

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA - UFSC
PRÓ-REITORIA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
PRODUÇÃO
MESTRADO INTERINSTITUCIONAL COM A UNIVERSIDADE
FEDERAL DE RONDÔNIA - UNIR

AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DA
TECNOLOGIA DE CABOS PÁRA-RAIOS
ENERGIZADOS – PRE, EM RONDÔNIA:
CASO PARTICULAR DO PRE JARU

José Ezequiel Ramos

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de **Mestre** em Engenharia de Produção.

Porto Velho
2000

José Ezequiel Ramos

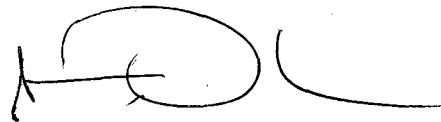
**AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DA
TECNOLOGIA DE CABOS PÁRA-RAIOS
ENERGIZADOS – PRÉ, EM RONDÔNIA:
CASO PARTICULAR DO PRE JARU**

Esta dissertação foi julgada e aprovada para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia de Produção** no Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina.

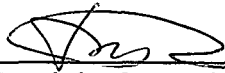
Porto Velho, 24 de outubro de 2000.

Prof. Ricardo Miranda Barcia, PhD
Coordenador do Curso

BANCA EXAMINADORA



Prof. Álvaro Guilherme Rojas Lezana, Dr.
ORIENTADOR



Prof. Tomás Daniel Menendez Rodrigues, Dr.



Prof.^a Anita Maria da Rocha Fernandes, Dr.^a

Aos meus pais Gabriel e Amélia

À minha esposa Nadir Demarchi Ramos

Ao Thiago e Tainara: Meus filhos, minhas riquezas

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar a Deus, a quem tudo devo;

Ao Professor Dr. Álvaro G. Rojas Lezana, que orientou esta dissertação;

Aos Professores Dr. Artur de Souza Moret e Dra. Francinete Perdigão, por acreditarem em mim;

Ao Professor Dr. Miguel Nenevé, pelo apoio objetivo em momentos importantes desta caminhada;

Ao Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia de Rondônia – CREA/RO, pelo apoio e confiança;

Ao Sindicato dos Engenheiros de Rondônia – SENGE/RO, por tornar possível a realização deste sonho;

Aos Engenheiros Ary D’Ajuz, Antônio Marcelo e Valdemir Aparecido Pires, amigos e companheiros, com os quais tive a oportunidade de acompanhar a implantação e o desempenho operacional do PRE em Rondônia;

A todos os companheiros de trabalho da CERON, pelo muito que contribuíram para a realização deste trabalho;

Aos amigos e colegas de profissão, do Escritório Regional da ELETRONORTE em Porto Velho, pelo muito que colaboraram no fornecimento de informações;

Aos professores e aos colegas de curso, que muito contribuíram para o meu crescimento intelectual e desenvolvimento pessoal.

SUMÁRIO

Lista de Figuras.....	xii
Lista de Tabelas.....	xv
Lista de Abreviaturas e Siglas.....	xx
Resumo.....	xxv
Abstract.....	xxvii
CAPÍTULO 1- INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Apresentação do tema e sua delimitação.....	1
1.2. Justificativa e relevância do trabalho.....	5
1.3. Objetivo.....	7
1.4. Hipóteses.....	8
1.5. Metodologia.....	9
1.6. Limitações do trabalho.....	12
1.7. Organização do trabalho.....	13
CAPÍTULO 2 - CONTEXTUALIZAÇÃO SOBRE O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E ALTERNATIVAS PARA ATENDIMENTO A PEQUENAS CARGAS	16
2.1 Introdução.....	16
2.2 Capacidade instalada.....	17
2.3 Estrutura do consumo de energia elétrica.....	17
2.4 Sistema de Transmissão.....	19
2.5 A energia elétrica no contexto da Região Norte.....	20
2.6 A energia elétrica no contexto de Rondônia.....	22
2.7 Energia solar.....	23
2.8 Energia eólica.....	26
2.9 Pequenos potenciais hidrelétricos.....	30
2.10 Aproveitamento da energia cinética dos rios.....	34

2.11 Biomassa.....	37
2.12 Pequenas cargas associadas a Linhas de Transmissão.....	43
CAPÍTULO 3 – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO PRE.....	45
3.1 Introdução.....	45
3.2 Sistema PRE de Rondônia.....	46
3.3 A Tecnologia PRE no esquema trifásico.....	48
3.4 Soluções técnicas para o balanceamento das fases do PRE.....	50
3.5 Aspectos técnicos relacionados à isolação dos cabos pára-raios.....	53
3.6 Capacitores de compensação.....	56
3.7 Capacidade de transmissão da tecnologia PRE.....	58
3.8 Aspectos técnicos relacionados ao sistema de aterramento da tecnologia PRE.....	59
3.9 Filosofia da proteção.....	71
CAPÍTULO 4 - MÉTODOS DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA.....	77
4.1 Introdução.....	77
4.2 Valor temporal do dinheiro.....	78
4.2.1 Juros simples e juros compostos.....	78
4.2.2 Fluxo de caixa.....	80
4.2.3 Relações de equivalência.....	84
4.2.4 Taxas de juros	88
4.2.4.1 Taxas de juros nominal e efetiva	88
4.2.4.2 Taxa de oportunidade	89
4.2.4.3 Taxa mínima de atratividade - tma	89
4.2.4.4 Taxa de retorno anual	90
4.2.4.5 Taxa interna de retorno	90
4.3 Métodos de avaliação econômica	90
4.3.1 Método do valor presente líquido - VPL	91
4.3.2 Método do valor líquido - VFL	92
4.3.3 Método do valor anual líquido - VAL	93
4.3.4 Método do custo anual líquido - CAL	94
4.3.5 Método da taxa interna de retorno - TIR	96
4.3.6 Método benefício-custo	100
4.3.6.1 Método da relação benefício-custo (B/C)	100

4.3.6.2 Método da diferença benefício-custo (B-C).....	103
4.3.6.3 Método da relação incremental benefício-custo ($\Delta B/\Delta C$).....	104
4.3.7 Método do período de payback	106
4.4 Depreciação	107
4.4.1 Depreciação por quotas constantes ou por forma retilínea	107
4.4.2 Depreciação por porcentagens constantes (método de Matheson)	109
4.4.3 Depreciação por progressão aritmética de razão igual ao primeiro ou último termo (método de Cole)	110
4.5 Análise de sensibilidade	111

CAPÍTULO 5 - METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA

DE SISTEMAS ELÉTRICOS	112
5.1 Introdução	112
5.2 Avaliação técnica	113
5.2.1 Nível de tensão	114
5.2.1.1 Conceitos sobre nível de tensão	115
5.2.1.2 Tipos de configurações do sistema elétrico	116
5.2.1.3 Cálculos de queda de tensão em transformadores	120
5.2.1.4 Compensação de reativo	121
5.2.2 Continuidade do fornecimento	124
5.2.2.1 Conceitos básicos	125
5.2.2.2 Indicadores de continuidade	126
5.2.2.3 Índices operativos	128
5.2.2.4 Classificação das interrupções	131
5.2.3 Confiabilidade	135
5.2.3.1 Modelos de falhas	135
5.2.3.2 Considerações de sistemas elétricos	136
5.2.3.3 Tipos de associação de componentes	137
5.2.4 Carregamento dos condutores e equipamentos	144
5.3 Avaliação econômica	146
5.3.1 Valor do investimento	146
5.3.2 Custos de operação e manutenção	146
5.3.2.1 Estrutura da operação	147
5.3.2.2 Estrutura da manutenção	149

5.3.3	Avaliação do custo das perdas	150
5.3.3.1	Diagnóstico das perdas	151
5.3.3.2	Métodos de determinação das perdas técnicas	153
5.3.3.3	Mensuração econômica	158
5.3.4	Avaliação do custo da energia interrompida	160
5.3.5	Valor residual das instalações elétricas	161
5.4	Formulação de alternativas	162
5.5	Estruturação da metodologia	163

CAPÍTULO 6 - AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DA TECNOLOGIA

	PRE EM JARU	172
6.1	Introdução	172
6.2	Dados físicos e socioeconômicos do Município de Jaru	174
6.3	A energia elétrica no Município de Jaru	176
6.4	A inclusão de Jaru no Sistema de Transmissão	178
6.5	Características construtivas do Sistema PRE Jaru	179
6.6	Comissionamento do Sistema PRE de Jaru	187
6.7	Desempenho Operacional do Sistema PRE Jaru	191
6.7.1	Procedimentos Operacionais	191
6.7.2	Comportamento do Sistema PRE Jaru com Carga	192
6.7.3	Avaliação dos limites de tensão do PRE Jaru	198
6.7.4	Avaliação do desequilíbrio de seqüência negativa no PRE Jaru	208
6.7.5	Avaliação das tensões de passo e toque no PRE Jaru	215
6.7.6	Avaliação das interrupções no Sistema PRE Jaru	222
6.7.6.1	Metodologia utilizada no levantamento das interrupções	222
6.7.6.2	Avaliação dos índices DEC e FEC verificados no PRE Jaru	226
6.7.6.3	Desempenho operacional comparativo	246
6.8	Avaliação econômica do PRE Jaru	255
6.8.1	Valor do investimento	255
6.8.2	Custos de operação	256
6.8.2.1	Equipe de operação de Jaru	257
6.8.2.2	Equipe de operação de Ariquemes	260
6.8.2.3	Equipe de operação do COS, em Porto Velho	261
6.8.2.4	Coordenação da operação do PRE Jaru	262

6.8.2.5	Resumo dos custos de operação do PRE Jaru	262
6.8.3	Custo de manutenção	263
6.8.3.1	Equipe de manutenção de Ariquemes	264
6.8.3.2	Equipe da manutenção de Jaru	265
6.8.3.3	Equipe de supervisão	266
6.8.3.4	Resumo dos custos de manutenção do PRE Jaru	267
6.8.4	Levantamento do custo das perdas técnicas	267
6.8.4.1	Levantamento das perdas técnicas	268
6.8.4.2	Custo das perdas técnicas	279
6.8.5	Levantamento dos custos da energia interrompida	281
6.8.6	Valor residual do PRE Jaru	283
6.8.7	Organização dos dados econômicos	284
6.9	Avaliação técnico-econômica de alternativas convencionais	285
6.9.1	Alternativa I: LT 34,5kV Ariquemes/Jaru e subestações associadas - Sem compensação de reativo	286
6.9.1.1	Alternativa I - Avaliação dos limites de tensão	287
6.9.2	Alternativa II: LT 34,5kV Ariquemes/Jaru e subestações associadas - Com compensação de reativo	290
6.9.2.1	Alternativa II - Avaliação dos limites de tensão	290
6.9.2.2	Alternativa II - Avaliação do DEC e FEC	292
6.9.2.3	Alternativa II - Valor do Investimento	293
6.9.2.4	Alternativa II - Custo operacional	294
6.9.2.5	Alternativa II - Custo de manutenção	296
6.9.2.6	Alternativa II - Custo das perdas técnicas	300
6.9.2.7	Alternativa II - Cálculo do custo da energia interrompida	304
6.9.2.8	Alternativa II - Valor residual	305
6.9.2.9	Alternativa II - Organização dos dados econômicos.....	306
6.10-	Escolha do método de avaliação econômica	307
6.11-	Aplicação do método	308
6.11.1	Custo Presente Líquido do PRE Jaru	308
6.11.2	Custo Presente Líquido da Alternativa II	311
6.11.3	Critério de decisão	313
6.12	Análise de sensibilidade	313
6.12.1	Proposta 1	314

6.12.2 Proposta 2	317
6.12.3 Proposta 3	318
6.12.4 Proposta 4	319
6.12.5 Proposta 5	321
6.12.6 Proposta 6	324
6.13 Seleção de alternativas	325
CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	326
7.1 Conclusões.....	326
7.1.1 Comportamento do PRE com carga.....	326
7.1.2 Limites de tensão.....	327
7.1.3 Desequilíbrio de seqüência negativa.....	327
7.1.4 Tensões de passo e toque.....	328
7.1.5 Causas da interrupções.....	328
7.1.6 DEC e FEC do Sistema PRE Jaru.....	330
7.1.7 Tempo médio de restabelecimento.....	331
7.1.8 Taxa de falhas.....	331
7.1.9 Índice de confiabilidade por consumidor.....	332
7.1.10 Desempenho operacional comparativo.....	332
7.1.11 Viabilidade técnica e econômica do Sistema PRE Jaru em relação a outras alternativas convencionais equivalentes.....	334
7.2 Recomendações.....	336
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	339
ANEXOS	349

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Estrutura de participação no consumo total por Sistemas Elétricos.....	18
Figura 2.2 – Número de consumidores residenciais por Sistemas Elétricos.....	21
Figura 2.3 – Mapa eletrogeográfico do Sistema Elétrico de Rondônia.....	22
Figura 2.4 – Sistema fotovoltaico para a geração de energia elétrica.....	26
Figura 2.5 – Parque eólico de Praia Mansa, em Fortaleza.....	27
Figura 2,6 – Estações anemométricas.....	28
Figura 2.7 – Turbina hidrocínética- Protótipo desenvolvido pela UnB.....	36
Figura 2.8 – Turbina hidrocínética Tyson.....	36
Figura 2.9 – Roda D’água Rutten.....	37
Figura 2.10 – Consumo de energia de origem florestal, por regiões.....	38
Figura 3.1 - Área de abrangência do PRE Rondônia.....	47
Figura 3.2 – Diagrama unifilar do PRE no trecho UHE Samuel/Ouro Preto D’Oeste.....	47
Figura 3.3 – Circuito elétrico simplificado do PRE de Rondônia.....	49
Figura 3.4 – Esquema simplificado do PRE que atende a localidade de Itapuã D’Oeste.....	50
Figura 3.5 – Conjunto reator-resistor.....	51
Figura 3.6 – Torre de 230 kV com cabos pára-raios isolados.....	54
Figura 3.7 – Torre contendo a derivação para a linha lateral.....	54
Figura 3.8 – Cadeia de isoladores rígida com centelhadores, utilizada no PRE Rondônia.....	55
Figura 3.9 – Instalação de capacitores de compensação, equalização e pára-raios no Sistema PRE Rondônia.....	57
Figura 3.10 – Capacidade de transmissão versus distância, utilizando-se o cabo de alumínio com alma de aço, código Hawk.....	58
Figura 3.11 – Cerca de proteção da malha independente – SE Ariquemes II.....	66
Figura 3.12 – Geometria da malha de terra independente, para cargas maiores.....	68
Figura 3.13 – Geometria da malha de terra independente, para cargas menores.....	69
Figura 3.14 – Diagrama unifilar básico de proteção das subestações supridoras.....	73
Figura 4.1 – Exemplo de representação gráfica de um fluxo de caixa.....	82
Figura 4.2 – Fluxo de caixa convencional.....	82

Figura 4.3 – Fluxo de caixa não-convencional.....	84
Figura 4.4 – Fluxo de caixa de uma série uniforme.....	84
Figura 4.5 – Fluxo de caixa de uma série em gradiente.....	84
Figura 4.6 – Fluxos de caixa ilustrativos do método CAL.....	94
Figura 4.7 – Representação gráfica das alternativas.....	98
Figura 5.1 – Sistema elétrico coma carga concentrada ao final da LT.....	118
Figura 5.2 – Sistema elétrico com carga distribuída.....	118
Figura 5.3 – Sistema elétrico com carga distribuída triangularmente.....	119
Figura 5.4 – Triângulo de potências.....	122
Figura 5.5 – Diagrama de compensação de reativo.....	123
Figura 5.6 – Partes componentes de um sistema elétrico.....	133
Figura 5.7 – Curva característica de taxa de falhas.....	135
Figura 5.8 – Representação do sistema série.....	138
Figura 5.9 – Representação do sistema em paralelo.....	140
Figura 5.10 – Representação de sistema seqüencial.....	141
Figura 5.11 – Medição das perdas de energia em um sistema elétrico.....	151
Figura 5.12 – Fluxograma para avaliação técnico-econômica de sistemas elétricos.....	169
Figura 6.1 – Balanço energético da UTE de Jaru em 1994.....	177
Figura 6.2 – Representação esquemática do Sistema PRE Jaru.....	180
Figura 6.3 – Estação supridora Ariquemes II – SEQM.....	181
Figura 6.4 – Conexão do cabo da 3ª fase à malha de terra independente em Ariquemes.....	181
Figura 6.5 – Linha lateral em Jaru.....	182
Figura 6.6 – Eletrodo de terra nº 1, em Jaru.....	182
Figura 6.7 – Capacitores e pára-raios tipo estação na derivação em Jaru.....	183
Figura 6.8 – Detalhe da instalação da chave bipolar na estação derivação em Jaru.....	184
Figura 6.9 – Estação distribuidora Jaru I.....	185
Figura 6.10 – Diagrama unifilar simplificado da SEJR.....	186
Figura 6.11 – Diagrama unifilar operacional do Sistema PRE Jaru.....	189
Figura 6.12 – Curvas de carga do PRE Jaru, referentes a uma quarta-feira.....	193
Figura 6.13 – Curvas de carga do PRE Jaru, referente a um sábado.....	193
Figura 6.14 – Curvas de carga do PRE Jaru, referente a um domingo.....	194
Figura 6.15 – Curvas de carga do PRE Jaru com carregamento máximo.....	196
Figura 6.16 – Curvas de carga total do Sistema Elétrico de Jaru.....	197
Figura 6.17 – Pontos de medição no Sistema PRE Jaru.....	199

Figura 6.18 – Diagrama unifilar da RD de Jaru com os pontos de medição de tensão.....	209
Figura 6.19 – Croqui para medição das tensões de passo e toque no PRE em Ariquemes.....	215
Figura 6.20 – Croqui para medição das tensões de passo e toque no PRE em Jaru.....	217
Figura 6.21 – Cabo da malha independente da subestação distribuidora Jaru I.....	221
Figura 6.22 – Representação gráfica do DEC – PRE Jaru.....	230
Figura 6.23 – Representação gráfica do FEC – PRE Jaru.....	231
Figura 6.24 – Diagrama unifilar simplificado da SE Jaru após adequação.....	240
Figura 6.25 – DEC do PRE Jaru e de outras instalações elétricas convencionais.....	254
Figura 6.26 – FEC do PRE Jaru e de outras instalações elétricas convencionais.....	254
Figura 6.27 – Perdas técnicas no PRE Jaru.....	278
Figura 6.28 – Diagrama unifilar simplificado – modelo de estudo.....	287
Figura 6.29 – Quedas de tensão obtidas com o emprego do cabo Penguin.....	291
Figura 6.30 – Quedas de tensão obtidas com o emprego do cabo Hawk.....	291
Figura 6.31 – Representação gráfica do fluxo de caixa do PRE, com o investimento inicial e custos anuais de manutenção e operação.....	309
Figura 6.32 – Representação gráfica do fluxo de caixa do PRE com os custos anuais da energia interrompida, perdas técnicas e valor residual.....	310
Figura 6.33 – Representação gráfica do fluxo de caixa da alternativa II com o investimento inicial e custos anuais de operação e manutenção.....	311
Figura 6.34 – Representação gráfica do fluxo de caixa da Alternativa II com os custos anuais da energia interrompida e perdas técnicas, mais o valor residual.....	312
Figura 6.35 – Representação gráfica do CPL versus tma.....	320
Figura 6.36 – Representação gráfica do fluxo de caixa típico da Proposta 5.....	323
Figura 6.37 – Representação gráfica do CPL versus tma, para n = 10.....	325
Figura III.1 – Diagrama unifilar simplificado com carga concentrada no final da linha.....	397
Figura III.2 – Diagrama Fasorial.....	398
Figura III.3 – Afastamentos padronizados, estrutura tipo N, padrão 2.000 mm.....	402
Figura III.4 - Afastamentos padronizados, estrutura tipo N, padrão 2.400 mm.....	406

