemas de supervisão, controle e proteção permitem a monitoração do fluxo da energia com a qualidade desejada e com a segurança requerida.

ANEXO A

Regulamento para o Cálculo da Parcela Variável da Receita da Transmissão

- Parágrafo 1º* Esta Parcela Variável conterà o desconto do valor do PAGAMENTO BASE referente à duração dos DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS que ocorrerem dentro do mês, multiplicado por um fator para DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS, assim como o desconto referente à duração de OUTROS DESLIGAMENTOS que ocorrerem dentro do mês, multiplicado por um fator para OUTROS DESLIGAMENTOS, de acordo com o regulamento a ser emitido pela ANEEL.
- Parágrafo 2º* O valor do desconto da Parcela Variável, dentro do mês, estará limitado à uma parcela do PAGAMENTO BASE, deslocando-se para o mês subsequente o valor que restar desta parcela, limitado anualmente o desconto da Parcela Variável a um percentual da RECEITA ANUAL PERMITIDA REFERENTE À REDE BÁSICA para cada instalação, de acordo com o regulamento a ser emitido pela ANEEL.
- Parágrafo 3º* Ao ser editada regulamentação específica, pela ANEEL, sobre a Parcela Variável, as PARTES deverão exercer a sistemática de descontos por indisponibilidade descrita nesta Cláusula, de forma a contemplar um período de implantação gradual de até três anos. As PARTES deverão adequar seus procedimentos contemplando uma receita adicional e um correspondente mecanismo de desconto, que visam promover benefícios econômicos para a **TRANSMISSORA**, quando esta apresentar um desempenho acima do padrão a ser estabelecido, e perdas de receita para um desempenho abaixo do padrão.
- Parágrafo 6º* Para efeito do cálculo da Parcela Variável dos pagamentos mensais das instalações de transmissão, serão considerados como DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS aqueles assim definidos de acordo com os PROCEDIMENTOS DE REDE.
- Parágrafo 7º* Ainda para efeito do cálculo da Parcela Variável dos pagamentos mensais das instalações de transmissão, todos os demais desligamentos serão considerados como OUTROS DESLIGAMENTOS.
- Parágrafo 8º* Não serão considerados para efeito do cálculo da Parcela Variável dos pagamentos mensais das instalações de transmissão:
- a. Desligamentos devidos a CASO FORTUITO ou de FORÇA MAIOR;

- b. *Implantação de MODIFICAÇÕES, MELHORIAS ou novas conexões legalmente autorizadas, desde que o desligamento conste no Programa Mensal de Manutenção;*
- c. *Desligamentos que o ONS venha a solicitar por razões operativas;*
- d. *Desligamentos que as PARTES venham a solicitar por motivos de segurança de terceiros, para serviços ou obras de utilidade pública;*
- e. *Desligamentos, por atuação de Esquemas Especiais de Proteção, desde que, após o desligamento, a instalação esteja apta a ser energizada, nos termos das rotinas padrão de recomposição do sistema de acordo com os PROCEDIMENTOS DE REDE;*
- f. *Desligamentos em função de evento na rede elétrica que tenham sido iniciados devido à contingências em outra instalação, da própria ou de qualquer outra CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO ou USUÁRIO, excetuados os casos de atuação indevida da proteção e erros de operação da TRANSMISSORA, desde que, após o desligamento a instalação esteja apta a ser energizada, nos termos das rotinas padrão de recomposição do sistema de acordo com os PROCEDIMENTOS DE REDE;*
- g. *Desligamentos já iniciados e suspensos por orientação do ONS, quando da necessidade de atendimento à segurança e à integridade do sistema;*
- h. *Desligamentos que tenham sido ocasionados por ação indevida do ONS.*
- i. *Desligamentos ocorridos por falhas em decorrência da não inclusão ou modificação no Programa Mensal de Manutenção por parte do ONS, conforme descrito no parágrafo 5º da Cláusula 23ª.*

Parágrafo 9º *Instalações da **TRANSMISSORA**, que estejam em operação com **RESTRICÇÕES OPERATIVAS TEMPORÁRIAS** por ações ou omissões da própria **TRANSMISSORA** terão seus **PAGAMENTOS BASE** reduzidos por tempo igual ao de duração da restrição e proporcionalmente à redução da capacidade de transmissão. A redução do **PAGAMENTO BASE** cessará quando a **TRANSMISSORA** estiver em condições de eliminar a restrição operativa, ainda que não possa fazê-lo por questões sistêmicas.*

Parágrafo 10º *A destinação dos valores deduzidos dos pagamentos à **TRANSMISSORA**, em função da indisponibilidade das **INSTALAÇÕES DA REDE BÁSICA** de sua propriedade, calculados pelo **ONS** de acordo com as condições estabelecidas neste **CONTRATO**, será definida conforme regulamentação específica da ANEEL.”*

ANEXO B

Glossário de Termos e Expressões Utilizados no Setor de Energia Elétrica:

- 1) “AMPLIAÇÃO DA REDE BÁSICA”: Implantação de uma linha de transmissão ou subestação na REDE BÁSICA, recomendada pelo CCPE e/ou ONS, resultante de uma nova concessão de transmissão;
- 2) “ANEEL”: Agência Nacional de Energia Elétrica, criada pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- 3) “CASO FORTUITO” ou de “FORÇA MAIOR”: São considerados Casos Fortuitos ou de Força Maior os descritos nos termos do Artigo 1.058 do Código Civil Brasileiro;
- 4) “CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO: Pessoa jurídica com delegação do poder concedente para a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica;
- 5) “CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO”: Pessoa jurídica com delegação do poder concedente para a exploração dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica;
- 6) “CONTRATO DE CONEXÃO AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO” – CCT: Contrato celebrado entre os USUÁRIOS e as CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO, que estabelece os termos e condições para a conexão dos USUÁRIOS à REDE BÁSICA;
- 7) “CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO” – CPST: Contrato celebrado entre o ONS e as CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO, que estabelece os termos e condições para prestação de serviços de transmissão de energia elétrica, por uma concessionária detentora de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO pertencentes à REDE BÁSICA aos USUÁRIOS, sob administração e coordenação do ONS, conforme modelo aprovado pela ANEEL;
- 8) “CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO” – CUST: Contrato celebrado entre o ONS, as CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO e os USUÁRIOS, que estabelece os termos e condições para o uso da REDE BÁSICA por um USUÁRIO, incluindo a prestação dos SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO pelas CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO, mediante controle e supervisão do ONS

e a prestação pelo ONS dos serviços de coordenação e controle da operação dos sistemas elétricos interligados, conforme modelo aprovado pela ANEEL;

- 9) “DESLIGAMENTO PROGRAMADO”: Indisponibilidade de uma instalação, antecipadamente programada de acordo com os PROCEDIMENTOS DE REDE, incluindo o MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA OPERAÇÃO;
- 10) “ENCARGOS DE USO DA TRANSMISSÃO”: Montantes devidos pelos USUÁRIOS às CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO, pela prestação dos serviços de transmissão, e ao ONS pelo pagamento dos serviços prestados, calculados em função da tarifa de uso da transmissão da REDE BÁSICA e demandas dos USUÁRIOS, conforme definidas pela ANEEL;
- 11) “EQUIPAMENTOS DE COMPENSAÇÃO REATIVA”: Bancos de capacitores e reatores conectados ao sistema através de disjuntor; compensadores síncronos e estáticos, sob concessão da TRANSMISSORA e pertencentes à REDE BÁSICA;
- 12) “EXIGÊNCIA LEGAL”: Qualquer lei, regulamento, ato normativo ou qualquer ordem, diretriz, decisão ou orientação da Autoridade Competente, aplicável ao serviço de energia elétrica;
- 13) “INSTALAÇÕES DA REDE BÁSICA”: São as instalações e os equipamentos de transmissão e demais instalações inerentes à prestação de SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO de energia na REDE BÁSICA, tais como os sistemas de medição, operação, proteção, comando, controle e telecomunicações, definidos segundo regras e condições estabelecidas pela ANEEL;
- 14) “INSTALAÇÕES DE CONEXÃO”: São aquelas dedicadas ao atendimento de um ou mais USUÁRIOS, com a finalidade de interligar suas instalações à REDE BÁSICA;
- 15) “MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA OPERAÇÃO”: Documento integrante dos PROCEDIMENTOS DE REDE no qual estão estabelecidos processos, responsabilidades, normas e metodologias para a operação do sistema elétrico, energético e hidráulico;
- 16) “MODIFICAÇÕES”: Alteração legalmente autorizada na especificação das instalações abrangidas pelo presente CONTRATO decorrentes de alterações na configuração da REDE BÁSICA;

- 17) “MELHORIA”: Implantação ou substituição de equipamentos visando manter a disponibilidade e a supervisão das instalações de transmissão, não acarretando modificação da topologia da rede;
- 18) “ONS”: Operador Nacional do Sistema Elétrico, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, constituído sob a forma de Associação Civil que, conforme disposto na Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1.998 e sua regulamentação, autorizada da ANEEL mediante Resolução n.º 351, de 11 de novembro de 1.998, é responsável pela coordenação, supervisão e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no SISTEMA INTERLIGADO, integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores;
- 19) “OUTROS DESLIGAMENTOS”: Qualquer período de indisponibilidade de uma instalação fora dos períodos de DESLIGAMENTO PROGRAMADO;
- 20) “PAGAMENTO BASE”: Parcela mensal da RECEITA ANUAL PERMITIDA REFERENTE À REDE BÁSICA da TRANSMISSORA, concernente à prestação de serviços de transmissão, remunerada conforme o CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO e o Contrato de Concessão de Transmissão na parte que corresponde à REDE BÁSICA, correspondente a uma determinada instalação. As instalações existentes na DATA DE INÍCIO terão seu PAGAMENTO BASE autorizado pela ANEEL. As MODIFICAÇÕES, RECLASSIFICAÇÕES e MELHORIAS terão seu PAGAMENTO BASE estabelecido individualmente;
- 21) “PROCEDIMENTOS DE REDE”: Documento elaborado pelo ONS, com a participação dos agentes e aprovado pela ANEEL, que estabelece os procedimentos e os requisitos técnicos para o planejamento, a implantação, o uso e a operação do SISTEMA DE TRANSMISSÃO, as penalidades pelo descumprimento dos compromissos assumidos pelos respectivos USUÁRIOS do SISTEMA DE TRANSMISSÃO, bem como as responsabilidades do ONS e de todas as CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO;
- 22) “RECEITA ANUAL PERMITIDA REFERENTE À REDE BÁSICA”: Receita anual que a CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO terá direito pela prestação de SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO aos USUÁRIOS mediante controle e supervisão do ONS;