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Consumo de energia elétrica por classe	18
Tabela 2.2 – Extensão das Linhas de Transmissão.....	20
Tabela 2.3 – Capacidade instalada nominal em MW – Ref. 1998.....	21
Tabela 2.4 – Classificação de pequenos aproveitamentos hidrelétricos.....	31
Tabela 2.5 – Potenciais hidráulicos até 30 MW, com possibilidade de aproveitamento.....	33
Tabela 2.6 – PCHs em operação no Estado de Rondônia.....	34
Tabela 2.7 – Demanda de biomassa na América Latina em 1994.....	39
Tabela 3.1 – Dados das localidades incluídas no projeto PRE.....	46
Tabela 3.2 – Impedância de balanceamento.....	53
Tabela 3.3 – Capacitâncias de equalização.....	53
Tabela 3.4 – Valores dos capacitores de compensação.....	56
Tabela 3.5 – Resistividade de diferentes tipos de solo.....	61
Tabela 3.6 – Variação da resistividade em função da umidade.....	62
Tabela 3.7 – Variação da resistividade do solo com a temperatura.....	63
Tabela 3.8 – Correntes para cálculo das malhas de terra do PRE Rondônia.....	67
Tabela 3.9 – Dimensões e resistências calculadas para as malhas independentes.....	68
Tabela 3.10 – Dados técnicos das malhas de terra das subestações distribuidoras.....	70
Tabela 4.1 – Representação analítica do fluxo de caixa.....	80
Tabela 4.2 – Fluxo de caixa analítico, com convenção de sinal.....	81
Tabela 4.3 – Dados econômicos das alternativas do exemplo 4.2.....	95
Tabela 4.4 – Dados relacionados ao exemplo 4.3.....	102
Tabela 4.5 – Resultado dos cálculos do exemplo 4.3.....	103
Tabela 4.6 – Resultado dos cálculos do exemplo 4.4.....	104
Tabela 4.7 – Solução do exemplo 4.5.....	105
Tabela 4.8 – Resultados do exemplo 4.7.....	109
Tabela 4.9 – Solução do exemplo 4.8.....	109
Tabela 4.10 – Solução do exemplo 4.9.....	111
Tabela 5.1 – Valores máximos anuais de DEC e FEC	127

Tabela 5.2 – Vida útil e valor residual de instalações do sistema elétrico.....	161
Tabela 6.1 – Produção agrícola do município de Jaru – 1997.....	175
Tabela 6.2 – Rebanhos efetivos no período de 95 a 96.....	175
Tabela 6.3 – Evolução da potência instalada, demanda máxima, número de consumidores e energia requerida em Jaru.....	176
Tabela 6.4 – Valores previstos e encontrados do sistema de aterramento da subestação Ariquemes II e Jaru I.....	188
Tabela 6.5 – Queda de tensão no PRE Jaru – ref. 03/01/96 (Quarta-feira).....	201
Tabela 6.6 – Queda de tensão no PRE Jaru – ref. 06/01/96 (Sábado).....	203
Tabela 6.7 – Queda de tensão no PRE Jaru – ref. 07/01/96 (Domingo).....	205
Tabela 6.8 – Queda de tensão no PRE Jaru – ref. 10/04/96 (Quarta-feira).....	206
Tabela 6.9 – Desequilíbrio de seqüência negativa, PRE Jaru – ref, Jan/96.....	210
Tabela 6.10 – Desequilíbrio de seqüência negativa, PRE Jaru – ref. Fev/96.....	212
Tabela 6.11 – Desequilíbrio de seqüência negativa de março a outubro/96, PRE Jaru.....	213
Tabela 6.12 – Tensões de passo e toque do PRE em Ariquemes – ref. 1996.....	216
Tabela 6.13 – Tensões de passo e toque do PRE em Jaru, ref. 1996.....	217
Tabela 6.14 – Tensões de passo e toque do PRE em Ariquemes, ref. 1997 e 1998.....	218
Tabela 6.15 – Tensões de passo e toque do PRE em Jaru, ref. 1997 e 1998.....	219
Tabela 6.16 – Dados pluviométricos de região próxima a Jaru.....	220
Tabela 6.17 – Proteções atuadas versus causas das interrupções no PRE Jaru.....	225
Tabela 6.18 – DEC e FEC total do Sistema PRE Jaru.....	228
Tabela 6.19 – DEC por causa, verificado no PRE Jaru – Ano de 1996.....	232
Tabela 6.20 – DEC por causa, verificado no PRE Jaru – Ano de 1997.....	233
Tabela 6.21 – DEC por causa, verificado no PRE Jaru – Ano de 1998.....	234
Tabela 6.22 – FEC por causa, verificado no PRE Jaru – Ano de 1996.....	235
Tabela 6.23 – FEC por causa, verificado no PRE Jaru – Ano de 1997.....	236
Tabela 6.24 – FEC por causa, verificado no PRE Jaru – Ano de 1998.....	237
Tabela 6.25 – Interrupções de origem externa não-programada.....	242
Tabela 6.26 – Interrupções exclusivas do PRE Jaru no período de 96 a 98.....	244
Tabela 6.27 – Indicadores de continuidade: Região Norte, ref. 1998.....	246
Tabela 6.28 – DEC e FEC das linhas 34,5 kV JI/PM e OP/MS, ref. 1999.....	248
Tabela 6.29 – DEC e FEC da LT 69 kV JI/OP, ref. 1999.....	252
Tabela 6.30 – Indicadores de continuidade da UTE de Guajará Mirim.....	253
Tabela 6.31 – Custo de operação do PRE Jaru.....	263

Tabela 6.32 – Custo de manutenção do PRE Jaru.....	267
Tabela 6.33 – Perdas técnicas na SEQM.....	269
Tabela 6.34 – Perdas técnicas na SEJA.....	272
Tabela 6.35 – Perdas técnicas na linha PRE.....	276
Tabela 6.36 – Resumo das perdas técnicas no PRE Jaru.....	277
Tabela 6.37 – Perdas totais de energia elétrica.....	278
Tabela 6.38 – Custo das perdas técnicas no PRE Jaru.....	280
Tabela 6.39 – Custo da energia interrompida no PRE Jaru.....	282
Tabela 6.40 – Valor residual do PRE Jaru.....	284
Tabela 6.41 – Organização dos dados econômicos do PRE Jaru.....	284
Tabela 6.42 – Queda de tensão, LT 34,5 kV Ariquemes/Jaru, sem compensação.....	289
Tabela 6.43 – Custo de operação da Alternativa II.....	295
Tabela 6.44 – Custo de manutenção da Alternativa II.....	299
Tabela 6.45 – Valor residual – Alternativa II.....	306
Tabela 6.46 – Organização dos dados econômicos – Alternativa II.....	306
Tabela 6.47 – Dados econômicos do PRE Jaru e Alternativa II – Proposta 1.....	316
Tabela 6.48 – Dados econômicos do PRE Jaru e Alternativa II – Proposta 2.....	317
Tabela 6.49 – Dados econômicos do PRE Jaru e Alternativa II – Proposta 3.....	319
Tabela 6.50 – Dados econômicos do PRE Jaru e Alternativa II – Proposta 5.....	322
Tabela 6.51 – Cálculo do CPL, para n = 10.....	324
Tabela 7.1 – Índices operacionais de várias tecnologias.....	332
Tabela II.1 – Ocorrências do sistema PRE Jaru – jan/96.....	360
Tabela II.2 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – fev/96.....	361
Tabela II.3 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – mar/96.....	362
Tabela II.4 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – abr/96.....	363
Tabela II.5 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – maio/96.....	364
Tabela II.6 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – jun/96.....	365
Tabela II.7 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – jul/96.....	366
Tabela II.8 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – ago/96.....	367
Tabela II.9 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – set/96.....	368
Tabela II.10 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – out/96.....	369
Tabela II.11 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – nov/96.....	370
Tabela II.12 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – dez/96.....	371
Tabela II.13 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – jan/97.....	372

Tabela II.14 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – fev/97.....	373
Tabela II.15 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – mar/97.....	374
Tabela II.16 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – abr/97.....	375
Tabela II.17 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – maio/97.....	376
Tabela II.18 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – jun/97.....	377
Tabela II.19 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – jul/97.....	378
Tabela II.20 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – ago/97.....	379
Tabela II.21 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – set/97.....	380
Tabela II.22 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – out/97.....	381
Tabela II.23 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – nov/97.....	382
Tabela II.24 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – dez/97.....	383
Tabela II.25 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – jan/98.....	384
Tabela II.26 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – fev/98.....	385
Tabela II.27 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – mar/98.....	386
Tabela II.28 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – abr/98.....	387
Tabela II.29 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – maio/98.....	388
Tabela II.30 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – jun/98.....	389
Tabela II.31 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – jul/98.....	390
Tabela II.32 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – ago/98.....	391
Tabela II.33 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – set/98.....	392
Tabela II.34 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – out/98.....	393
Tabela II.35 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – nov/98.....	394
Tabela II.36 - Ocorrências do sistema PRE Jaru – dez/98.....	395
Tabela III.1 - Queda de tensão nos expressos, tap 13,8 kV- ref. 03/01/96.....	404
Tabela III.2 - Queda de tensão nos expressos, tap 14,145 kV- ref. 06/01/96.....	404
Tabela III.3 - Queda de tensão nos expressos, tap 14,145 kV- ref. 07/01/96.....	405
Tabela III.4 - Queda de tensão nos expressos, tap 14,145 kV- ref. 10/01/96.....	405
Tabela III.5 - Queda de tensão percentual, LT 34,5 kV Ariquemes/Jaru.....	408
Tabela IV.1 - Queda de tensão nos trafos da SEJA, tap 13,8 kV- ref. 03/01/96.....	415
Tabela IV.2 - Queda de tensão, trafos da SEJA, tap 14,145 kV- ref. 06/01/96.....	416
Tabela IV.3 - Queda de tensão, trafos da SEJA, tap 14,145 kV- ref. 07/01/96.....	417
Tabela IV.4 - Queda de tensão, trafos da SEJA, tap 14,145 kV- ref. 10/01/96.....	418
Tabela V.1- Perdas técnicas na SEQM.....	419
Tabela V.2 - Perdas técnicas na SEJA.....	420

Tabela VI.- Perdas técnicas na LT 34,5 kV- Alternativa II.....	421
Tabela VII.- Resumo das perdas técnicas- Alternativa II.....	422
Tabela VIII.- Custo das perdas técnicas- Alternativa II.....	423
Tabela IX.- Cálculo do custo da energia interrompida- Alternativa II.....	424

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABB: Asea Brown Boveri;

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas;

ACC: Acoplamento Capacitivo entre os Cabos;

ANAREDE: Analisador de Redes (Software);

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica;

AT: Alta Tensão;

ATP: Alternative Transient Program (Software);

AWG: American Wire Gage;

BACEN: Banco Central;

BEN: Balanço Energético Nacional;

BT: Baixa Tensão;

CAL: Custo Anual Líquido;

CEAM: Companhia Energética do Amazonas;

CELPA: Centrais Elétricas do Pará S.A.;

CELTINS: Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins;

CEMIG: Companhia Energética de Minas Gerais;

CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica;

CEPLAC: Comissão Executiva do Plano da Lavoura Cacaueira;

CERON: Centrais Elétricas de Rondônia S.A.;

CESP: Companhia Energética de São Paulo;

CMD: Centro de Manutenção da Distribuição;

COELCE: Companhia Energética do Ceará;

CCC: Conta de Consumo de Combustível;

COD: Centro de Operação da Distribuição;

CODI: Comitê de Distribuição;

CONAMA: Conselho Nacional do Meio Ambiente;

COR: Centro de Operação Regional;

COS: Centro de Operação de Sistemas;

DEC: Duração Equivalente de interrupção por Consumidor do conjunto considerado;

Dek: Duração equivalente por potência;

Dj: Disjuntor;

DNAEE: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica;

DPC: Divisor de Potencial Capacitivo;

EAT: Extra Alta Tensão;

EIA: Estudos de Impactos Ambientais;

ELETROACRE: Companhia de eletricidade do Acre;

ELETROBRAS: Centrais Elétricas Brasileiras S.A.;

ELN: ELETRONORTE;

ELETRONORTE: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.;

EMATER/RO: Associação de Assistência Técnica e Extensão Rural do Estado de Rondônia;

EMBRATEL: Empresa Brasileira de Telecomunicações;

Eng^o : Engenheiro;

FAE: Fontes Alternativas de Energia;

FEC: Frequência Equivalente de interrupção por Consumidor do conjunto considerado;

Fek: Frequência equivalente por potência instalada;

FIERO: Federação das Indústrias do Estado de Rondônia;

FGTS: Fundo de Garantia por Tempo de Serviço;

FGV: Fundação Getúlio Vargas;

FAO: Food and Agriculture Organization;

GAH: Gerência de Recursos Humanos da CERON;

GAT/CRN: Grupo de Apoio Técnico às Concessionárias da Região Norte;

GCPS: Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos;

GTEF: Grupo de Trabalho de Energia Solar Fotovoltaica;

GTES: Grupo de Trabalho de Energia Solar;

IAEA: International Atomic Energy Agency;

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers;

IEC: International Electrotechnical Commission;

INCRA: Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária;

INESC: Instituto de Engenharia e Computadores, de Portugal;

JACA3-01: Chave de Aterramento Rápido na SEJA;

JADI2-01 e 02: Disjuntores de interligação (expressos), instalados na SEJA;

JAJR-LT2-01 e 02: Expressos de interligação entre as subestações SEJA e SEJR;

JI/OP: LT 69 kV, de Ji-Paraná para Ouro Preto;

JI/PM: LT 34,5 kV de Ji-Paraná para Presidente Médici;

JRBR2-01,02 e 03: Barras de carga da SEJR, lado de 13,8 kV;

JRDA2-01,02 e 03: Disjuntores dos Alimentadores da SEJR, lado de 13,8 kV;

LD: Linha de Distribuição;

LT: Linha de Transmissão;

LTC: Load Tap Changing;

MCM: Mil Circular Mil (Múltiplo da unidade de área do sistema de medida inglesa: Circular Mils ($1 \text{ CM} = 5,067 \times 10^{-6} \text{ cm}^2$));

MCT: Ministério da Ciência e Tecnologia;

MEAPA: Mapeamento de Energias Alternativas no Estado do Pará;

MME: Ministério de Minas e Energia;

MRT: Monofilar com Retorno por Terra;

MT: Média Tensão;

N/NE: Norte e Nordeste;

NBI: Nível Básico de Isolamento;

ND: Norma de Distribuição;

NG: Norma de Geração;

NREL: National Renewable Energy Laboratory;

NUAR: Núcleo Urbano de Apoio Rural;

OLADE: Organização Latinoamericana de Energia;

OP/MS: LT 34,5 kV, de Ouro Preto D'Oeste para Mirante da Serra;

PCH: Pequena Central Hidrelétrica;

Pot.: Potência;

Pot. Apar.: Potência Aparente;

Pot. Reat.: Potência Reativa;

PPOT: Seção de Operação de Sistemas Elétricos, da CERON;

PPS: Divisão de Manutenção de Sistemas Elétricos, da CERON;

PRE: Para-Raio Energizado;

PRODEEM: Programa para Desenvolvimento da Energia nos Estados e Municípios;

pu: por unidade;

QMCA3-02: Chave de Aterramento Rápido, instalada na SEQM;

QMDJ2-02: Disjuntor no lado de 13,8 kV, na SEQM;

QMDJ3-02: Disjuntor no lado de 34,5 kV, na SEQM;

QMJA-PR3-01: Linha PRE, de Ariquemes para Jaru;

RD: Rede de Distribuição;

Reg. Regulação;

RIMA: Relatório de Impacto Ambiental;

S/SE/CO: Sul/Sudeste/Centro-Oeste;

SE: Subestação;

SEAQ: Subestação 230 kV em Ariquemes;

SEBRAE/RO: Serviço de Apoio às Micro e Pequenas Empresas de Rondônia;

SEJA: Subestação Distribuidora do PRE em Jaru, também identificada por Jaru I;

SEJR: Subestação Distribuidora instalada no mesmo terreno da UTE Jaru;

SENAI: Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial;

SEQM: Subestação Alimentadora do PRE em Ariquemes, também identificada por Ariquemes II;

SEPLAN: Secretaria de Estado do Planejamento e Coordenação Geral do estado de Rondônia;

SIG: Sistema de Informação Geográfica;

SESI: Serviço Social da Indústria;

TC: Transformador de Corrente;

TF: Transformador de Força;

TI: Transformador Isolador;

TGEP: Coordenação de Projetos e Obras da CERON;

TIR: Taxa Interna de Retorno;

tma: taxa de mínima atratividade;

TMA: Tempo Médio de Atendimento;

TME: Tempo Médio de Espera;

TMD: Tempo Médio de Deslocamento;

TMR: Tempo Médio de Reparo;

TP: Transformador de Potencial;

Trafo: Transformador;

UnB: Universidade de Brasília;

UHE: Usina Hidrelétrica;

UTE: Usina térmica;

UTL: Usina Térmica a Lenha;

UAT: Ultra Alta Tensão;

VFL: Valor Futuro Líquido;

VJA_{AT}: Tensão na barra de 34,5 kV da SEJA (valor calculado);

VJA_{BT}: Tensão na barra de 13,8 kV da SEJA

VPL: Valor Presente Líquido;

VQM: Tensão na barra de 34,5 kV da SEQM

RESUMO

Este trabalho consiste na avaliação técnico-econômica da tecnologia de cabos pára-raios energizados – PRE, no esquema trifásico, onde são utilizados os dois cabos pára-raios da linha de transmissão – LT e o solo como a terceira fase. Este sistema foi implantado em Rondônia, utilizando-se os cabos pára-raios da LT 230 kV, que leva energia elétrica até o interior do Estado a partir da Hidrelétrica de Samuel. Por meio desta tecnologia são abastecidas as localidades de Jaru, desde 30/12/95 e Itapuã D'Oeste, desde 22/09/97.