- 23) “REDE BÁSICA”: Instalações pertencentes ao SISTEMA INTERLIGADO identificadas segundo regras e condições estabelecidas pela ANEEL;
- 24) “REDE DE OPERAÇÃO”: União da REDE BÁSICA com a REDE COMPLEMENTAR e as USINAS INTEGRADAS, em que o ONS exerce a coordenação, a supervisão e o controle da operação dos Sistemas Interligados Brasileiros, atuando diretamente através de um dos Centros de Operação, ou via Centro da empresa proprietária das instalações;
- 25) “RESTRIÇÃO OPERATIVA TEMPORÁRIA”: Limitação temporária de uma instalação disponível para operação cujo fator limitante temporário implica em capacidade operativa inferior àquela constante nos Anexos I e II deste CONTRATO;
- 26) “SERVIÇOS ANCILARES”: Serviços prestados mediante a utilização de equipamentos ou instalações do SISTEMA INTERLIGADO que possibilitam viabilizar a operação do sistema nos padrões de qualidade, segurança e confiabilidade exigidos;
- 27) “SERVIÇOS DE TELECOMUNICAÇÕES”: Serviços de transmissão de voz e de dados de interesse exclusivo da OPERAÇÃO DO SISTEMA cujo provimento é de responsabilidade da TRANSMISSORA e do ONS, através do uso de Redes Privadas de Telecomunicações das Empresas de Energia Elétrica, do Serviço Limitado Privado regulamentado pelo Decreto 2.197, de 08/04/97, e/ou através da contratação da prestação desses serviços de Empresas Concessionárias ou Permissionárias do Serviço Público de Telecomunicações;
- 28) “SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO”: São os serviços prestados pela TRANSMISSORA aos USUÁRIOS mediante administração e coordenação do ONS a partir das INSTALAÇÕES DA REDE BÁSICA em conformidade com os PROCEDIMENTOS DE REDE e as instruções do ONS, nos termos deste CONTRATO, de forma a permitir a transmissão de energia elétrica de interesse dos USUÁRIOS;
- 29) “SISTEMA DE TELECOMUNICAÇÕES”: É o conjunto de equipamentos e demais meios, públicos ou privados, necessários à prestação de SERVIÇOS DE TELECOMUNICAÇÕES, utilizado para interligação de Centros de Operação;

- 30) “SISTEMA DE TRANSMISSÃO”: São as instalações e os equipamentos de transmissão considerados integrantes da REDE BÁSICA, bem como as conexões e demais instalações de transmissão pertencentes a uma CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO;
- 31) “SISTEMA INTERLIGADO”: Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país eletricamente interligadas;
- 32) “SOBRECARGA”: Operação de um equipamento com carregamento acima da sua capacidade nominal;
- 33) “USUÁRIOS”: Todos os agentes conectados ao SISTEMA DE TRANSMISSÃO que venham a fazer uso da REDE BÁSICA.

Nota: Essas definições foram extraídas do documento intitulado “MODELO DE CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO”, Arquivo: CPST Modelo 25Mar02.doc, emitido pelo ONS, mantendo a mesma caracterização gráfica.

ANEXO C

Estrutura Organizacional da ELETROSUL

A ELETROSUL, com sede na cidade de Florianópolis, SC, possui em sua estrutura organizacional um Presidente, e duas Diretorias Executivas, subordinadas a um conselho de administração, conforme o organograma mostrado na Figura C.1.

É uma estrutura organizacional com hierarquia e funções bem definidas, que prevê autonomia e similaridade de ações para células semelhantes, com o mesmo nível hierárquico.

➤ **Principais atribuições da gerencia de primeiro nível da Empresa:**

- **A Assembléia dos Acionistas:** Define as macro-metas
- **A Diretoria Executiva:** Formada pela Presidência, Diretoria de Gestão Administrativa e Financeira e Diretoria Técnica, definem as metas e gerenciam o orçamento da Empresa.
 - ✓ **A Presidência:** Toma as decisões finais e controla as grandes ações da empresa no que tange as definições de grande porte, tais como: contratação de pessoal, movimentação de pessoal, novas diretrizes e outros. Sua ação na manutenção é mais de cobrança da qualidade em geral.
 - ✓ **A Diretoria de Gestão Administrativa e Financeira:** Dá suporte administrativo e financeiro às áreas da empresa. Está indiretamente ligada à manutenção.
 - ✓ **A Diretoria Técnica:** Está vinculada diretamente à manutenção, gerencia também a operação, a engenharia, novos negócios e a manutenção propriamente dita.

Segue abaixo o organograma que mostra a estrutura principal da Empresa.

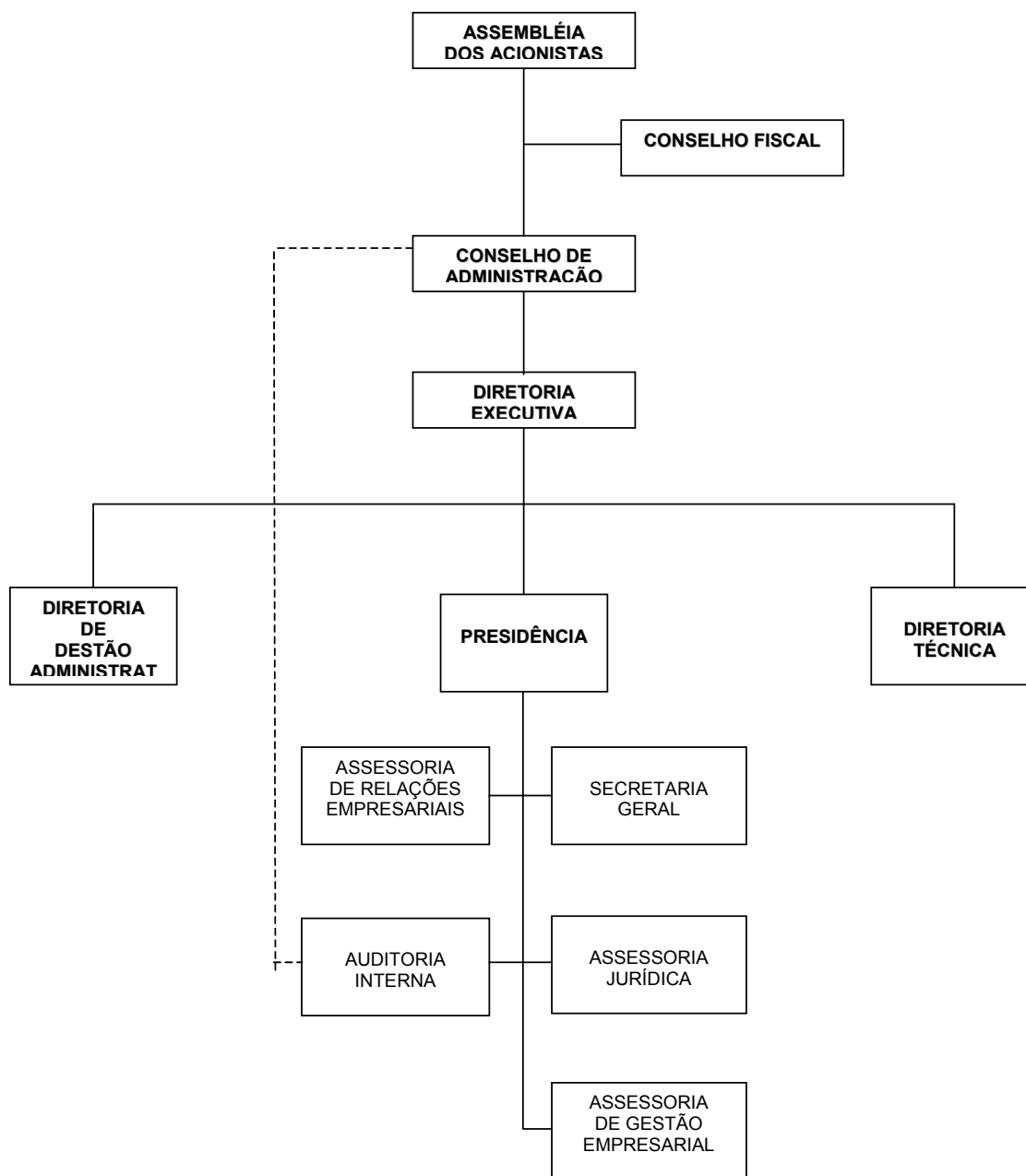


Figura C. 1 – Estrutura da Gerência de primeiro nível

A essa estrutura estão vinculados 9 departamentos, 7 assessorias, uma secretaria geral e 25 divisões. O seu quadro de pessoal é composto por 1.209 empregados.