O estudo se restringe ao Sistema PRE Jaru e tem como objetivo verificar a viabilidade técnica e econômica da tecnologia PRE com base no seu desempenho operacional, verificado no período de 1996 a 1998.

A pesquisa foi feita considerando-se os dados técnicos verificados desde a fase de comissionamento, passando pela análise de carregamento do PRE e suas conseqüências quanto à queda de tensão, tensão de seqüência negativa e comportamento do sistema de aterramento monitorado através das medições das tensões de passo e toque.

Aplicando-se os recursos metodológicos contidos no capítulo cinco e tomando-se por base os registros de ocorrência operacional no Sistema PRE Jaru, foram levantados os índices operativos referentes à duração equivalente de interrupção por consumidor (DEC), frequência equivalente de interrupção por consumidor (FEC), confiabilidade por consumidor (C), taxa de falhas por quilômetro verificadas anualmente (λ) e o tempo médio de retorno (τ). Estes índices foram tomados como parâmetros no processo comparativo da nova tecnologia em relação a outras tecnologias convencionais que poderiam ser utilizadas no abastecimento integral, ou complementar de Jaru, como linhas de transmissão em 34,5 kV e 69 kV com respectivas subestações, bem como Usinas Térmicas a base de grupos geradores diesel. Também são utilizados como referência os índices de desempenho global das Concessionárias de Energia Elétrica da Região Norte.

Ainda de acordo com a metodologia apresentada no capítulo cinco, foi feito o levantamento do desempenho técnico e econômico do PRE Jaru e de um modelo, designado de alternativa convencional equivalente, representada pela LT 34,5 kV. As duas tecnologias foram ordenadas e submetidas aos processos de avaliação econômica de alternativas, a partir dos métodos de avaliação apresentados no capítulo quatro.

Como resultado mais significativo do trabalho, verificou-se que as perdas técnicas proporcionadas pela aplicação da tecnologia PRE são inferiores às da tecnologia convencional equivalente, o que implica em sua vantagem econômica em quase todas as simulações feitas, excetuando-se alguns casos, onde para determinados valores adotados para a taxa de mínima atratividade – tma, o PRE deixa de ser a alternativa mais atrativa sob o ponto de vista econômico.

ABSTRACT

This work concentrates on the technological evaluation of energised lightning rod cable technology, hereafter known as PRE, in the three-phased scheme, where two lightning rod cable of transmission line are used – LT and the soil as the third phase. This system was implanted in Rondônia when it was used the lightning-rod cable LT 230kv which transport electric energy to the interior of the state starting from Samuel Power Plant. The area of Jar and Itapuã D'Oeste are served through this technology.

This study focuses on the PRE Jaru system and has the aim at verifying the technical and PRE economical plausibility based on the operational performance evaluated from 1996 to 1998.

For the first research we considered the technical data verified since the very first step, passing through the phase of transportation and its consequences related to the tension decline, negative sequence tension and behaviour of the system of earthening monitored through touch and step tension measure.

By applying the methodological resources found in the fifth chapter and taking as basis the register of operational occurrence in the Jaru PRE system, we got the operative index related to the equivalent duration of interruption by consumer (DEC), equivalent frequency of interruption by consumer (FEC), reliability by consumer (C), fail taxes by kilometre verified yearly (λ) and the average time of return (τ) These indexes were taken as parameters in the comparative process of the new technology in relation to other conventional technologies which could be used in the Jaru integral or complementing provision, as transmission line in 34,5 kV and 69 kV with respective sub-stations as well as Thermo Power plants based on diesel generator. The indexes of global performance of the companies, which provide the North region with electric power, are also used as reference.

Moreover according to the methodology presented in the fifth chapter, a survey of the PRE technical and economical performance was done designed as conventional alternative using methods of evaluation presented in the fourth chapter.

As the most significant result, we verify that the technical losses caused by the application of PRE technology are inferior to the conventional technology. This means an economical advantage in almost every case studied.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação do Tema e Sua Delimitação

A eletricidade é conhecida desde 1800, quando o físico italiano Alessandro Volta criou a primeira bateria do mundo. Em 1831, o físico inglês Michael Faraday concebeu o princípio do dínamo. Entretanto, tais descobertas estavam restritas a experimentos de laboratório.

Em 1867, o Eng^o Werner Siemens construiu o primeiro dínamo com possibilidade de aplicação prática. Foi o francês Aristides Berges que nessa mesma época aproveitou, pela primeira vez, a força hidráulica para a produção de energia elétrica (ELETROBRAS, 1988).

A invenção da lâmpada elétrica pelo físico Thomas Edson, em 1879 e a invenção da corrente alternada pelo físico iugoslavo Nikola Tesla, em 1888, possibilitou a instalação de sistemas de iluminação nas ruas e casas de cidades inteiras.

Enfim, a energia elétrica contribuiu notavelmente para a melhoria nas condições de vida das populações dos países industrializados. Nestes a demanda de energia elétrica segue o mesmo ritmo de seu desenvolvimento econômico e social, visto que **saúde, lazer, educação e saneamento** estão condicionados ao uso dessa energia. Analisada sob este ângulo, ela é também um importante parâmetro na indicação do grau de desenvolvimento de um país, conforme Tabela 1.1, apresentada a seguir

Tabela 1.1 - Consumo de eletricidade “per capita” de alguns países em 1995.

PAÍS	Cons. Eletricidade por habitante. (kWh/ano/hab.)	População (milhões de habitantes)
Canadá	17.950	30
Suécia	16.280	9
Finlândia	11.890	5
Estados Unidos	11.260	266
França	8.090	58
Suíça	8.060	7
Bélgica	6.990	10
Japão	6.850	125
Alemanha	6.010	82
República Tcheca	5.910	10
Rússia	5.750	147
Reino Unido	5.610	58
Holanda	4.980	16
Bulgária	4.270	9
África do Sul	4.200	42
Espanha	3.930	40
Coréia do Sul	3.890	45
Cazaquistão	3.580	17
Lituânia	3.360	4
Hungria	3.090	10
Mundo	2.260	5.800
Brasil*	2.029	155
Argentina	1.710	35
México	1.470	96
China	810	1.234
Índia	360	953
Paquistão	360	145
Etiópia	24	56

Fontes: Brasil Nuclear, 1997.

*MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, 1999 (consulta a internet).

Observa-se pela tabela acima, que o Brasil ocupa posição ligeiramente abaixo da média mundial. Esse fato reflete, sobretudo, a parcela da população brasileira ainda não atendida por energia elétrica. Essa é uma realidade presente nas pequenas comunidades isoladas, distantes dos grandes pólos de desenvolvimento, ou até mesmo localizadas próximas dos grandes corredores de linhas de transmissão – LT, de Alta e Extra Alta Tensão, mas cuja possibilidade de atendimento se torna inviável economicamente.

Com o objetivo de superar a barreira econômica e permitir o acesso à energia elétrica por parte das pequenas comunidades isoladas, ou de baixa renda, motivado ainda pela

possibilidade de substituição da geração de eletricidade à base de combustíveis fósseis, visto ser essa a alternativa mais presente em boa parte dos sistemas isolados, várias alternativas vem sendo pesquisadas, desenvolvidas e testadas, entre as quais o aproveitamento da energia solar, energia eólica, biomassa, pequenos aproveitamentos hidráulicos e utilização da mesma infraestrutura, ou recursos tecnológicos das grandes linhas de transmissão em corrente alternada ou contínua.

Especificamente com relação à utilização dos cabos pára-raios das linhas de transmissão em corrente alternada, uma alternativa inovadora tem sido desenvolvida pelo Professor Francescò Iliceto da Universidade de Roma. Trata-se da tecnologia Pára-Raio Energizado – PRE, que consiste na utilização dos dois cabos pára-raios da linha de transmissão como duas fases de um sistema trifásico, onde o solo é tomado como a terceira fase, compondo um sistema similar ao convencional representado pelas linhas trifásicas de média tensão- MT. Esta tecnologia foi implantada primeiramente em Gana, na África, no ano de 1985 (D’Ajuz, 1999b).

No Brasil a tecnologia foi introduzida pela ELETRONORTE, através do Engenheiro Ary D’Ajuz e se encontra implantada em Rondônia, sendo o planejamento, estudo e projeto desta tecnologia o resultado de uma parceria entre ELETRONORTE e CERON tendo em vista a oportunidade de atendimento às pequenas cargas ao longo ou próximas do corredor da LT 230 kV, construída em 1994 com a finalidade de carrear para o interior do Estado a energia produzida pela Hidrelétrica de Samuel e demais usinas que compõem o Parque Gerador da ELETRONORTE em Rondônia (D’Ajuz, 1999a)

Concebido inicialmente para atender seis localidades compreendendo uma população superior a 85.000 pessoas, o projeto, devido a falta de recursos financeiros, acabou sendo concretizado em apenas duas localidades, quais sejam: Jaru, em operação desde 30/12/95 e Itapuã D’Oeste (antigo Jamari), em operação desde 22/09/97 (CERON, 1998b; D’Ajuz, 1999a).

Embora tenha havido rigoroso estudo técnico visando garantir o funcionamento do PRE dentro dos parâmetros técnicos e de segurança, sua implantação não se deu a partir de prévia análise técnica e econômica que levasse em conta os detalhes pertinentes ao seu desempenho técnico e operacional, obtidos a partir de anos de observação na região onde

seria instalado. Isto por razões óbvias, pois a experiência é pioneira no Brasil, não havendo, portanto, base de dados verificados na prática e de conformidade com a região, visto que o desempenho dos sistemas elétricos depende das variáveis impostas pelo ambiente natural a que estão submetidos. Assim, há uma lacuna, uma questão que deve ser resolvida, pois, **seria a tecnologia PRE viável sobre o ponto de vista técnico e econômico em relação a outras alternativas convencionais equivalentes?**

A busca de resposta ao problema levantado é o desafio deste trabalho, porém com um foco de abrangência limitado ao estudo do desempenho técnico e econômico da tecnologia PRE implantada em Jaru (designada aqui de Sistema PRE Jaru, ou simplesmente de PRE Jaru), verificado nos três primeiros anos de operação, ou seja, de 1996 a 1998. Assim sendo, o trabalho foi desenvolvido adotando-se como tema: *“Avaliação técnico-econômica da tecnologia de cabos pára-raios energizados – PRE, em Rondônia: caso particular do PRE Jaru”*.

No seu desenvolvimento são adotadas linguagens que trazem implícitas outras delimitações além daquelas relacionadas a espaço geográfico e temporal. Deste modo, a referência a tecnologia convencional equivalente refere-se a LT 34,5 kV, aérea, em poste de concreto duplo T e cruzeta normal. Outras referências a tecnologias convencionais se limitam objetivamente a Usinas Térmicas a base de grupos geradores diesel e LT 69 kV, torres metálicas, ambas utilizadas no processo de desempenho operacional comparativo.

Vale ressaltar ainda, que o processo de comparação da tecnologia PRE, no seu aspecto econômico, é feito somente em relação a tecnologia convencional equivalente, considerando-se que a LT 34,5 kV é a instalação com maior grau de similaridade com o PRE.

1.2 Justificativa e Relevância do Trabalho

Em um país com as dimensões do Brasil, é comum haver pequenas comunidades, ou pequenas cidades, que apesar de estarem próximas dos corredores das grandes linhas de transmissão de Alta ou Extra Alta Tensão, não têm acesso à energia elétrica, ou a tem em padrões de qualidade que comprometem seu desenvolvimento. Isso gera descontentamento e a depender do processo de aprendizagem, formatado a partir das formas de acesso às condições materiais existentes, pode se estabelecer ambiente propício a conflitos, polarizado de um lado pelo problema social e de outro pelas limitações tecnológicas do empreendimento, que pode não oferecer alternativa viável sob o ponto de vista técnico e econômico.

Em Rondônia, a paisagem marcada pela abundância do verde, já compartilha, em um mesmo ambiente, a presença das linhas de transmissão em 230 kV com suas imponentes torres metálicas, porém através da tecnologia PRE há uma interação social entre o grande empreendimento e algumas pequenas cidades, notadamente Jaru e Itapuã D'Oeste. A implantação do PRE para atender estas cidades é pioneira no Brasil, razão pela qual o estudo da viabilidade técnica e econômica, no caso do PRE Jaru, a partir do seu desempenho técnico e operacional verificado na prática, é de particular relevância. Isto porque o conhecimento das variáveis de análise técnica e econômica, permitirá sua inclusão no planejamento do Setor Elétrico da mesma forma que se faz com as outras tecnologias convencionais, ou seja, o planejador passa a ter informações que permitem elaborar estudos de viabilidade técnica e econômica dos diferentes projetos.

Portanto, este estudo é oportuno, por criar a possibilidade de maior inserção de uma tecnologia com forte vocação à integração social entre as grandes linhas de transmissão e as comunidades próximas, cuja demanda não justificaria, sob o ponto de vista econômico, investimento em subestações abaixadoras para atendê-las. Neste sentido, o cenário que se vislumbra no futuro é totalmente favorável à implantação de novas instalações baseadas na tecnologia PRE, tendo em vista o enorme potencial hidráulico da Região Amazônica. A exploração desse potencial demandará a construção de extensos corredores de linhas de transmissão para escoar a energia elétrica produzida até os grandes centros de consumo. De acordo com o Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS 1999), até 2008 serão instalados cerca de 50 mil quilômetros de LT em todo País e cerca de 95 MVA em

subestações, criando dessa forma, a possibilidade de acesso à energia elétrica para milhares de cidadãos através do emprego da tecnologia PRE.

Este trabalho também tem como justificativa o fato de que ele não emerge da casualidade, ou apenas do senso de oportunidade. O autor, com formação em Engenharia Elétrica, teve a oportunidade de participar das fases de comissionamento e acompanhamento do desempenho operacional do PRE Jaru no período de 1996 a 1998. Além disso, existem outras motivações ligadas ao estágio atual de reestruturação do Setor Elétrico, com repercussão, na CERON, sobre a estrutura de banco de dados e arquivos susceptíveis a perdas de registros, em consequência da redução de pessoal e o estabelecimento de outras prioridades por parte dos novos administradores.

Concorre ainda à dificuldade de manutenção de banco de dados de uma tecnologia destinada a atender pequenas cargas, a sua pequena participação relativa em comparação com os grandes blocos de consumo administrados pela mesma empresa, adicionado ao fato de que até mesmo a Portaria 046/78 do DNAEE¹ (atual ANEEL), desobriga as concessionárias de manterem em arquivos, por mais de 12 (doze) meses, os dados utilizados na apuração da quantidade e duração das interrupções no fornecimento de energia elétrica (ELETROBRAS & CODI, 1982b, apêndice II, p. 169-174)

Pelo que foi exposto, este trabalho também assume a relevante função de tornar perene as informações que são básicas no seu desenvolvimento, mas que podem ser utilizadas para a realização de outras pesquisas, inclusive a continuação desta, alargando-se o horizonte de estudo.

¹ Portaria Nº 046 de 17 de abril de 1978 – DNAEE. Estabelece as disposições relativas à continuidade de serviço a serem observadas pelos concessionários de serviço público de eletricidade no fornecimento de energia elétrica a seus consumidores.

1.3 Objetivo

Não obstante o atual desenvolvimento tecnológico, a única forma de transporte de energia sob a forma de eletricidade e em escala industrial é através de componentes físicos interligando fonte e carga, normalmente feito através de cabos condutores aéreos, portanto sujeitos às intempéries ambientais.

As linhas de transmissão em corrente alternada são conhecidas desde o final do século XIX, de forma que, para o planejador do sistema elétrico, a tecnologia, hoje considerada como convencional é suficientemente conhecida, permitindo dessa feita, a elaboração de análise técnica e econômica com segurança.

A utilização dos cabos pára-raios das linhas de transmissão e a utilização da terra como a terceira fase, compõe um sistema elétrico trifásico e representa uma inovação tecnológica não convencional, ainda pouco difundida e sua implantação em Rondônia é pioneira no Brasil. Isso posto, as variáveis que afetam os estudos de avaliação técnica e econômica precisam ainda ser conhecidas, dado que determinadas grandezas relacionadas à qualidade do fornecimento ao consumidor, como os índices operativos DEC e FEC, guardam forte relação com o local da instalação. Isto tem particular sentido no caso da tecnologia PRE, pois o objetivo primeiro dos cabos pára-raios é proteger o sistema principal, no caso a linha de transmissão 230 kV, contra descargas atmosféricas.

Em função do que foi exposto, este trabalho tem como objetivo *verificar a viabilidade técnica e econômica da tecnologia PRE, com base no seu desempenho operacional.*

Pretende-se atingir o objetivo proposto a partir das seguintes questões norteadoras:

1. Qual o comportamento do PRE com carga?
2. Os limites de tensão verificados no PRE Jaru atendem à Portaria 047/78 do DNAEE?
3. Qual o desempenho técnico-operacional do PRE Jaru em relação ao desequilíbrio de seqüência negativa, ou tensão de seqüência negativa?
4. Qual o comportamento das tensões de passo e toque, uma vez que esses parâmetros variam com a carga e com as condições meteorológicas locais?

5. Quais as principais causas das interrupções?
6. Qual o DEC e FEC do PRE Jarú?
7. O PRE Jarú apresenta índices de continuidade no fornecimento de energia elétrica compatíveis com a Portaria O46/78 do DNAEE?
8. Qual o tempo médio de restabelecimento verificado no PRE Jarú?
9. Qual a taxa de falhas por quilômetro?
10. Qual o índice de confiabilidade por consumidor?
11. Os índices de confiabilidade do PRE Jarú são díspares quando comparados com outras tecnologias convencionais equivalentes?
12. O custo operacional do PRE Jarú será menor que o da LT 34,5 kV convencional?
13. Quais os fatores preponderantes na comparação econômica do PRE Jarú com outras tecnologias convencionais?

1.4 Hipóteses

A opção pela implantação da tecnologia PRE, através da utilização dos dois cabos pára-raios da linha de transmissão em 230 kV do Sistema Rondônia, se deu em função da possibilidade de atendimento às pequenas localidades próximas à LT, a um menor custo e com qualidade superior quando comparado com a geração dieselétrica existente em todas as localidades consideradas no projeto. Assim, ao se verificar a viabilidade técnica e econômica da tecnologia PRE, implantada em Jarú, espera-se a confirmação das seguintes hipóteses:

- A capacidade de transporte de energia elétrica através da tecnologia PRE é superior à da tecnologia convencional equivalente;
- O desequilíbrio de tensão, ou a tensão de seqüência negativa apresentada pela tecnologia PRE é superior ao do sistema convencional;
- As descargas atmosféricas são as principais causadoras das interrupções do PRE;
- A taxa de falhas verificadas no PRE Jarú é maior que a verificada em outras tecnologias convencionais;
- O tempo de restabelecimento do Sistema PRE é maior que o das tecnologias convencionais;

- A confiabilidade por consumidor proporcionada pela tecnologia PRE é menor que a apresentada por outras tecnologias.
- Os custos de manutenção e operação verificados no PRE Jaru são superiores àqueles apresentados pela tecnologia convencional equivalente;

1.5 Metodologia

A avaliação técnica e econômica da tecnologia PRE com base no Sistema PRE Jaru, no plano geral, tem uma abordagem metodológica onde permeiam os métodos dedutivo e indutivo.

Aflora o método dedutivo a partir da formatação do trabalho baseado num conjunto de conceitos, em sua maioria objetivado através de equações de aplicação ampla dentro do assunto tratado, de forma que o processo de observação, análise e tratamento dos dados tem como referencial a condução do raciocínio de uma condição geral mais ampla para um caso particular, articulado em torno do objetivo do trabalho.

O método indutivo transparece no desenvolvimento e na apuração dos dados particulares da tecnologia, que podem vir a ser tomados como valores típicos. De certa forma, isso significa um movimento do particular para o geral. Na verdade o que está subjacente no trabalho é exatamente isso, dado à consciência que se tem da necessidade do estabelecimento de correlações existentes entre os resultados apurados e os fenômenos do meio natural. Neste sentido, apesar de não se ter recorrido às ferramentas de tratamento estatístico, procurou-se analisar as relações existentes entre os índices pluviométricos de região próxima, o carregamento imposto ao PRE e os valores medidos de tensão de passo e toque. O mesmo foi feito no estudo e avaliação das tensões de seqüência negativa.

Portanto, ao se estudar as características particulares da tecnologia PRE, manifestadas de forma prática através de índices operativos como DEC, FEC, confiabilidade por consumidor, taxa de falhas por quilômetro e tempo médio de retorno, espera-se contribuir com o estabelecimento de valores de referência, de forma que o planejador possa inserir a

nova tecnologia nos estudos de planejamento com o mesmo grau de segurança e familiaridade adotada para as tecnologias convencionais amplamente conhecidas.

De acordo com as conceituações metodológicas feitas por Andrade (1995), o enfrentamento objetivo do problema colocado foi feito utilizando-se os métodos de procedimento histórico, comparativo e de estudo de caso, empregados nas diferentes partes do trabalho. Assim, o viés social que reveste todo o trabalho tem como ponto de partida a contextualização sobre o Sistema Elétrico Brasileiro, convergindo até Rondônia. Também é utilizado este recurso metodológico para explicar as razões pelas quais a localidade de Jaru, mesmo não se enquadrando como pequena carga, é incluída no projeto do PRE de Rondônia.

O método comparativo é empregado como uma das principais unidades de valores, no objetivo de verificar semelhanças e explicitar divergências de outras tecnologias em relação ao PRE. Assim, a preocupação mostrada neste trabalho em detalhar os vários aspectos ligados direta ou indiretamente com o desempenho técnico-econômico da instalação, corresponde à aplicação do método de procedimento denominado de estudo de caso.

As técnicas empregadas para coleta de dados e que compõem as fontes secundárias, foram pesquisa bibliográfica e documental, feitas através de livros, revistas, dissertações, consultas na internet, artigos técnicos, Normas, Decretos, Leis e demais publicações relacionadas, ou produzidas no âmbito do Setor Elétrico, como por exemplo, o Plano Decenal de Expansão 1999/2008, produzido pelo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS,1999).

As principais fontes de dados primários utilizados foram:

- Livros de operação da subestação Ariquemes;
- Livros de operação do sistema elétrico de Jaru;
- Mapas diários de operação, com registros de tensão na barra da subestação Ariquemes II e barra de carga da subestação da Usina Térmica – UTE;
- Mapa diário de operação com registros das potências ativa e reativa;
- Mapa com o resumo mensal das ocorrências no sistema;
- Relatório de ocorrências no alimentador PRE, em Jaru;
- Planilhas de medição das tensões de passo e de toque em Ariquemes e Jaru;

- Planilhas de medição de tensão para cálculo do desequilíbrio de seqüência negativa;
- Anotações do autor do trabalho, como participante da equipe de comissionamento do PRE e como gerente de manutenção de sistemas elétricos da CERON no período considerado neste estudo, ou seja, de 1996 a 1998.

Também foi utilizada a técnica de entrevista não-dirigida, especialmente para a obtenção dos valores econômicos relacionados à operação e manutenção do PRE, estando inserido neste contexto os critérios de rateio correspondente ao tempo de envolvimento das respectivas equipes com o PRE, ou com o sistema convencional utilizado no processo comparativo.

Em função do desafio de proceder a avaliação da tecnologia PRE nos aspectos técnicos e econômicos, foi desenvolvido um capítulo específico contendo os métodos de avaliação econômica (Capítulo 4) e outro capítulo contendo os métodos para avaliação técnica com mensuração econômica (Capítulo 5).

No Capítulo 5 também é apresentado um fluxograma que engloba todos os passos metodológicos para avaliação técnico-econômica de sistemas elétricos. Em termos práticos, este foi o roteiro adotado para desenvolvimento deste trabalho, promovendo-se as devidas adaptações conforme os objetivos do estudo, visto que, o referido roteiro metodológico é de caráter abrangente.

Por fim, cabe salientar que nos processos de levantamento econômico, começando pelo valor do investimento, levantamento dos custos de operação e manutenção, custo das perdas técnicas, etc., optou-se por representá-los também através da moeda americana, com o objetivo de possibilitar uma referência de valor econômico mais perene. Cumpre esclarecer, entretanto, que todos os cálculos foram efetuados considerando-se os valores em reais (R\$).

1.6 Limitações do Trabalho

O próprio espaço temporal da análise, delimitado em três anos, já é uma limitação deste trabalho, dado que a condição ideal seria o estudo a partir de uma série histórica de no mínimo cinco anos.

A utilização dos dois cabos pára-raios de uma linha de transmissão e o solo como uma fase ativa, compondo a terceira fase de um sistema trifásico, é uma característica peculiar da tecnologia PRE. Deste modo, os fatores ambientais relacionados aos fenômenos causadores das descargas atmosféricas, bem como dos índices pluviométricos, temperatura e umidade relativa do ar, precisam ser correlacionados no intuito de se investigar suas relações com o desempenho operacional da tecnologia no que diz respeito às saídas por descargas atmosféricas e o comportamento do sistema de aterramento quanto ao teor de umidade no solo e a variação da resistividade do solo com a corrente de carga.

O levantamento dos custos da energia interrompida é feito considerando-se suas conseqüências apenas para a empresa fornecedora de energia elétrica, ou seja, não se leva em consideração o prejuízo causado ao consumidor pelas interrupções. A metodologia adotada no trabalho não permite esta abordagem.

Outras limitações do trabalho dizem respeito às próprias dificuldades encontradas na obtenção de dados necessários ao desenvolvimento da pesquisa.

Apesar das limitações mencionadas, isto não diminui a relevância do trabalho, considerando que o mesmo é oportuno sobre diversos aspectos, a começar pelo registro e sistematização dos dados operacionais que podem servir na composição de séries históricas, possibilitando deste modo a continuação da pesquisa em futuros trabalhos. Em segundo lugar, não há medições do Índice Ceraúnico² na região de instalação do Sistema PRE Jarú. Ademais, a prática adotada pelo Setor para estimar a confiabilidade esperada é feita a partir de séries históricas, tendo-se conseguido resultados satisfatórios no planejamento de sistemas de média tensão. Aliás, este procedimento foi adotado no desenvolvimento deste trabalho, quando no

² Índice Ceraúnico: É um parâmetro que indica o número de dias de trovoadas por ano em uma determinada localidade.

levantamento do desempenho técnico e econômico da alternativa convencional equivalente (LT 34,5 kV), visando compará-la com o PRE Jaru.

Em terceiro lugar, o estabelecimento de índices relacionados a umidade do solo e suas relações com o desempenho do sistema de aterramento no local da instalação, mesmo nos sistemas de grande porte é dispensado esse rigor pontual, sendo suficiente o monitoramento dos valores da resistência de aterramento.

Em quarto lugar, partindo-se do princípio que a tecnologia PRE foi desenvolvida para atendimento a pequenas cargas, o enfoque do impacto econômico das interrupções para o consumidor, neste primeiro momento, foi julgado desnecessário, considerando-se que muitas comunidades, quando tem energia elétrica, esta é de péssima qualidade.

Quanto às limitações relacionadas à insuficiência de dados, especialmente dados históricos para composição de índices operacionais típicos para as linhas de transmissão utilizadas no processo comparativo e os índices operacionais da UTE Jaru, foram todas superadas através do emprego de metodologias adequadas ou de índices similares verificados em outras instalações similares. Aliás, uma das maiores contribuições deste trabalho está justamente na oferta de metodologia que permite a avaliação dos sistemas elétricos de forma abrangente, bastando adequá-lo a cada caso particular, sem contudo afetar o roteiro metodológico.

1.7 Organização do Trabalho

O presente estudo compreende sete capítulos. Na Introdução é feita a contextualização histórica da eletricidade, conhecida desde 1800, de forma a colocar em evidência a importância da energia elétrica como um dos principais insumos necessários à promoção do desenvolvimento, manifestado, sobretudo na melhoria da qualidade de vida. É com essa motivação que se apresenta o tema e sua delimitação, passando pelas justificativas, relevância do trabalho e posteriormente, objetivo, hipótese, metodologia empregada e suas limitações.

No Capítulo dois é feita a contextualização do Sistema Elétrico Brasileiro, com o objetivo de mostrar o “estado da arte”, reforçar e justificar a importância das tecnologias destinadas ao atendimento a pequenas cargas, por tornar possível o acesso à energia elétrica sob o ponto de vista econômico, considerando ser esta a principal limitação para atendimento a pequenos mercados consumidores de energia elétrica. É neste embate de idéias que se faz a inserção e a especificação da alternativa a ser estudada, tratando-se da tecnologia PRE no esquema trifásico.

No Capítulo três é feita a apresentação da tecnologia PRE, utilizando-se como fontes principais de dados a documentação relacionada ao projeto do PRE de Rondônia, artigos publicados sobre o mesmo em seminários específicos promovidos pelo Setor Elétrico e a dissertação de mestrado referente a “Alimentação de pequenas cargas ao longo de linhas de transmissão por meio de pára-raios energizados.” (Rose, 1997).

O Capítulo quatro é desenvolvido partindo-se da compreensão de que somente um estudo econômico pode confirmar a viabilidade de projetos tecnicamente corretos. Este é, inclusive, o motivo pelo qual ele antecede a discussão metodológica apresentada no capítulo seguinte. Seguindo esta lógica, é apresentado neste capítulo quatro, vários métodos usualmente empregados nas avaliações econômicas.

No Capítulo cinco é feito o desenvolvimento metodológico de todos os processos intermediários utilizados na preparação e ordenamento das informações a serem submetidas a alguns dos métodos de avaliação econômica selecionado no capítulo quatro. Além disso, é apresentado um fluxograma contendo o roteiro metodológico, estruturado passo a passo, cujo objetivo é permitir o ordenamento lógico das diferentes fases envolvidas no processo de avaliação técnica e econômica de sistemas elétricos.

O Capítulo seis é o núcleo do trabalho, onde são aplicadas as metodologias apresentadas nos capítulos quatro e cinco, com o propósito de verificar a viabilidade técnica e econômica do PRE Jaru. Agora, se a tecnologia PRE foi desenvolvida para atendimento a pequenas cargas, porquê sua implantação em Jaru? Esta questão é devidamente abordada no início do capítulo, de forma a deixar claro a dupla missão do PRE em Jaru. O processo de avaliação técnica e econômica é feito primeiramente sobre a tecnologia PRE, com um nível de

detalhamento que se inicia pela descrição dos resultados obtidos na fase de comissionamento, cujo objetivo é comparar esses resultados com aqueles previstos em projeto.

Uma vez que a mensuração econômica depende do desempenho operacional da tecnologia, manifestada de forma particular através dos índices operativos DEC e FEC, foi dada ênfase a este tipo de análise, ampliando-se neste particular, o leque de comparação, ou seja, no que diz respeito aos índices de desempenho mencionados, o PRE Jaru é comparado com o desempenho de linhas convencionais nas tensões de 34,5 kV e 69 kV, é comparado com o desempenho de Usina Térmica a base de grupo geradores diesel e também com as Concessionárias de energia elétrica da Região Norte, a partir dos seus índices de desempenho operativo global.

A aplicação dos métodos de avaliação econômica é feita a partir da análise comparativa do PRE Jaru com uma tecnologia convencional equivalente representada por um modelo de linha de transmissão em 34,5 kV. Este modelo foi desenvolvido a partir da análise do desempenho de linhas 34,5 kV próximas à região onde está instalado o Sistema PRE em estudo. Trata-se das linhas e respectivas subestações identificadas por LT Ji-Paraná/Presidente Médici e Ouro Preto D'Oeste/Mirante da Serra. A comparação é feita considerando-se a substituição do PRE pelo modelo, mantendo-se as mesmas condições de carregamento, exceto no que diz respeito ao fator de potência, dado ao fato de que os capacitores de compensação fazem parte da tecnologia PRE, enquanto na tecnologia convencional eles podem ser aplicados ou não, a depender da necessidade de se efetuar a compensação de reativo da linha. Essa é a razão pela qual se utiliza a linguagem de linha não compensada, significando linha sem capacitores de compensação e linha compensada, significando linha compensada com capacitores na mesma potência do banco de capacitores do PRE.

No Sétimo capítulo são apresentados os principais resultados do trabalho, bem como as sugestões para futuras pesquisas.

CAPÍTULO 2

CONTEXTUALIZAÇÃO SOBRE O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E ALTERNATIVAS PARA ATENDIMENTO A PEQUENAS CARGAS

2.1 Introdução

Neste Capítulo é apresentado, inicialmente, o panorama do abastecimento de energia elétrica no Brasil, Região Norte e Rondônia, possibilitando a análise comparativa. Também foi dada ênfase ao contexto histórico para evidenciar a importância da energia elétrica no conjunto dos recursos necessários à promoção do desenvolvimento e bem-estar da sociedade. Entendido dessa forma, sabe-se, entretanto, que o atendimento a pequenas cargas, representada desde pequenas comunidades rurais a pequenas cidades, tem como principal obstáculo o alto custo, seja para a produção local de eletricidade, seja pela distância até a fonte geradora ou tronco de Linha de Distribuição - LD. Em consequência, são quase 100 mil comunidades desassistidas no País, perfazendo um total aproximado de 20 milhões de brasileiros sem acesso à eletricidade (ELETROBRAS, 1999d)¹.

Há que considerar ainda, que boa parte da população brasileira é atendida de forma precária, situação esta verificada em alguns sistemas isolados, que totalizam 350 sistemas em operação, sendo a maior parte com geração térmica a diesel (cerca de 1,2 GW de potência instalada) e quase todos localizados na Região Amazônica (ELETROBRAS, 1999c)²

¹ ELETROBRAS. *Fontes de energia: Energias Alternativas; conheça um pouco da história sobre o uso de FAE no Brasil* (Consulta Internet).

² ELETROBRAS. *Fontes de energia: Energias Alternativas; o que vem sendo realizado para tornar o uso das FAE uma alternativa à expansão da oferta de energia* (Consulta Internet).

O desafio de atender as pequenas cargas, seja pela oferta inicial de energia elétrica, ou pela substituição de grupos geradores a diesel, é um dos fatores motivadores à busca de solução ao problema. Algumas propostas e ações neste sentido estão abordadas neste capítulo, com ênfase à alternativa de cabos Pára-Raios Energizados - PRE. Essa tecnologia foi implantada em Rondônia e se constitui em um empreendimento pioneiro no Brasil.

2.2 Capacidade Instalada

A história da energia elétrica no Brasil tem seu início em 1879 com a iluminação da Estação da Corte, onde seis lâmpadas de arco voltaico substituíram 46 luminárias a gás (Barbalho A. & Barbalho H., 1987).

Inserindo-se como um dos mais importantes vetores de desenvolvimento, em 1900 apresentava a potência instalada de 10 MW, evoluindo para 11.048 MW em 1970 e para 61.329 MW em 1988. Sendo uma das principais fontes de energia utilizada no País, sua participação no Balanço Energético Nacional é superior a 37%, constituindo-se numa das mais elevadas taxas em termos mundiais, conforme o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS, 1999).

Ainda segundo o GCPS, a geração bruta total verificada em 1998, foi de 301.198 GWh, sendo que a geração bruta hidráulica foi equivalente a 286.391 GWh. Isso mostra que a energia elétrica de origem hidráulica tem uma participação em torno de 95% em relação ao total.

2.3 Estrutura do Consumo de Energia Elétrica.

O consumo de energia elétrica verificado a partir de 1970, está mostrado na Tabela 2.1, com estratificação em classes..

Tabela 2.1- Consumo de energia elétrica por classe (TWh)

ANO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	RURAL	GOVERNO	TOTAL
1970	8,4	5,2	16,2	0,3	6,0	36,1
1980	23,2	13,7	61,7	1,9	13,7	114,2
1990	48,1	23,8	99,9	6,5	22,5	200,8
1997	74,1	38,2	121,9	9,6	29,6	273,4
1998	79,4	41,6	122,0	10,2	31,5	284,7
TAXAS MÉDIAS DE CRESCIMENTO - % AO ANO						
1970/1980	10,7	10,2	14,3	20,3	8,6	12,2
1980/1990	7,6	5,7	4,9	13,1	5,1	5,8
1990/1997	6,4	7,0	2,9	5,7	4,0	4,5
1997/1998	7,2	8,9	0,1	6,3	604,0	4,1
ESTRUTURA DE PARTICIPAÇÃO - %						
1970	23,3	14,4	44,9	0,8	16,6	100,0
1980	20,3	12,0	54,0	1,7	12,0	100,0
1990	23,9	11,9	49,8	3,2	11,2	100,0
1997	27,1	14,0	44,6	3,5	10,8	100,0
1998	27,9	14,6	42,8	3,6	11,1	100,0

Fonte: (GCPS, 1999:33).

Os dados da Tabela mostram que, em relação às demais, a classe rural é a que tem menor participação na estrutura do consumo, reflexo do não atendimento a essa parcela de consumidores e não o resultado de maior eficiência no uso da energia. Uma vez que esses números representam a média do consumo brasileiro, sua distribuição por regiões geográficas está mostrada no gráfico da Figura 2.1, a seguir.