A Diretoria de Gestão Administrativa e financeira está estruturada conforme o organograma da Figura C.2

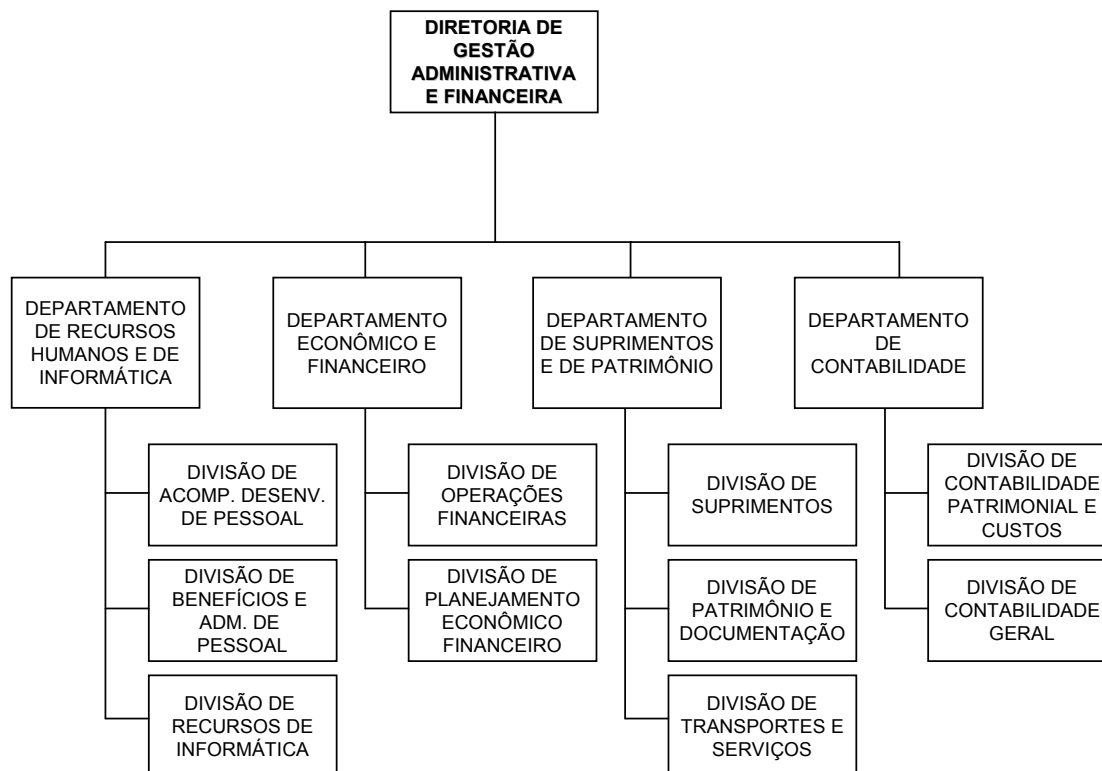


Figura C. 2 – Estrutura da Diretoria de Gestão administrativa e Financeira

A Diretoria Técnica, responsável pela operação e manutenção de todas as instalações de transmissão da Empresa, está estruturada conforme o organograma da Figura C.3.