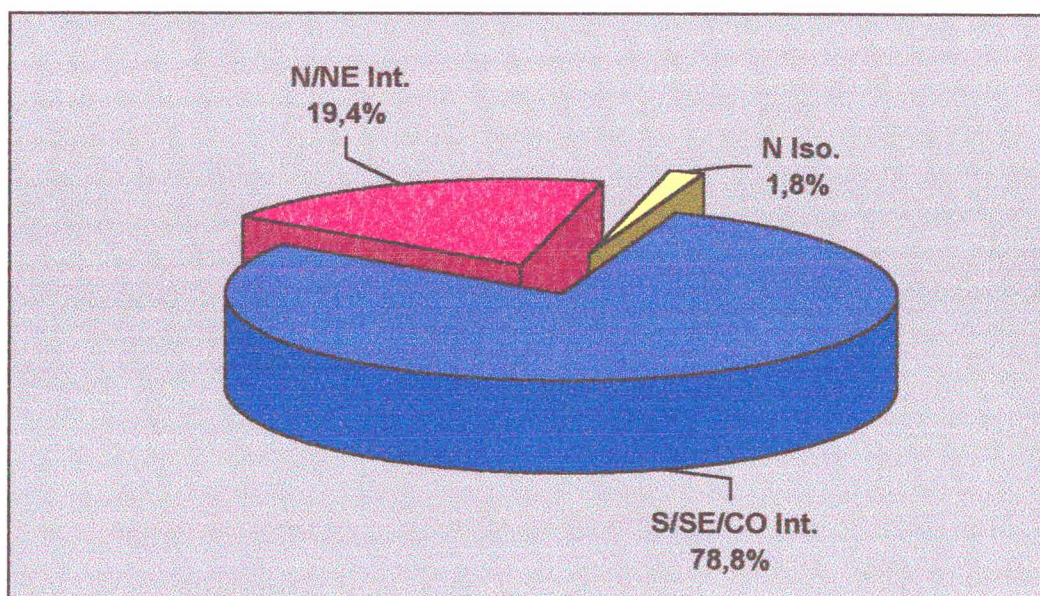


Figura 2.1- Estrutura de participação no consumo total por Sistemas Elétricos

Fonte: ELETROBRAS, 1999b.

Observando-se o gráfico da Figura 2.1, constata-se que o consumo nos Sistemas Isolados da Região Norte é insignificante quando comparado com os percentuais de participação dos outros sistemas. Este fato além de refletir a baixa densidade demográfica da região evidencia a falta de acesso à energia elétrica às pequenas comunidades isoladas, sem falar na inexpressiva participação da eletrificação rural no cenário regional.

Entretanto, devido o elevado potencial hidráulico já inventariado na região, as expansões do sistema de transmissão de maior relevância, estarão voltadas a promover a interligação dessa região com os grandes centros de consumo, formando longos corredores de Linhas de Transmissão, com extensões superiores a 2.000 km. Isso sugere a possibilidade de atendimento a pequenas comunidades e comunidades isoladas ao longo dessas linhas, desde que sejam adotadas tecnologias que sejam viáveis, tanto no aspecto técnico quanto econômico. Mas como isso pode se transformar em fato concreto?

2.4 Sistema de Transmissão.

A finalidade principal do Sistema de Transmissão é fazer a distribuição espacial da energia gerada, sendo portanto, o elo de ligação entre a usina e os grandes centros de consumo. Este sistema compreende o conjunto de Linhas e Subestações.

Em função da extensão do território nacional e da predominância de aproveitamentos hidrelétricos, o Sistema de Transmissão Brasileiro é composto por vários níveis de tensão. De acordo com o GCPS (1999:174): “esta variedade ocorreu porque a escolha de uma tensão é função da potência instantânea a transmitir e da distância entre as usinas geradoras e os centros de carga e da relação custo de implantação/benefício alcançado.” Ao final de 1998 o Brasil possuía 161.025 km de Linhas de Transmissão nas tensões de 69kV, 88kV, 138kV, 230kV, 345kV, 440kV, 500kV, 600kV³ e 750kV (ELETROBRAS, 1998). As extensões das Linhas estão mostradas na Tabela 2.2, a seguir.

³ A Linha de 600kV é em corrente contínua.

Tabela 2.2- Extensão das Linhas de Transmissão

NÍVEIS DE TENSÃO (kV)	EXTENSÃO (km)
69	39.870,7
88	3.290,7
138	55.092,7
230	30.435,4
345	8.902,0
440	5.923,2
500	14.115,4
600	1.612,0
750	1.783,0
TOTAL.....	161.025,10

Fonte: ELETROBRAS, 1998.

2.5 A Energia Elétrica no Contexto da Região Norte

A história da energia elétrica na Região Norte apresenta dois extremos. De um lado o Sistema Norte Interligado, com o objetivo de escoar a geração da Hidrelétrica de Tucuruí para os grandes centros de consumo da Região Nordeste, Sul, Sudeste e Centro Oeste. De outro lado os Sistemas Isolados da Região Norte, que corresponde aos sistemas elétricos dos Estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Pará, Amapá e Tocantins.

Na Figura 2.2, é apresentado o número de consumidores residenciais do Sistema Norte Isolado em relação aos demais sistemas. Verifica-se um percentual baixíssimo do número de consumidores residenciais atendidos pelos Sistemas Isolados da Região Norte (Norte Isolado) em comparação com a quantidade de consumidores atendidos pelos outros Sistemas Elétricos.

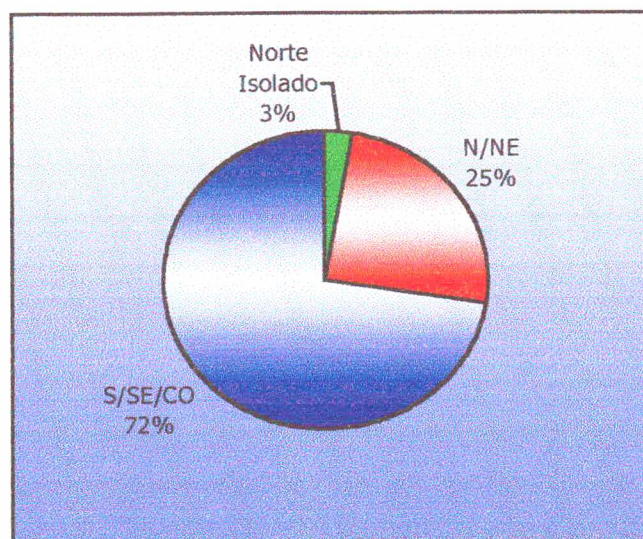


Figura 2.2- Número de consumidores residenciais por Sistemas Elétricos.

Fonte: ELETROBRAS, 1999a

Estes dados refletem a baixa densidade populacional da Região, que representa 45,26% do espaço territorial brasileiro e abriga uma população de aproximadamente 6,98% do total nacional.

Regionalmente constata-se a carência de infra-estrutura básica, entre as quais a energia elétrica. O sistema elétrico é composto basicamente por usinas termelétricas, com a utilização de combustíveis fósseis, conforme mostrado na Tabela 2.3.

Tabela 2.3- Capacidade instalada nominal em MW - Ref. 1998

TIPO DE FONTE	ESTADOS							TOTAL
	RO	AC	AM	RR	PA	AP	TO	
Hidráulica	239,16	0,00	250,00	5,00	30,00	42,00	60,00	626,16
Térmica	202,55	127,00	855,00	105,00	93,00	116,00	3,00	1.501,55
Total	441,71	127,00	1105,00	110,00	123,00	158,00	63,00	2.127,71

Fonte: ELETROBRAS, 1998.

A expressiva participação da geração térmica nos Sistemas Isolados da Região Norte, reflete a opção feita pela instalação de grupos geradores diesel, com possibilidade de atendimento mais rápido, compatível com as altas taxas de crescimento populacional, determinado pelo intenso fluxo migratório. Como este processo tem se dado em Rondônia?

2.6 A Energia Elétrica no Contexto de Rondônia

O abastecimento de energia elétrica ao Estado de Rondônia, até 1980, era feito inteiramente pelas Centrais Elétricas de Rondônia S.A. – CERON, através de Usinas Térmicas – UTEs, compostas por unidades geradoras a diesel. Em 1981 as Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – ELETRONORTE assume a geração de energia elétrica na capital. A partir de 1994 é construído o linhão⁴ tornando possível o atendimento a algumas cidades do interior como Ariquemes e Ji-Paraná (CERON, 1998a). Para se ter uma idéia da distribuição geográfica do atendimento em todo Estado, é apresentado na Figura 2.3 o mapa eletrogeográfico do Sistema Elétrico de Rondônia.

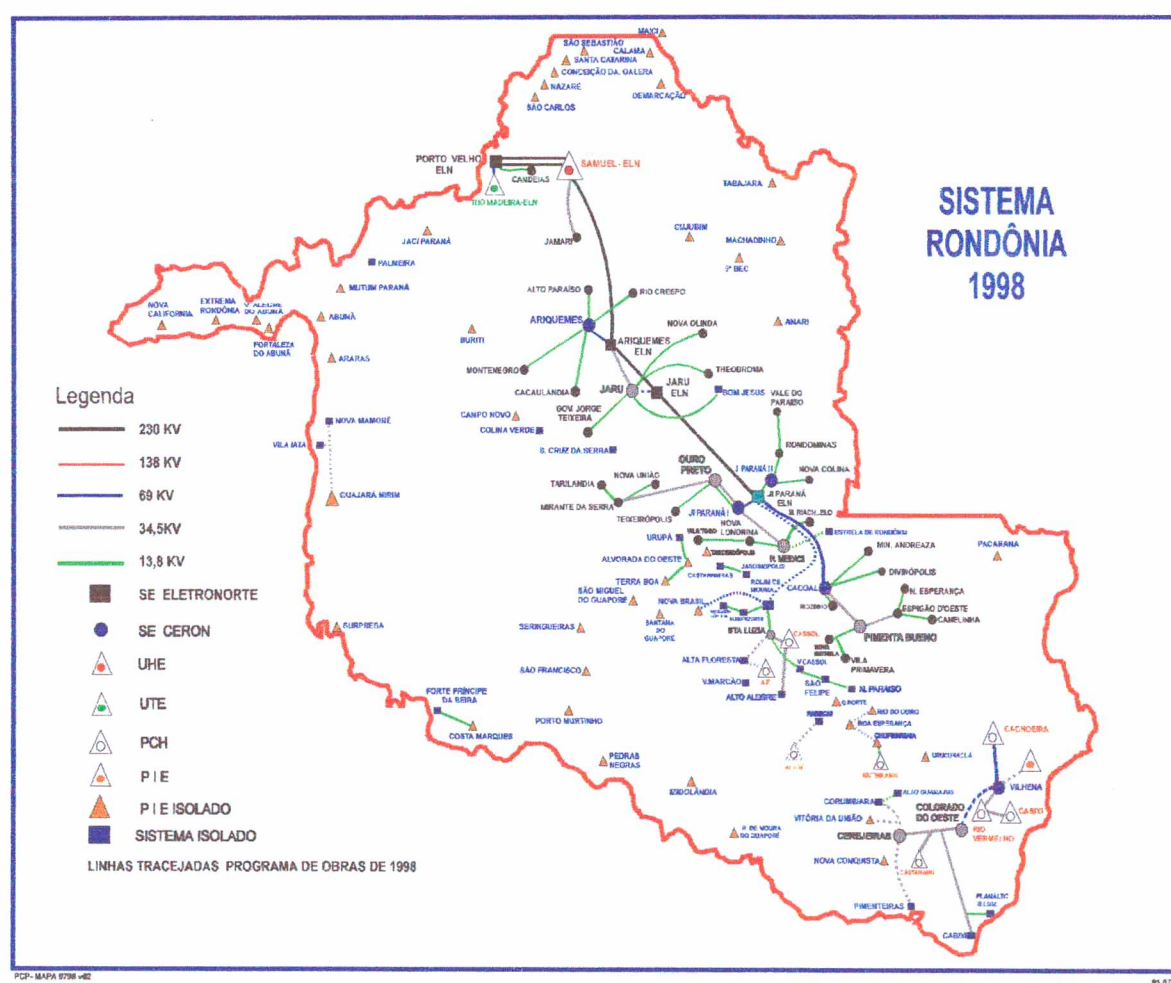


Figura 2.3- Mapa eletrogeográfico do Sistema Elétrico de Rondônia

Fonte: CERON, 1998b.

⁴ Linhão: designação dada à linha de transmissão em 230 kV, interligando a Usina Hidrelétrica de Samuel ao interior do Estado.

Fazendo uma retrospectiva histórica, até 1969 somente as cidades de Porto Velho e Guajará Mirim eram atendidas com energia elétrica, porém devido ao rápido crescimento populacional verificado a partir de 1970, o número de localidades atendidas cresceu rapidamente, de tal forma que ao final de 1998 a Concessionária Estadual já atendia a 111 localidades (CERON, 1998b). Ainda segundo a mesma fonte, no mesmo ano o consumo de energia elétrica em todo Estado foi de 976.344 MWh, sendo que um grupo de 25 localidades consumiu o equivalente a 932.190 MWh, ou seja, cerca de 95,5% do consumo total.

Em função dos dados apresentados conclui-se que as outras 86 localidades caracterizam-se como pequenas cargas. Considerando a inviabilidade econômica para atendimento a esse conjunto de localidades, o que terá contribuído para que fossem atendidas com energia elétrica? E as outras localidades ainda não atendidas, como facilitar o acesso à energia elétrica dentro de parâmetros técnicos e econômicos aceitáveis?

Embora não se pretenda abordar as causas do problema levantado (como o aprendizado político assimilado na luta de anos após anos pela posse da terra e que se manifesta de forma difusa na reivindicação de direitos à cidadania), ele é um indicativo de que alternativas técnicas devem ser buscadas para facilitar o acesso de todos os cidadãos à energia elétrica. Esta é a motivação para a abordagem de diferentes alternativas no fornecimento de energia elétrica, feita nos tópicos seguintes.

2.7 Energia Solar

A energia gerada pelo Sol, responsável pela manutenção da vida na Terra, também é uma das alternativas energética mais promissora para o futuro, uma vez aperfeiçoada a tecnologia de conversão de energia solar para outras formas de energia, particularmente a energia elétrica. Assim, a energia solar pode ser utilizada de várias formas, desde aplicações domésticas mais simples (secar roupas), a outras mais complexas, como energia solar fototérmica, arquitetura bioclimática e energia solar fotovoltaica. Esta última será abordada neste item como uma das alternativas que vem tendo forte penetração para atendimento a pequenas cargas no Brasil.

Chama-se energia solar fotovoltaica à energia elétrica obtida por conversão da luz (fóton) proveniente do sol. Essa conversão é feita por módulos fotovoltaicos, ou seja, placas compostas por células eletrônicas de estado sólido.

As células são fabricadas utilizando-se material semicondutor (normalmente silício) dopado com elementos doadores ou receptores de elétrons. A incidência da luz solar sobre a célula provoca o desprendimento de alguns elétrons, produzindo assim uma diferença de potencial, responsável pela circulação da corrente elétrica (Ferreira, 1997). Segundo esta mesma fonte, o fenômeno de fotosensibilidade verificado em determinados elementos quando expostos à radiação solar não é algo novo. A tecnologia foi desenvolvida a partir da descoberta do efeito fotovoltaico por Edmond Becquerel, em 1839, ocorrendo em 1876 a concepção do primeiro aparato fotovoltaico. No entanto, apenas em 1956 iniciou-se a produção industrial, seguindo o desenvolvimento da microeletrônica, representado pelo transistor.

De acordo com o GTEF⁵ (1995), em 1978 a produção da indústria no mundo já ultrapassava a marca de 1 MW_p⁶/ano, sendo que o objetivo das pesquisas americanas na década de 80 era fornecer de 1 a 5,5% de toda a energia elétrica consumida no ano 2000 nos Estados Unidos, através da conversão fotovoltaica. Ainda segundo a fonte citada, em 1993 a produção de células fotovoltaicas atingiu a marca de 60 MW_p, sendo o silício quase absoluto no ranking dos materiais semicondutores utilizados.

A tecnologia fotovoltaica foi introduzida no Brasil a partir de convênio com o governo americano, envolvendo o National Renewable Energy Laboratory – NREL (ELETROBRAS, 1999d).

Em trabalho conjunto, universidades, centros de pesquisas e concessionárias de energia elétrica, foram desenvolvidos projetos de demonstração destinados a atender escolas, postos de saúde, postos de fiscalização, estações repetidoras das empresas de telecomunicações, etc., ou seja, os projetos destinavam a atender com energia elétrica

⁵ GTEF - Grupo de Trabalho de Energia Solar Fotovoltaica, criado em 1992 e hoje expandido para GTES - Grupo de Trabalho de Energia Solar, que congrega os técnicos e fabricantes que atuam no ramo.

⁶ 1 MW_p = 10⁶ x W_p (Watt pico), sendo W_p a unidade de potência usada para dimensionar os sistemas fotovoltaicos, definida como a potência disponibilizada por uma célula quando exposta a uma radiação solar de 1000W/m², a condições específicas de temperatura.

comunidades locais e isoladas, distantes das redes elétricas. São de 1985 as primeiras instalações da CESP, fornecendo energia para Postos de Saúde no Vale do Ribeira, e equipados com sistemas fotovoltaicos de fabricação nacional (Ferreira, 1997).

Na avaliação de Dias (1998:176), as principais vantagens dos sistemas de energia solar fotovoltaico, são:

- *“Fonte permanente de energia. Não acaba nunca;*
- *Não possui partes móveis. Não tem desgaste;*
- *Não consome combustíveis fósseis;*
- *Permite crescimento. Sistemas modulares;*
- *Não flui e não produz ruído;*
- *Confiabilidade absoluta. Disponibilidade 100%;*
- *Vida útil prolongada;*
- *Não agride a natureza.”*
- *Instalação fácil e rápida;*
- *Mantenção zero.”*

As desvantagens residem no seu alto custo, tanto para o equipamento de captação, como para o sistema de armazenamento. A redução dos custos vai depender dos avanços tecnológicos e de seu grau de penetração.

Na avaliação de Goldemberg (1998), com o desenvolvimento acelerado, pode-se esperar que os custos de instalação atuais dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (sem armazenamento) de US\$ 7.000 a US\$ 8.000 por kW, vão atingir valores bem menores do que 5 ou 6 centavos por kWh, no início do século XXI.

Em vários programas de pesquisa e programas específicos voltados a busca de soluções para abastecimento de energia elétrica a pequenas cargas, a energia fotovoltaica está sendo considerada, como no caso do Programa para Desenvolvimento dos Estados e Municípios - PRODEEM. Este programa foi recentemente integrado ao Brasil em Ação do Governo Federal, tendo como meta de longo prazo atingir 10 mil comunidades por ano (ELETROBRAS, 1999d).

Conforme Galdino & Lima (1999), no âmbito do PRODEEM, três tipos de sistemas tem sido contemplados, quais sejam:

- Sistema fotovoltaico para a geração de energia elétrica;
- Sistema fotovoltaico para bombeamento d'água;
- Sistema fotovoltaico para iluminação pública.

A Figura 2.4, a seguir, mostra uma das aplicações destes sistemas fotovoltaicos.



Figura 2.4- Sistema fotovoltaico para a geração de energia elétrica

Fonte: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA- MME/ PRODEEM, 1996

Na Região Norte está previsto a instalação de sistemas fotovoltaicos em 75 comunidades, sendo 18 em Rondônia (MME/PRODEEM,1996).

2.8 Energia Eólica

Com o objetivo de obter maior domínio tecnológico sobre a utilização deste tipo de energia, foi criado o Programa Eldorado, com a celebração de convênio específico com o governo alemão, seguindo os mesmos moldes do convênio com o NREL (ELETROBRAS, 1999d) Um dos resultados concretos deste convênio foi a instalação da usina eólio-elétrica experimental do Morro do Camelinho, com potência de 1 MW, sendo esta

a primeira experiência brasileira de geração de eletricidade para sistema interligado, a partir da energia gerada pelos ventos. A usina está localizada no município de Gouveia - MG, sobre a Serra do Espinhaço (Alvarenga et al. 1997).

Ainda segundo Alvarenga, a usina experimental de Morro do Camelinho operou de forma satisfatória, sendo que a experiência demonstrou a importância da locação criteriosa dos aerogeradores no terreno, recomendando a realização de estudos de simulação do desempenho do parque eólico, de preferência, utilizando-se diferentes softwares, reduzindo-se os riscos na estimativa da produção de energia.

O litoral do Nordeste tem se revelado bastante promissor para a exploração da energia eólica segundo estudos feitos em conjunto por técnicos da ELETROBRAS e da CHESF, cujos resultados indicam que o maior potencial eólico do Brasil está no litoral, entre Natal - RN e Luiz Correia - PI (Borba, 1996).

A exploração deste potencial já vem sendo feita pela Companhia Energética do Ceará - COELCE, através da instalação de um parque gerador eólico de 1,2 MW, localizado na Praia Mansa, Porto do Mucuripe, na cidade de Fortaleza, inaugurado em dezembro de 1996. Pretende-se com esta instalação demonstrar a viabilidade técnica e econômica da geração de eletricidade em escala comercial, através da energia eólica, no litoral do Ceará (Araripe, 1996; ELETRICIDADE MODERNA, 1997). Esta planta está mostrada na Figura 2.5, a seguir.



Figura 2.5- Parque eólico de Praia Mansa, em Fortaleza

Fonte: ELETRICIDADE MODERNA, 1997.

Quanto à possibilidade de utilização de energia eólica na Região Norte como alternativa para atendimento a comunidades isoladas, ou atendidas pela geração através da queima de óleo diesel, Nascimento et al. (1997) informa que o CEPEL vem desenvolvendo uma série de medições do potencial eólico no litoral dos Estados do Amapá, Pará e regiões montanhosas de Roraima, visando a demonstração de viabilidade técnica, econômica e sócio-ambiental de sistemas eólicos. Os locais onde foram instaladas as estações anemométricas estão mostrados na Figura 2.6, a seguir.

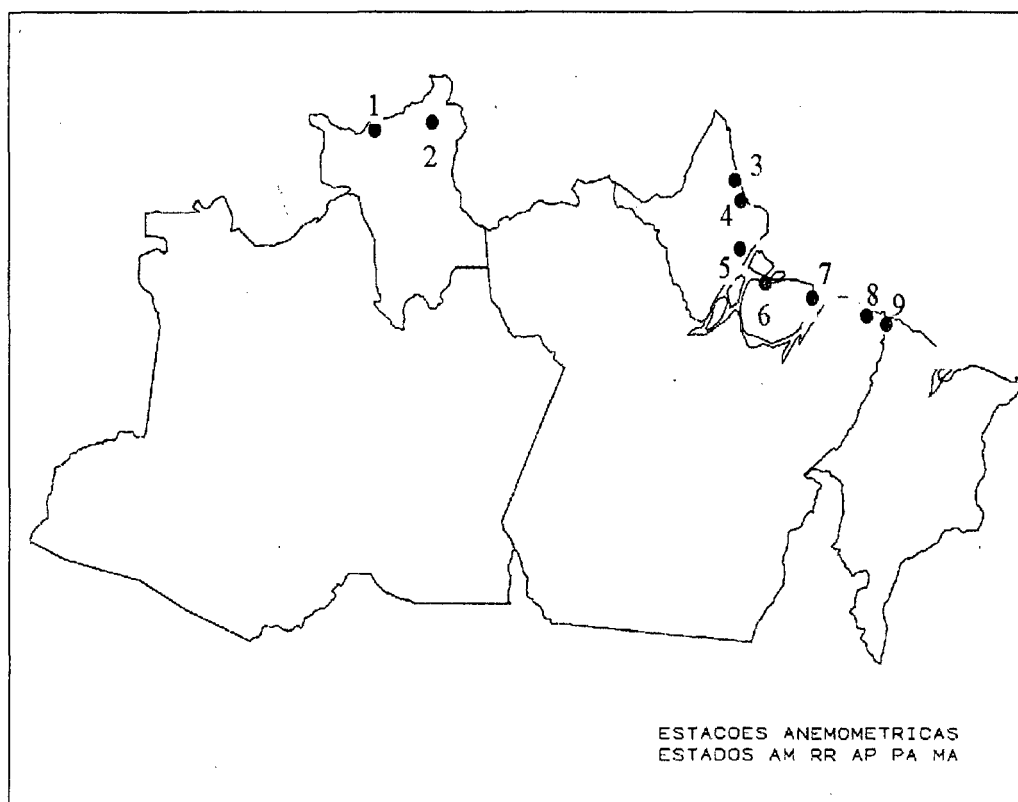


Figura 2.6- Estações anemométricas

Fonte: (Nascimento et al., 1997).

Os pontos numerados correspondem às seguintes localidades: (1) Tapequém; (2) Água Fria; (3) Calçoene; (4) Amapá; (5) Itaubal; (6) Chaves; (7) Soure; (8) Ajuruteua; (9) Viseu.

De acordo com Nascimento et al., após um ano de coleta de dados para estabelecimento de uma série temporal consistente, os dados das diversas estações serão correlacionados, através de software apropriado, com o objetivo de avaliar os potenciais eólicos em outros lugares.

Ainda, segundo os mesmos autores, tomando-se como referência os dados de Ajuruteua, no Pará, foram estimados os seguintes valores para a geração de energia elétrica: 220 KW de potência média, 1.927,4 MWh de energia anual e um fator de capacidade de 33,7%. A instalação foi estimada em 1.000,00 US\$/KW e um custo de geração de 45,00 US\$/MWh. A título de comparação, a energia elétrica produzida por grupos geradores diesel pela CERON, apresenta um preço médio de 77,00 US\$/MWh⁷, considerando-se as vantagens oferecidas pela conta de consumo de combustível - CCC.

Pelo exposto, verifica-se a possibilidade técnica de incorporação da energia eólica à matriz energética brasileira com custos de produção competitivo. Verifica-se também a possibilidade de sua utilização nos sistemas isolados e para atendimento a pequenas cargas, operando sozinha ou compondo um sistema híbrido como vem sendo proposto em alguns estudos feitos para a Região Norte. Entre estes estudos destaca-se o projeto de desenvolvimento de metodologias integradas para o mapeamento de energias alternativas no Estado do Pará - MEAPA, desenvolvido pela Universidade Federal do Pará em conjunto com o Instituto de Engenharia e Computadores - INESC, de Portugal (Monteiro et al., 1999).

Segundo Monteiro o projeto MEAPA foi desenvolvido tomando-se como local de estudo a Ilha de Marajó. O objetivo principal do projeto consistiu em desenvolver novas metodologias de análise baseadas em Sistema de Informação Geográfica - SIG. Os sistemas estudados foram: sistema fotovoltaico, sistema eólico, geradores a diesel, gasolina ou outros combustíveis e sistemas híbridos de vários tipos.

O autor, em conjunto com os demais, concluíram que, pequenos consumos, com valores inferiores a 500kWh/ano, deverão ser alimentados por sistemas fotovoltaicos. Sistemas híbridos, diesel/eólico, são viáveis para locais mais isolados. Para localidades com consumos maiores, como a cidade de Marajó, que demandaria sistema com potência instalada na ordem de 2 MW, é recomendada a utilização de biomassa, alternativa esta que será abordada no item 2.11.

⁷ Valor apresentado no escopo do processo 058/92 – CERON.

2.9 Pequenos Potenciais Hidrelétricos

A tecnologia de utilização do potencial hidráulico para a produção de energia elétrica é amplamente conhecida, sendo aplicada no Brasil desde 1883, quando da construção de uma Pequena Central Hidrelétrica - PCH, em Diamantina, Minas Gerais, cuja eletricidade era empregada para movimentar duas bombas de desmonte hidráulico, nas operações de garimpo de diamante (Paulon & Neto, 1999).

A partir deste primeiro empreendimento foram construídas no País grandes centrais hidrelétricas, ficando relegado a segundo plano o interesse pelas PCHs. A preocupação com os pequenos aproveitamentos, no sentido de torná-los cada vez mais acessíveis economicamente, iniciou-se em 1980, com a participação da ELETROBRAS no Curso Latino-Americano de Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas, em Mérida, na Venezuela. Dessa participação resultaram importantes recomendações, dentre as quais destacam-se a adoção de tecnologia de baixo custo e o uso de turbinas Michael-Banki, (ELETROBRAS, 1993)⁸. Ainda como consequência deste maior envolvimento da ELETROBRAS, destaca-se sua contribuição técnica na produção dos seguintes documentos:

- Diretrizes para estudo e projetos;
- Orientação sobre critérios gerais de projetos;
- Orientação sobre especificação técnica de serviços e equipamentos;
- Informações sobre fabricantes de equipamentos;
- Informações sobre normas técnicas;
- Elaboração dos seguintes manuais:
 - ◆ Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas (Potência até 10.000 KW);
 - ◆ Manual de Minicentrais Hidrelétricas (Potência de 100 a 1.000 KW);
 - ◆ Manual de Microcentrais Hidrelétricas (Potência até 100 KW);
 - ◆ Manual de avaliação econômica de projetos destinados ao suprimento de energia elétrica a pequenos sistemas isolados.
- Capacitação e desenvolvimento de pessoal;
- Incentivo à multiplicação de cursos e seminários.

⁸ ELETROBRAS. Plano 2015, 1993.

Depreende-se a partir da elaboração dos manuais, que os pequenos aproveitamentos hidráulicos são estratificados de acordo com a potência. Neste sentido, Leite (1997:358) informa que "para caracterizar as Pequenas Centrais Hidrelétricas, os organismos internacionais têm dado preferência ao limite máximo de 30 MW". No Brasil, o Ministério de Minas e Energia – MME, através da ELETROBRAS e o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, definiram, através da Portaria 109 de 24 - 11 - 82, os seguintes limites de potência, mostrados na Tabela 2.4 a seguir.

Tabela 2.4- Classificação de pequenos aproveitamentos hidrelétricos.

CLASSIFICAÇÃO	POT. INSTALADA (KW)	QUEDA DE PROJETO (m)		
		Baixa	Média	Alta
Microcentrais Hidrelétricas	Até 100	Menos de 15	15 a 50	Mais de 50
Minicentrais Hidrelétricas	100 a 1000	Menos de 20	20 a 100	Mais de 100
Pequenas Centrais Hidrelétricas	1000 a 10.000	Menos de 25	25 a 130	Mais de 130

Fonte: MME, 1982.

Nota: Pot. = Potência.

Na obra "Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento", o autor informa que as PCHs, de acordo com a Portaria 109, são definidas tomando-se por base as seguintes características:

- *“ Operação em regime de fio d’água⁹, ou de regularização diária;*
- *Previsão de barragens e vertedouros com altura máxima de 10 metros;*
- *Sistema adutor formado apenas por canais a céu aberto e/ou tubulações, não utilizando túneis;*
- *Suas estruturas hidráulicas de geração devem prever, no máximo, uma vazão turbinável de 20 m³/s.*
- *Dotação de unidades geradoras com potência individual de até 5 MW;*
- *Potência total instalada de até 10 MW.”* (Muller, 1995:43).

De acordo com Müller, a Resolução do Conselho Nacional de Meio Ambiente - CONAMA, isenta os pequenos aproveitamentos hidrelétricos, com potência até 10MW, da

⁹ As PCHs a fio d’água são adotadas quando a vazão mínima do rio for maior que a carga necessária para atender a demanda de geração elétrica.

apresentação de Estudos de Impacto Ambiental - EIA, e respectivo Relatório de Impacto Ambiental - RIMA.

As recentes mudanças implementadas no modelo institucional do setor elétrico brasileiro, também contemplam algumas modificações na legislação pertinente aos pequenos aproveitamentos hidrelétricos, visando tornar mais atrativo ao investidor privado. Conforme dados obtidos de Paulon & Neto (1999:4), as principais modificações são:

- *“Dispensa de concessão, permissão, ou autorização para empreendimentos de potência igual ou inferior a 1 MW;*
- *Dependem apenas de autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL¹⁰:*
 - *O aproveitamento do potencial hidráulico com valor superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, com área de reservatório igual ou inferior a 3,0 Km², destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de PCH - (Resolução ANEEL 394/98);*
 - *A comercialização eventual e temporária, pelo produtor, de seus excedentes de energia elétrica;*
- *Isenção de pagamento da taxa de utilização de recursos hídricos (6% sobre o valor da energia elétrica produzida);*
- *Possibilidade de comercializar, de imediato, a energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW;*
- *Possibilidade de formação de consórcio para exploração de novos aproveitamentos;*
- *As PCHs terão tarifas especiais, não inferiores a 50% das tarifas normais, a serem aplicadas aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, necessárias ao fornecimento da energia que irão gerar;*
- *A PCH que venha a ser implantada em sistema elétrico isolado, em substituição a geração termelétrica que utilize derivado de petróleo, terá direito de usufruir da sistemática de rateio da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), caso o empreendedor seja um produtor independente de energia elétrica.”*

Em todo Território Nacional, existem 757 MW de potência instalada em PCHs, com potência até 30 MW (GCPS, 1999). Excluindo-se o potencial remanescente, o levantamento

¹⁰ A ANEEL é uma autarquia instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Tem por finalidade, regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

feito de usinas com potência até 30 MW, indica um valor em torno de 9,5 GW. A participação da Região Norte neste total está mostrada a seguir.

Tabela 2.5- Potenciais hidráulicos até 30 MW, com possibilidade de aproveitamento.

Estado	Pot. Nominal (MW)	Quantidade
Acre	8,00	1
Amazonas	8,25	3
Amapá	37,00	3
Pará	40,90	4
Rondônia	114,85	18
Roraima	37,00	2
Tocantins	150,00	13
Total	396,00	44

Fonte: Paulon & Neto, 1999.

Verifica-se, através da Tabela 2.5, que o potencial possível de aproveitamento, através da construção de PCHs na Região Norte, corresponde a aproximadamente 4% do total nacional, um claro indicativo de que os pequenos potenciais na Região ainda são pouco conhecidos.

No caso específico do Estado de Rondônia, os dados apresentados na Tabela 2.5, são inferiores àqueles contidos no documento: "Alternativas Energéticas para o Estado de Rondônia" (ELETROBRAS & ELETRONORTE, 1994).

De qualquer forma, é relevante o fato de que, o potencial possível de aproveitamento em PCHs em Rondônia, corresponde a 26% do total instalado no Estado¹¹.

Várias PCHs já foram construídas em Rondônia para atendimento a pequenas cargas, como é o caso da PCH Ruttmann, ou operam em conjunto, juntamente com usinas dieselétricas, para atendimento de blocos de cargas mais expressivos. Esses empreendimentos são na sua maioria de autoprodutores ou produtores independentes. A única exceção é a PCH Rio Vermelho, das Centrais Elétricas de Rondônia - CERON.

Na Tabela 2.6, a seguir, é apresentada a relação de PCHs já em operação no Estado.

¹¹ A potência total instalado no Estado de Rondônia, está mostrada na Tabela 2.3.

Tabela 2.6 - PCHs em operação no Estado de Rondônia.

PCH	LOCALIZAÇÃO MUNICÍPIO	POTÊNCIA (KW)	
		Nominal	Disponível
Castaman I, II, III.	Colorado D'oeste	4.330	3.400
Cassol	Alta Floresta	3.200	3.200
Cabixi	Vilhena	2.400	2.400
Ruttmann	Cabixi	630	580
Cachoeira	Vilhena	10.000	9.100
Alta Floresta (*)	Alta Floresta	0	0
Rio Vermelho (*)	Vilhena	2.600	2.340

Fontes: CERON, 1997.

(*) - CERON, 1999b.

Quanto ao custo por KW, para a construção de PCH em Rondônia, o SEBRAE/RO apresenta o valor de 1.500.000,00 US\$/MW, para aproveitamentos na ordem de 2 MW, com possibilidade de retorno do investimento em 7 anos (SEBRAE/RO, 1995).

Enfim, os pequenos aproveitamentos hidráulicos, no que tange a construção de microcentrais hidrelétricas, minicentrais hidrelétricas e pequenas centrais hidrelétricas, contam com tecnologia suficientemente conhecida, sendo, portanto uma das principais alternativas para atendimento a pequenas cargas e/ou cargas relevantes, dado a extensão da potência para 30 MW para as PCHs.

2.10 Aproveitamento da Energia Cinética dos Rios

Uma das alternativas com forte vocação ao atendimento a pequenas cargas, representadas especialmente por pequenas comunidades isoladas, são a utilização da energia cinética dos rios.

Estudos visando o desenvolvimento de tecnologia para aproveitamento deste recurso vem sendo feito no âmbito de um projeto mais abrangente, denominado de "Projeto de Implantação de Sistemas de Geração Alternativa na Região Norte". Conforme Nascimento et al. (1999), este projeto foi instituído no CEPEL com o apoio da ELETROBRAS, ELETRONORTE e concessionárias locais, tendo como objetivo demonstrar a viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental das fontes alternativas para a geração de energia elétrica, com aproveitamentos locais, em substituição ao óleo diesel. As alternativas em

estudo são para aproveitamentos de sistemas eólicos, sistemas hidrocínéticos e utilização de biomassa.

A geração de energia hidrocínética é um subprojeto do projeto mencionado no parágrafo anterior, cujos objetivos, segundo CEPEL/ELETRONORTE (1996:3), são:

- *“O levantamento de informações referentes aos principais sistemas e tecnologias de geração hidrocínética utilizadas no mundo;*
- *O levantamento de locais promissores para a instalação de sistemas de geração e energia hidrocínética na Região Amazônica;*
- *A instalação de plantas de demonstração de sistemas de geração de energia elétrica em pequenas comunidades isoladas da Região Amazônica;*
- *O desenvolvimento da tecnologia de geração de energia hidrocínética no Brasil, com o envolvimento de universidades e fabricantes;*
- *A ampla divulgação das informações coletadas e dos resultados obtidos”.*

Informa Nascimento et al que no Brasil só existem sistemas hidrocínéticos comerciais para bombeamento de água em áreas rurais. Quanto ao envolvimento das universidades brasileiras, a UFRJ/COPPE, em conjunto com o CEPEL, vem desenvolvendo o projeto de um gerador com turbina axial submersa, utilizando concentradores para aumento da velocidade local, na entrada da turbina. Ainda segundo os autores citados, também a Universidade de Brasília - UnB, vem trabalhando em projeto de pesquisa desta natureza, tendo desenvolvido um protótipo de turbina hidrocínética, com potência de 1 KW à velocidade de 2 m/s. Essa turbina encontra-se em operação desde 1995 e seu protótipo está mostrado na Figura 2.7.