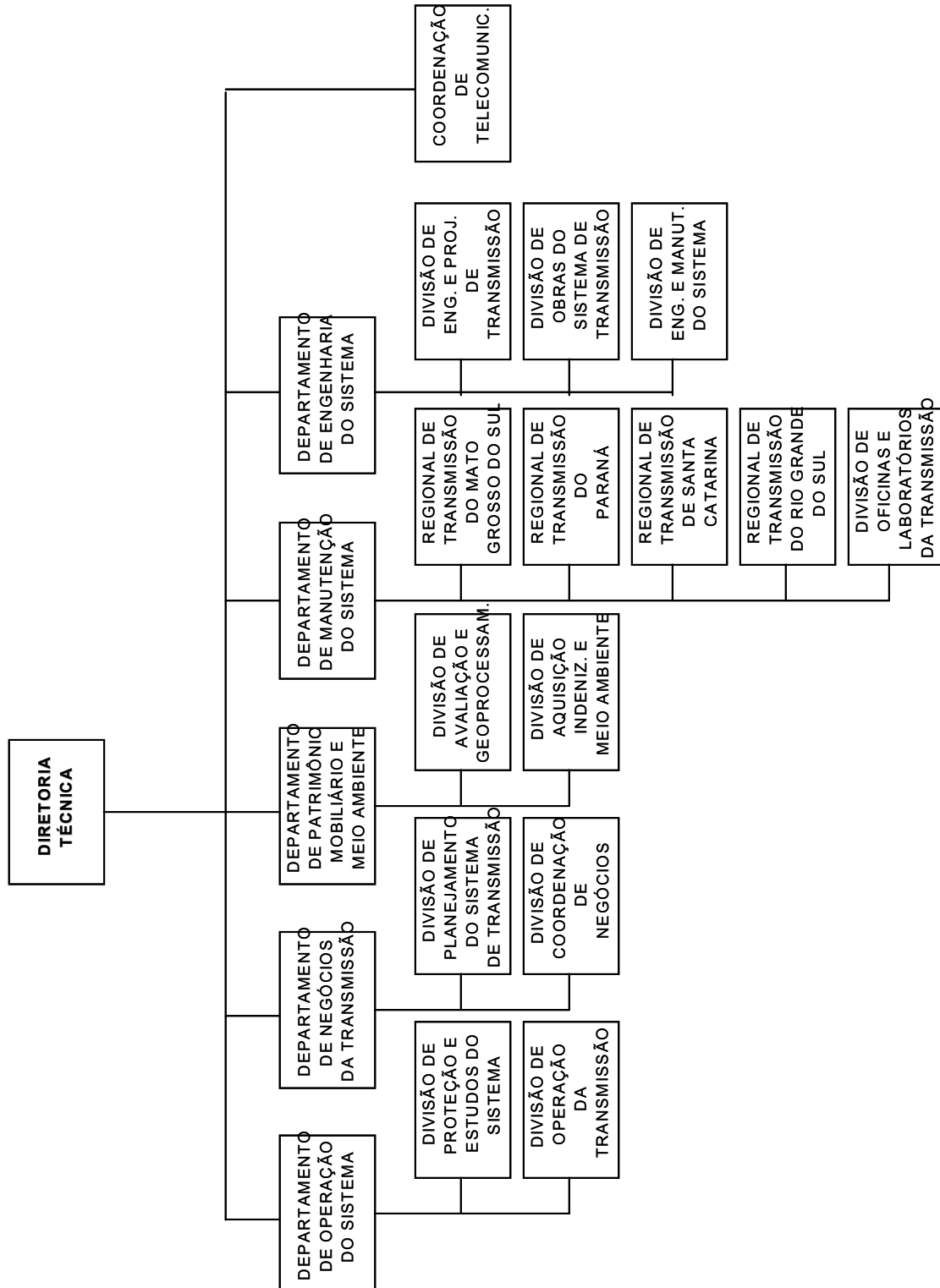


Figura C. 3 – Estrutura da Diretoria Técnica

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ABNT – NBR 5462 – *Confiabilidade e Manutenibilidade*. – Rio de Janeiro, 1994.
2. ALBRECHT, Paul F. – *A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee*. – IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-98, No. 6, p. 2047 a 2054, Nov./Dec. 1979.
3. ALMEIDA, Adiel T. de & SIQUEIRA, Iony P. de. – *Escolha de esquema de manutenção no sistema de proteção da CHESF baseado em teoria da decisão*. - XIV SNPTEE, 1997, Belém, PA.
4. ALVES, Eduardo Sampaio. – *Sistemas Logísticos Integrados: Um Quadro de Referência*. – Dissertação de Mestrado, Engenharia de Produção, UFSC, Florianópolis, maio/2000.
5. ANDERBERG, Michael R. – *Cluster Analysis for Applications*. – Academic Press Inc.(London) LTD., 1973.
6. ANDERS, George J. – *Probability Concepts in Electric Power Systems*. – Wiley & Sons, Inc., New York, USA, 1990.
7. BILLINTON, Roy & ALLAN, Ronald N. – *Reliability Evaluation of Power Systems*. – Pitman Publishing Limited, London, 1984.
8. BLANCHARD, Benjamin S.; VERMA, Dinesh; PETERSON, Elmer L. – *Maintainability – A key to effective serviceability and maintenance management*. – John Wiley & Sons, Inc., 1995, New York.
9. BRANCO Filho, Gil. – *Dicionário de Termos de Manutenção e Confiabilidade*. – ABRAMAN; Editora Ciência Moderna, Rio de Janeiro, RJ, 2000.
10. BRITO Jr., José Hamilton. – *A “Toyotização” nas equipes de manutenção de subestação de Curitiba*. - XIV SNPTEE, 1997, Belém, PA.
11. CAMARGO, C. Celso de Brasil. – *Métodos Probabilísticos de Engenharia Elétrica – Algumas Aplicações*. – Editora da UFSC, Florianópolis, 1987.

12. CAVICHIOLI, Nelson Roberto & PASQUA, Maurício Coragem. – *Gestão da manutenção em sistema de transmissão de energia: Uma experiência de sucesso.* - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
13. CHAN, Jack-Kang & SHAW, Leonard. – *Modeling Repairable System with Failure Rates that Depend on Age & Maintenance.* – IEEE Transactions on Reliability, vol. 42, no. 4, p. 566 a 571, 1993, December.
14. CHRISTOPHER, Martin. – *Logística e gerenciamento da cadeia de suprimentos: estratégias para a redução de custos e melhoria dos serviços.* – Editora Pioneira, São Paulo, SP, 1997.
15. CHRISTOFIDES, Nicos. – *Graph Theory, An Algorithmic Approach.* - Academic Press Inc.(London) LTD., 1977.
16. COELHO, Jorge. – *Métodos Probabilísticos Aplicados em Sistemas de Energia Elétrica.* – Apostila do Curso de Confiabilidade de Equipamentos e Sistemas Elétricos. - Departamento de Engenharia Elétrica – LABPLAN – UFSC. - Florianópolis, 2000.
17. COSTA, Ana Paula C.S. & ALMEIDA, Adiel T. de. – *Aplicações de critérios para modelos e indicadores de desempenho usando os dados históricos de confiabilidade e manutenção do sistema de telecomunicações da CHESF.* – XIV SNPTEE, 1997, Belém, PA.
18. COUTINHO, Luiz Henrique de S.A. et al. – *A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Uma Análise Prospectiva.* - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
19. CUNHA NETO, Samuel D.& FREIRE, Antônio R.F. – *Funções e Desafios das Áreas de Estudos Elétricos das Empresas de Transmissão, no Novo Ambiente do Setor Elétrico.* - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
20. DIAS, Acires. – *Mantenabilidade: Um Atributo de Projeto – Teoria e Aplicações.* – Artigo; Departamento de Engenharia Mecânica da UFSC, 2002, Florianópolis, SC.
21. DIAS e SARMENTO, Ilton José. – *Estratégia e resultados da implantação da “Manutenção Baseada em Confiabilidade” na Geração da CEMIG.* – Seminário Nacional de Manutenção do Setor Elétrico, 2001, Belo Horizonte, MG.
22. EILON, Samuel et al. – *Distribution management: Mathematical modelling and practical analysis.* – Hafner Publishing Company, New York, 1971.

23. ELETROSUL – Diretoria Técnica – *Programa de adequação da manutenção de equipamentos da ELETROSUL às novas regras do Setor Elétrico Brasileiro*. Vol. 3 – DES/DEMS/SEMAE. - Florianópolis, 2001.
24. FERRAES NETO, Francisco. – *A Logística em Sistemas e Produtos Complexos – Um Estudo de Caso no Pólo Automotivo de Curitiba*. – Dissertação de Mestrado, Engenharia de Produção, UFSC, 2000.
25. FERREIRA, Heldemarcio L. et al. – *Utilidade multiatributo aditiva no dimensionamento de sobressalentes do sistema de geração de CHESF*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
26. FERRELLI, Roberto J. – *Sistema de Gestión del Mantenimiento en Transba S.A.* – Club de Mantenimiento, Año 3, No. 10, Sep./2002. – COPIMAN – Comité Panamericano de Ingenieria de Mantenimiento de la UPADI, Buenos Aires. - Registro on line en: <http://www.mantenimientomundial.com>.
27. FONTOURA FILHO, Roberto N.; SCHILLING, Marcus T.; PRAÇA, Júlio Cesar G. – *Gerenciamento da Confiabilidade da Rede Elétrica no Novo Modelo Setorial*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
28. GARCIA, Paulo Expedito M. L. & IWASAKI, Ricardo S. – *Experiência da CESP no uso de indicadores de qualidade e produtividade na gestão da manutenção da geração*. - XIV SNPTEE, 1997, Belém, PA.
29. GOMES, João Luiz et al. – *Controle Sistemico da Qualidade da Manutenção em Equipamentos do Setor Elétrico*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
30. HAMAOKA, Ricardo Eiji & SILVA, Paulo Afonso da. – *Otimização de Sistemas Logísticos: Metodologia Aplicada à Unidade de Manutenção de Aviação do Exército Brasileiro*. – Instituto Militar de Engenharia, Departamento de Engenharia de Sistemas. Rio de Janeiro, RJ, 2000.
31. HOLANDA F., Aurélio Buarque de. – *Dicionário Aurélio Eletrônico – Século XXI*. – Versão 3.0, Nov./1999; Editora Nova Fronteira; Versão Eletrônica – Lexikon Informática Ltda.