De acordo com os dados contidos no trabalho de Nascimento et al, a seguir serão apresentadas também as Figuras referentes às turbinas TYSON, fabricada pela firma australiana Horwood Bagshaw, e a Roda D'água, fabricada pela Rutten, uma empresa belga. A turbina TYSON gera 3,2 KW em correntezas de 3,2 m/s, e a Roda D'água Rutten gera 13,5 kW em rios com correnteza de 3,2 m/s.



Figura 2.7- Turbina hidrocínética - Protótipo desenvolvido pela UnB.
Fonte: Nascimento et al., 1999



Figura 2.8- Turbina hidrocínética TYSON
Fonte: Nascimento, et al., 1999.



Figura 2.9- Roda D'água Rutten

Fonte: Nascimento, et al. 1999

Os custos de implantação para a turbina TYSON e Roda D'água Rutten, estão em torno de 300,00 US\$/MWh e 200,00 US\$/MWh, respectivamente, para as velocidades de 2,5 m/s. (Nascimento et al., 1999).

Enfim, por ser uma alternativa em processo de desenvolvimento tecnológico, os preços de implantação não são competitivos, podendo ser interessante apenas em locais onde os custos de transporte de óleo diesel para a geração de eletricidade conduzir a valores superiores aos apresentados acima.

2.11 Biomassa

A biomassa utilizada para fins energéticos é parte de um conjunto de recursos denominado de Recursos Dendroenergéticos, entendido de forma mais ampla como sendo os produtos diretos e indiretos da floresta, produzidos para fins energéticos ou não, situação em que são recuperados desde a madeira destinada para outros usos, como a produção de polpa ou para embalagens. Tais recursos são casos particulares de recursos bioenergéticos, que

incluem todos os casos de biocombustíveis, entre os quais a lenha é seguramente um dos mais importantes (Nogueira & Lora, 1997).

A lenha se insere na história social da humanidade como um dos primeiros recursos usados para fins energéticos, dado ao seu uso para obtenção de calor; entretanto sua participação como vetor energético é, na atualidade, mais expressivo nos países em desenvolvimento.

Segundo a Food And Agriculture Organization - FAO¹², os países em desenvolvimento consomem cerca de 77% do total mundial de energia proveniente da biomassa. Conforme análise de Larson, et al¹³, citado por Nogueira e Lora (1997:6), "se estima que atualmente cerca de 15% da energia primária consumida no mundo é obtida a partir da biomassa, sendo que nos países em desenvolvimento este índice alcança mais de 38%". Na Figura 2.10, a seguir, é apresentado a distribuição percentual do consumo de energia de origem florestal, em diferentes regiões do Mundo no ano de 1995.

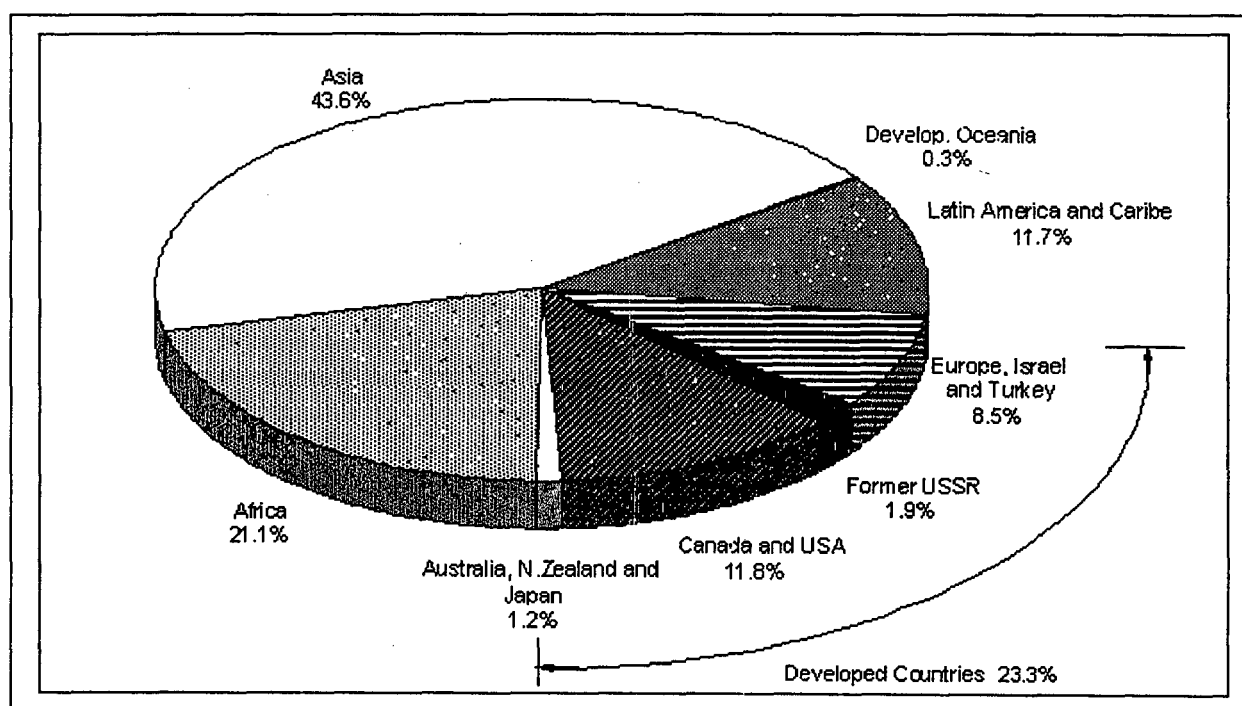


Figura 2.10- Consumo de energia de origem florestal, por regiões.

Fonte: FAO

¹² FAO. *Importance of Forest Energy*. Informação obtida através de consulta na internet.

¹³ LARSON, E. D. et al. Biomass-fired, steam injected gas-turbine cogeneration for the cane sugar industry. *International Sugar Journal*, v.92, n.1095, p.49-54, 1990.

A relevância da biomassa para a América Latina está apresentada a seguir.

Tabela 2.7- Demanda de biomassa na América Latina em 1994.

País ou Região	Demanda de Biomassa (10 ³ x Toe)	Participação na oferta (%)	
		Lenha	Cana-de-açúcar.
<i>México</i>	9.744,3	74,4	25,6
Costa Rica	254,9	100	0
El Salvador	2.065,6	88,5	11,5
Guatemala	2.943,9	90,7	9,3
Honduras	1.513,8	90,4	9,6
Nicarágua	1.135,5	88,9	11,1
<i>América Central</i>	8.405,8	89,6	10,4
Barbados	38,2	0	100
Cuba	5.667,2	5,2	94,8
Granada	5,0	94,4	5,6
Guiana	399,5	55,2	44,8
Haití	2.110,1	96,7	3,3
Rep. Dominicana	1.295,4	87,4	12,6
Suriname	35,3	100	0
Trinidad e Tobago	0	0	0
<i>Caribe</i>	10.131,6	40	60
Bolívia	647,4	72,9	27,1
Colômbia	6.032,9	74,3	25,7
Equador	1.197	78,9	21,1
Perú	4.022,4	92,2	7,8
Venezuela	0	0	0
<i>Zona Andina</i>	11.900,4	80,8	19,2
<i>Brasil</i>	45.487,2	53,0	47,0
Argentina	1.308,7	57,8	42,2
Chile	4.058,5	100	0
Paraguai	1681,3	97,7	2,3
Uruguai	549,7	90,9	9,1
<i>Cone Sul</i>	7.598,2	91,6	8,4
<i>América Latina e Caribe</i>	93.267,5	63,8	36,2

Fonte: OLADE¹⁴, 1996, apud (Nogueira & Lora, 1997).

¹⁴ OLADE: Organização latinoamericana de energia.

Conforme o gráfico apresentado na Figura 10, a América Latina e Caribe participam com 11,7% no consumo mundial de energia de origem florestal. Já na Tabela 2.7, observa-se o significado da biomassa para a América Latina, onde a lenha tem uma participação percentual de 63,8% contra 36,2% da cana. Enfim, as possibilidades de que a matriz energética na América Latina venha a se manter a partir da biomassa florestal num cenário de utilização planejada, encontra forte respaldo mesmo considerando a competição do uso de terras para fins agrícolas e pecuários, tendo em vista que "os países latinoamericanos possuem, em relação aos demais continentes, cerca de 23% de terras cultiváveis, 31% de pluviosidade estável, 46% de densas florestas e apenas 8% da população". (Nogueira & Lora, 1997:6).

No século XX enquanto os países de vanguarda na industrialização foram abandonando a exploração de suas florestas como fontes primárias de energia, o Brasil intensificava o processo de ocupação de seu território desmatando áreas para utilização agrícola e pecuária, assegurando dessa forma, o suprimento abundante de lenha como recurso energético dominante. Neste século, especialmente a partir da década de 80, tem havido paulatina reversão deste quadro, conforme os dados da Tabela 2.8, apresentada a seguir

Tabela 2.8- Evolução da oferta interna de energia primária no Brasil. (%)

FONTES DE ENERGIA	1940	1950	1960	1970	1980	1990	1994
Petróleo e Gás Natural	6,1	12,3	23,7	33,3	39,8	32,5	33,7
Carvão Mineral	6,2	4,6	2,7	3,6	4,2	5,0	5,3
Total Combustíveis Fósseis.	12,3	16,9	26,4	36,9	44,0	37,5	39,0
Hidroeletricidade	4,9	5,3	10,2	15,8	26,8	36,1	37,8
Lenha	80,5	75,3	59,4	42,6	22,0	15	11,4
Produtos da cana-de-açúcar	2,3	2,5	4,0	4,7	6,5	9,9	10,3
Outras fontes primárias	-	-	-	-	0,7	1,4	1,5
Total (em 1000 tep)¹⁵	24.275	34.092	52.238	74.574	139.223	187.261	210.931

Fonte: MME, 1995.

Os dados da tabela acima mostram a expressiva participação das fontes renováveis de energia primária na matriz energética brasileira. Verifica-se também sensível redução na oferta de lenha, com 80,5% em 1940 contra 11,4% em 1994. Esta redução, segundo avaliação

¹⁵ tep: tonelada equivalente de petróleo.

do MCT¹⁶, está associada ao contínuo decréscimo nas áreas de florestas nativas e à sua substituição por outras fontes energéticas tais como o GLP no setor residencial das áreas rurais, o óleo combustível e gás natural na indústria. Ainda segundo a mesma fonte, a redução no consumo de lenha também está associada à gradativa substituição do carvão vegetal pelo coque de carvão mineral na siderurgia .

Na Região Norte, em pequenas cidades, comunidades isoladas e zona rural, a biomassa, sob a forma de lenha, é um dos principais recursos energéticos para a cocção de alimentos. Apesar de haver a utilização da madeira como combustível para a produção de energia elétrica em planta de considerável capacidade, como a de Jari, com potência de 55 MW, cuja concepção inicial era de utilização da floresta nativa, em consequência do desmatamento associado ao próprio projeto, a alternativa de utilização deste recurso (floresta nativa), não é considerado em nenhum planejamento oficial no Brasil, dado ao seu inestimável valor ecológico (ELETROBRAS, 1993)¹⁷.

Em Rondônia e no Acre, já foram feitos empreendimentos para a geração de energia elétrica em escala comercial, utilizando-se a lenha como combustível. Trata-se das Usinas Térmicas a Lenha - UTL, instalada em Ariquemes (RO)¹⁸ e Brasília (AC). A baixa qualidade da energia fornecida por essas UTLs, deixou sua marca de rejeição por parte da população em relação a essa alternativa energética.

Mais especificamente para atendimento a pequenas cargas, no processo de colonização de Rondônia, a partir da década de 70, foram utilizadas pequenas UTLs para abastecer os Núcleos Urbanos de Apoio Rural - NUARs, que eram pequenos aglomerados urbanos dotados de infra-estrutura mínima de apoio aos colonos envolvidos naquele determinado projeto de colonização. Essas usinas foram instaladas em algumas localidades como Teixerópolis e Rondominas. A CERON ao assumir a geração nessas localidades substituiu as caldeiras a lenha (locomóveis) por grupos geradores a diesel.

¹⁶ MCT: Ministério da Ciência e Tecnologia. Informação obtida através de consulta na Internet.

¹⁷ ELETROBRAS. *Plano 2015*. Projeto 7: A questão ambiental e o setor elétrico.

¹⁸ Trata-se da UTL da SATHL, que entrou em operação comercial em 1985 e foi desativada em 1994, quando da entrada em operação da Linha de Transmissão, em 230KV, abastecendo a cidade de Ariquemes com energia elétrica advinda Hidrelétrica de Samuel.

Para se ter uma idéia da ordem de grandeza do custo da geração térmica, através da utilização da lenha como combustível, no trabalho: "Energia para o desenvolvimento da Amazônia", o autor destaca que "*o preço da lenha, para fins energéticos, constitui favorável à sua utilização, capaz de competir, por exemplo, com a geração de eletricidade a partir do óleo diesel*". (Poole, 1990:102). Na avaliação do autor, a produção de energia elétrica por turbinas a vapor pode chegar até a 74,20 US\$/MWh, contra 118,00 US\$/MWh, apresentado pela CERON em relação ao custo de produção verificado em Ariquemes.

Entretanto, há de se considerar, como dificuldade a ser superada, a baixa eficiência das tecnologias de combustão. Em consequência, não há consenso quanto à viabilidade do uso da lenha combustível em substituição a geração através de combustíveis fósseis. Na avaliação de Nogueira e Lora (1997), apesar de muito difundida e desenvolvida, a tecnologia de combustão não assegura uma ampla utilização da biomassa como combustível para a geração de eletricidade, em função de alguns problemas ainda a serem superados, entre os quais o fato de que o ciclo a vapor, para parâmetros de operação comuns em caldeiras para biomassa, apresenta uma eficiência de 20 a 25% e um custo do KWh produzido de 8 a 10 centavos, muito maior que o custo da geração termoelétrica que funciona com combustíveis fósseis, que está em torno de 3 a 4 centavos por KWh produzido.

Além da lenha como combustível outra alternativa para a produção de energia elétrica através da biomassa é fazendo uso de óleos vegetais, *in natura*, que podem ser produzidos na própria região ou comunidade.

A tecnologia para uso de óleo vegetal *in natura* em motores diesel adaptados não está bem desenvolvida, entretanto já há motores especiais apropriados para utilização deste tipo de combustível, como é o caso do motor ELSBETT, que funciona com diferentes tipos de óleos vegetais. Nascimento, et al. (1999), apresentam algumas considerações sobre o uso de óleo vegetal para a geração de eletricidade. Tomando-se como referência o óleo de dendê, com o preço internacional da faixa de 0,4 a 0,5 US\$/litro, incluindo operação e manutenção, os autores chegam a um custo entre US\$ 145/MWh e US\$ 178/MWh, para um sistema de 100 KW de potência instalada. Este valor, apesar de elevado, pode ser competitivo para algumas localidades em que o transporte de óleo diesel é excessivamente oneroso. Além disso, há de se considerar que, na possibilidade de produção local do óleo vegetal, os preços

finais podem ser substancialmente reduzidos, sem considerar o aspecto relevante da geração de renda local.

Outra possibilidade de uso de biomassa para a geração de eletricidade é através da utilização do bagaço da cana, ou das pontas de suas folhas. Na lógica de atendimento a pequenas cargas esta alternativa não está sendo considerada neste estudo, a partir da dedução de que essa alternativa, por estar associada a um empreendimento de relevância, para a produção de álcool e/ou açúcar, já demandaria atendimento, às localidades próximas, de energia advinda das linhas de distribuição das concessionárias regionais.

2.12 Pequenas Cargas Associadas a Linhas de Transmissão

O atendimento a pequenas cargas também pode ser feito ao longo de troncos de linhas de transmissão em corrente contínua, através de instalações especiais, conhecidas na literatura atual como pequenos taps (Souza, 1991).

Outras alternativas não convencionais estão relacionadas às linhas de transmissão em corrente alternada, conforme relação apresentada por Rose (1997:2):

- *“Divisor de potencial capacitivo (DPC), conectado metalicamente ao cabo fase;*
- *Cabo pára-raios isolado, aproveitando o acoplamento capacitivo entre este cabo e o cabo fase (ACC);*
- *Cabo auxiliar isolado, lançado na mesma estrutura do circuito principal, otimizando o acoplamento capacitivo (ACC modificado);*
- *Cabo pára-raios isolado e energizado (PRE).”*

A tecnologia DPC é normalmente empregada em linhas de alta tensão (69 kV, 88 kV ou 138 kV) podendo, a depender do tamanho da carga, ser empregada também em linhas de 230 kV. A extração da tensão para utilização nas localidades próximas às linhas, é feita através da conexão de unidades capacitivas ao cabo fase, estabelecendo um divisor capacitivo de potencial.

A alternativa ACC é apropriada para sistemas compostos por linhas de Extra e Ultra Alta Tensão¹⁹. Em termos de valores padronizados no Brasil, esta alternativa pode ser aplicada em sistemas compostos por linhas de 230kV, 345 kV, 440 kV, 500kV ou 750 kV. A tecnologia consiste no aproveitamento da indução elétrica nos condutores fase e os cabos pára-raios da linha de transmissão, sendo a potência extraível dependente da disposição geométrica dos cabos fase da linha, do nível de tensão, do nível de isolamento necessário ao cabo pára-raio e no caso de se estar utilizando um novo cabo isolado, vai depender de seu comprimento e por último, das necessidades de regulação da carga. É possível o atendimento a cargas de até algumas centenas de kVA.

A tecnologia ACC modificada se baseia no mesmo princípio da indução elétrica, através da utilização de um circuito auxiliar cujos cabos ficam próximos aos condutores fase da linha principal. Essa alternativa permite a extração de potência considerável, em função da distância otimizada entre os cabos da linha e do circuito auxiliar.

A tecnologia PRE que utiliza os cabos pára-raios isolados e energizados das linhas de transmissão, é a solução mais indicada para alimentar pequena carga, não havendo restrições quanto ao tipo de carga, sendo possível atendimentos na ordem de alguns MVA. Seu detalhamento técnico será abordado no Capítulo seguinte.

Especificamente com relação às alternativas não convencionais associadas a linhas de transmissão em corrente alternada, Rose (1997) afirma que essas tecnologias não têm tido grande penetração, sendo conhecidas algumas aplicações no Canadá, Itália, Venezuela, Gana e mais recentemente, no Brasil, especificamente em Rondônia, onde foi utilizado o PRE no esquema trifásico para atender as localidades de Jaru e Itapuã D'Oeste.

¹⁹ Extra Alta Tensão, EAT: São os sistemas em correntes alternadas em tensões de 230 kV, até 800 kV; Ultra Alta Tensão, UAT: São sistemas em corrente alternada em tensões de 1.000 kV e acima. O sistema elétrico brasileiro não possui instalações com tensões na faixa de UAT.