32. LACERDA, Leonardo. – *Considerações sobre o estudo de localização de instalações*. – Trabalho publicado na Internet pelo Centro de Estudos em Logística. Consulta realizada em 2001.
33. LEIBEL, Alexandre. – *Custos na Manutenção*. – Trabalho publicado pela Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2000.
34. MACIEL, Denis et al. – *CHESF – Capacitação da equipe de Manutenção de Equipamentos de Subestações para trabalhos utilizando técnicas de linha energizada*. – II SEMASE, 1998, Curitiba PR
35. MENEZES, Hélio B.; FERNANDES, Rogério A.C.; ALMEIDA, Adiel T. – *Estratégias para Dimensionamento e Alocação Espacial de Sobressalentes*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
36. MIL – STD – 1388 – 1A – *Logistic Support Analysis*. – April, 1983.
37. MONCHY, François. – *A Função Manutenção*. – Traduzido por KARSAKLIAN, Jacqueline C. – Editoras EBRAS/DURBAN, São Paulo, SP, 1989.
38. MOTTA, Sérgio Brandão da. - *Indicadores de desempenho da transmissão: Metodologia de cálculo e utilização em modelos Probabilísticos de análise e decisão*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
39. MUSSI Jr., Nelson Haj. – SEEM - *Substituição Econômica de Equipamentos pela Manutenção*. – II SEMASE, 1998, Curitiba, PR.
40. NACAGAWA, Toshio & KOWADA, Masashi. – *Analysis of a system with minimal repair and its application to replacement policy*. – European Journal on Operational Research. North-Holland, vol. 12, p. 176 a 182, 1983.
41. NUNES, Jayme de O.B. – *Metodologia de Trabalho que se Apoia na Engenharia da Informação para Gerenciamento da Manutenção*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
42. ONS – *Procedimentos de Rede*, 2000/2002.
43. ONS – CPST - *Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão No. 011/99*, firmado com a ELETROSUL.
44. PALMEIRA, Jorge N. – *Aplicação da Metodologia TPM em Empresa de Transmissão de Energia Elétrica*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.

45. PASQUA, Maurício Coragem & CAVICHIOLI, Nelson Roberto. – *Um enfoque de qualidade na programação da manutenção no novo contexto do Setor Elétrico*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
46. PASTORELLO Jr., Walter. – *Avaliação do impacto da aplicação de metodologia de apuração de indisponibilidade na EPTE e proposta de minimização*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
47. PIRES, Silvio Inácio. – *Gestão da cadeia de suprimentos e o modelo de consórcio modular*. - RAE – Revista de Administração de Empresas, n.3, v. 33, p. 05 a 15, jul./set./1998, São Paulo, SP.
48. PINTO, Alan Kardec. – *Gerenciamento Moderno da Manutenção*. – Artigo publicado na Internet no endereço <http://www.manter.com.br/artigos/artigo.asp?id=1>. Consulta realizada em 2001.
49. R. BILLINTON, R. Ghajar & F. FILIPPELLI, R. Del Bianco. – *Transmission equipment reliability using the Canadian Electrical Association Information System*. – The Reliability of Transmission and Distribution Equipment, p. 13 a 17, March, 1995.
50. SAKURADA, Eduardo Yuji. – *As técnicas de Análise dos Modos de Falhas e seus Efeitos e Análise da Árvore de Falhas no desenvolvimento e na avaliação de produtos*. – Dissertação de Mestrado, Engenharia Mecânica, UFSC, Florianópolis, abril de 2001.
51. SANTOS, Cícero Mariano P.; OLIVEIRA Jr., Edgar F.; DIAS, Acires. – *Modelos de Gestão Envolvendo a Produtividade Total*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
52. SERMARINI, André Luis. – *Aspectos técnicos e gerenciais de manutenção em instalações elétricas – Estudo de caso da manutenção preventiva centrada em confiabilidade*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
53. SILVA, Cássio Corazza. – *CDE - Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalações - Indicadores de Desempenho*. – II SEMASE, 1998, Curitiba, PR
54. SIQUEIRA, Iony Patriota de. – *Impactos da manutenção na disponibilidade e performance de sistemas elétricos de potência*. - XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
55. TAVARES, Lourival Augusto. – *Administração Moderna da Manutenção*. – Novo Polo Publicações.- 1999, Rio de Janeiro, RJ.

56. TONDELLO, Cendar João. – *Uma Metodologia para Gerenciamento do Risco de Empresas de Transmissão*. – Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis, 2001.
57. VIDELA, Sotomayor et al. – *Mantenimento Centrado en la Confiabilidad*. – III CIERTEC, 2000, Florianópolis, SC.
58. VIZZONI, Edson & CASTRO, Ricardo Terni de. – *Análise Estatística de ocorrências em equipamentos elétricos sob o enfoque da manutenção*. – II SEMASE, 1998, Curitiba, PR.
59. VIZZONI, Edson et al. – *Aplicação da manutenção centrada em confiabilidade na revisão do programa de manutenção de disjuntores e seccionadores de alta tensão*. – XVI SNPTEE, 2001, Campinas, SP.
60. WOOD Jr., Thomaz & ZUFFO, Paulo K. – *Supply Chain Management*. – RAE – Revista de Administração de Empresas, n.3, V. 38, p. 55 a 63, São Paulo, SP. – jul./set./1998.
61. WYREBSKI, Jerzy. – *Manutenção Produtiva Total – Um modelo adaptado*. – Dissertação de Mestrado, Engenharia de Produção e Sistemas, UFSC, Florianópolis, junho de 1997.
62. XAVIER, Júlio de Aquino Nascif. – *Manutenção Classe Mundial*. - Trabalho apresentado no Congresso Brasileiro de Manutenção, Salvador, BA, 1998. Pode ser encontrado também no endereço <http://www.manter.com.br/artigos/artigo.asp?id=3>.