CAPÍTULO 3

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO PRE

3.1 Introdução

Pretende-se neste Capítulo abordar as características técnicas da tecnologia de cabos pára-raios energizados tomando-se como referência o projeto PRE de Rondônia.

Segundo D'Ajuz (1993:2), a utilização dos cabos pára-raios pode ser feita de várias formas, empregando-se os seguintes esquemas:

- a- *“Monofásico com retorno pela terra;*
- b- *Monofásico com retorno metálico;*
- c- *Esquema V;*
- d- *Esquema Trifásico”*

Ainda segundo D'Ajuz, et al. (1995), os esquemas de pára-raios energizados foram desenvolvidos a partir da combinação de duas tecnologias diferentes, aplicadas independentemente no passado, quais sejam:

- A utilização de cabos pára-raios isolados em Linhas de Transmissão - LT, em EAT e UAT, para a redução de perdas Joule causadas pelas correntes induzidas nos cabos pára-raios, e/ou para a transmissão de ondas portadoras para a comunicação via carrier;
- Aplicação de sistemas monofilares com retorno pela terra - MRT, para atendimento a cargas remotas em média tensão.

As duas tecnologias citadas são amplamente utilizadas nos projetos de sistemas elétricos, destacando-se a Rússia e a Turquia como os países que mais utilizam a primeira tecnologia. A segunda tecnologia está difundida em vários países, sendo amplamente utilizada em sistemas de eletrificação rural do Brasil.

Entre os quatro esquemas possíveis de utilização dos cabos pára-raios, está implantado em Rondônia o sistema trifásico, cujas características técnicas são abordadas a seguir.

3.2 Sistema PRE de Rondônia

O sistema PRE de Rondônia é o resultado de uma parceria entre ELETRONORTE e a Centrais Elétricas de Rondônia - CERON. Esta alternativa foi adotada, em princípio, para atender as localidades de Jamari (atual Itapuã D'oeste), Rio Crespo, Alto Paraíso, Cacaupândia, Jaru e Santa Cruz da Serra. Esses locais eram atendidos através de grupos geradores diesel e foram escolhidos por estarem localizados nas proximidades da rota da LT 230 kV, ligando a UHE Samuel/Ariquemes/Ji-Paraná (ELETRONORTE, 1995).

O abastecimento às localidades mencionadas, através de energia elétrica advinda da Usina Hidrelétrica - UHE de Samuel, teve como objetivo principal a substituição da geração a diesel e o fornecimento de energia de forma mais confiável. Na Tabela 3.1 são mostradas as localidades incluídas no projeto PRE e alguns dados relevantes a elas associados como potência instalada, demanda máxima e consumo de óleo diesel verificado no ano de 1994.

Tabela 3.1- Dados das localidades incluídas no projeto PRE

Localidade	Potência Instalada (MW)	Demanda Máxima (MW)	Energia Requerida (MWh)	Consumo Óleo Diesel (litros)
Jamari (Itapuã D'oeste)	0,528	0,376	1.380	396.061
Rio Crespo	0,264	0,108	316	124.049
Alto Paraíso	0,640	0,230	933	357.961
Cacaupândia	0,320	0,260	656	219.783
Jaru	12,850	5,680	22.857	7.131.391
Santa Cruz da Serra	0,232	0,058	66	40.194
Total	14,834	6,712	26.208	8.269.439

Fonte: CERON, 1994.

Os estudos, levantamentos e projeto para implantação do PRE em Rondônia foram realizados pela ELETRONORTE, CERON, Marte Engenharia e Asea Brown Boveri - ABB,

tendo sido concluído em 1995. A Figura 3.1, mostra a área de abrangência do PRE em relação ao Estado de Rondônia.

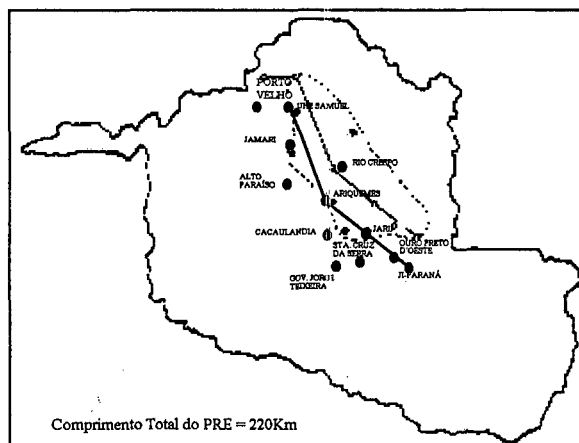


Figura 3.1- Área de abrangência do PRE Rondônia
Fonte: Cruz et al., 1996.

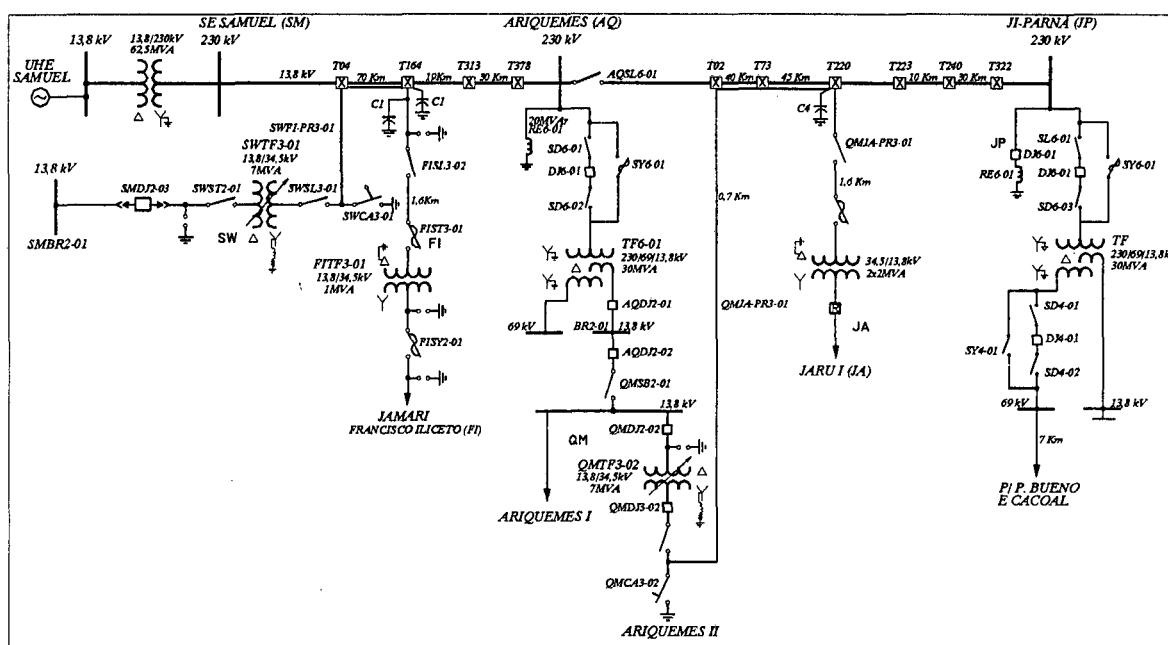


Figura 3.2- Diagrama unifilar do PRE no trecho UHE Samuel/Ouro Preto D'Oeste
Fonte: Rose, 1997¹

Da mesma forma, a Figura 3.2, a seguir, mostra o diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico associado à UHE Samuel, mostrando a LT 230 kV e a extensão do PRE com as respectivas linhas laterais² para atender as localidades.

¹ Este diagrama unifilar foi atualizado pelo autor em conjunto com o Engenheiro Edgard Temporim Filho, Gerente da Usina hidrelétrica de Samuel;

² Linhas laterais são as derivações feitas a partir dos cabos pára-raios da LT 230 kV, conforme mostrado na Figura 3.7.

3.3 A Tecnologia PRE no Esquema Trifásico

A tecnologia PRE no esquema trifásico consiste na energização dos dois cabos pára-raios isolados, que protege a LT contra descargas atmosféricas, de forma que estes cabos compõem as duas fases de um sistema trifásico, onde o solo é tomado como a terceira fase.

Este é um sistema naturalmente desbalanceado, ou seja, os parâmetros elétricos determinados pelos condutores e sua disposição geométrica, são diferentes dos parâmetros elétricos apresentados pelo solo.

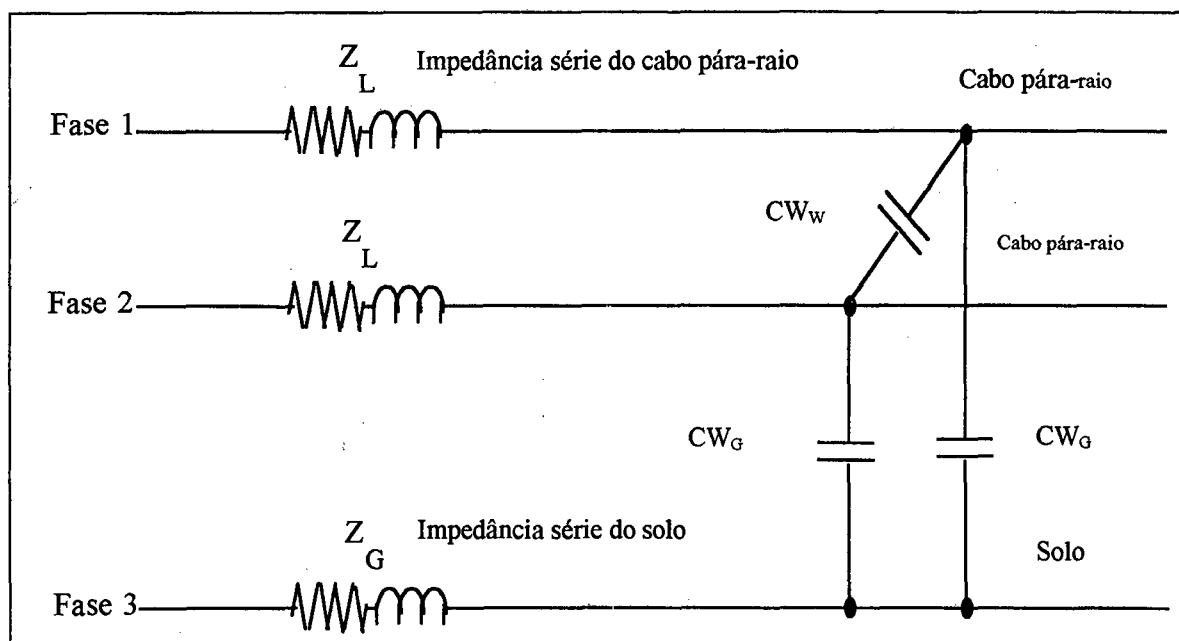
Iliceto, Gatta e Cinieri (1994) explicam que o desbalanceamento natural entre as fases do PRE, ou seja, entre a as impedâncias série³ dos cabos e do solo, bem como das capacitâncias entre os cabos e o solo, está associado aos seguintes fatores:

- A resistência elétrica de um condutor equivalente, representativo do solo, é muito menor que a resistência de um cabo normalmente utilizado como pára-raio;
- A reatância indutiva dos cabos pára-raios é ligeiramente maior que a do solo;
- A capacitância entre os cabos é muito menor do que a capacitância entre cada cabo pára-raio e a terra;

Uma representação simplificada desse sistema, com ênfase ao PRE Rondônia, é apresentado por D'Ajuz et al.(1999a), como mostrado na Figura 3.3. As diferenças existentes entre Z_L (impedância série associada aos cabos pára-raios) e Z_G , (impedância representativa do solo), bem como as diferenças entre C_{ww} (capacitância entre os cabos pára-raios) e C_{wG} , (capacitância entre os cabos pára-raios e solo), estão apresentadas numericamente nessa figura. Sabendo-se que $Z = R + jX_L$, verifica-se que a maior diferença entre as impedâncias dos cabos e o solo, esta na componente R, resistência elétrica. Também se verifica que a capacitância $C_{wG} = 5,363 \text{ nF/km}^4$, é expressivamente maior que C_{ww} .

³ Impedância série: É uma grandeza complexa, cuja parcela real é composta pela resistência e a parcela imaginária é composta pela reatância (neste caso, reatância indutiva) dos cabos. É normalmente representada pela expressão: $Z = R + jX_L$ [Ω/km], onde R é a resistência elétrica e X_L a reatância indutiva do cabo.

⁴ A capacitância, que caracteriza a propriedade que tem um sistema de condutores e de dielétricos a estes associados, de armazenar energia quando submetidos a um campo elétrico, tem como unidade de medida o Farad, cujo símbolo é a letra F. A unidade nF/km (nanofarad por quilômetro), corresponde a 10^{-9} Farad por quilômetro.



Onde: $Z_L = 0,3159 + j0,5542 \text{ } \Omega/\text{km}$.

$CW_W = 2,441 \text{ nF/km}$.

$Z_G = 0,05829 + j0,4251 \text{ } \Omega/\text{km}$.

$CW_G = 5,363 \text{ nF/km}$.

Figura 3.3- Circuito elétrico simplificado do PRE de Rondônia

Fonte: D'Ajuz, et al., 1999a.

Quando um sistema está desbalanceado, ou seja, com os parâmetros das fases apresentando valores desiguais, diz-se que o sistema é desequilibrado. Em um sistema desequilibrado há o aparecimento de componente de seqüência negativa⁵ nas tensões de carga e da fonte. Além do desbalanceamento das fases, advinda da diferença dos parâmetros dos cabos em relação ao solo, Rose (1997:17), acrescenta:

“Os acoplamentos eletrostáticos e eletromagnéticos entre os cabos pára-raios e os condutores da linha têm uma pequena influência no sentido de provocar desequilíbrio. O acoplamento eletromagnético pode ser ligeiramente superior, especialmente quando a configuração da linha é não simétrica (configuração horizontal por exemplo).”

A linha de transmissão com o cabo pára-raio energizado em Rondônia, utiliza estruturas metálicas, cujos cabos instalados horizontalmente, compõe uma configuração assimétrica, favorecendo o desequilíbrio entre as fases do PRE.

⁵ O estudo sobre os componentes de seqüência de um sistema polifásico foi desenvolvido por Fortescue, através do teorema intitulado “Método de componentes simétricas”. O teorema de Fortescue aplicado à redes trifásicas, indica que um sistema trifásico desbalanceado pode ser decomposto em três sistemas trifásicos balanceados, chamados de componentes simétricas de seqüência positiva, negativa e zero. Assim, todas as vezes que se mencionar os componentes de seqüência, está se referindo a um sistema desbalanceado.

3.4 Soluções Técnicas para o Balanceamento das Fases do PRE

Para que o sistema PRE seja balanceado, ou seja, se torne um sistema simétrico, a impedância série, bem como as capacitâncias, entre os cabos pára-raios e entre estes e o solo, devem ser iguais. Esse objetivo é alcançado através de uma compensação longitudinal e transversal dos parâmetros.

O desbalanceo relacionado às impedâncias série, é eliminado através de uma compensação longitudinal, composta por um resistor e reator, instalado no caminho para a terra. Já o desbalanceo relacionado às capacitâncias é solucionado através de uma compensação transversal, que consiste na instalação de capacitores de equalização entre os cabos pára-raios, de forma a igualar esta capacitância com aquela existente entre cada cabo e o solo (C_{WG}). Um análise técnica mais detalhada sobre a obtenção dos elementos a serem incluídos para a equalização tanto transversal como longitudinal, é feita por Rose (1997).

A forma de conexão dos diversos equipamentos de uma das instalações do PRE de Rondônia está mostrada na Figura 3.4, a seguir.

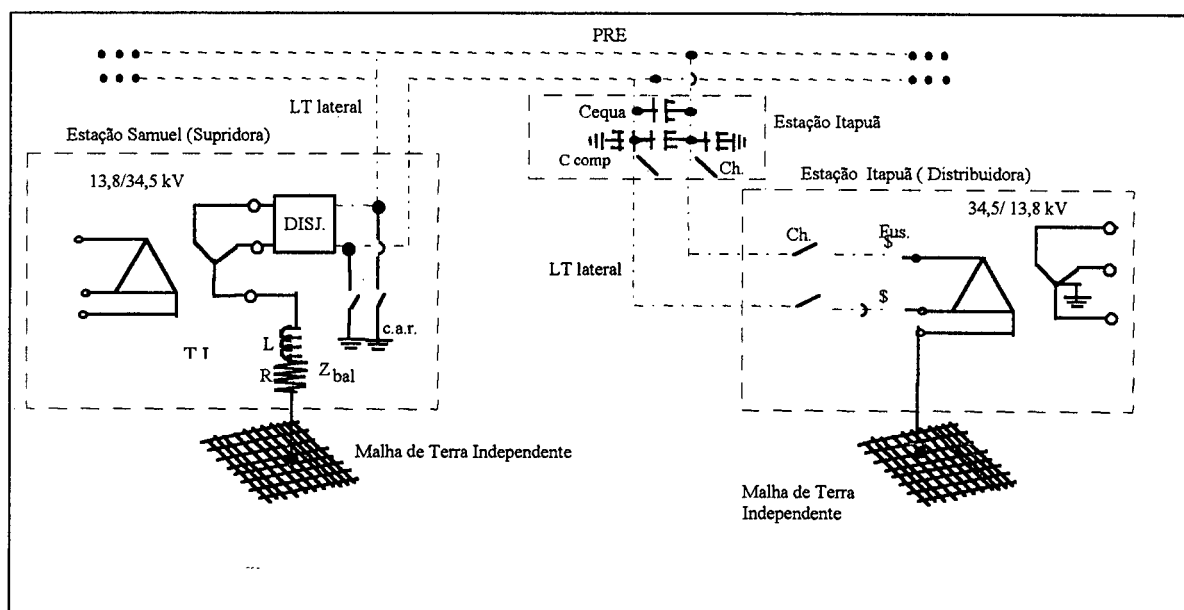


Figura 3.4- Esquema simplificado do PRE que atende a localidade de Itapuã D' oeste
 Fonte: D'Ajuz, et al., 1999b

Segundo D'Ajuz, et al. (1999b), este sistema foi inspirado no sistema PRE implantado em Gana, na África e desenvolvido pelo professor Francesco Iliceto através de um convênio da empresa de energia elétrica de Gana (Volta River Authority) e a Universidade de Roma. O PRE de Gana está em operação desde 1985.

Conforme mostrado na Figura 3.4, a energização do PRE é feita com tensão trifásica simétrica a partir de uma subestação supridora, utilizando um Transformador Isolador - TI, ligação delta/estrela, com enrolamentos de 13,8 kV na baixa tensão e 34,5 kV no lado de alta tensão. Duas fases do TI, no lado de 34,5 kV, são conectadas aos dois cabos pára-raios, sendo que a terceira fase é conectada à impedância de balanceamento longitudinal, e esta à malha de terra principal.

A Figura 3.5, mostra em destaque o reator e o resistor que compõem a impedância longitudinal do PRE.

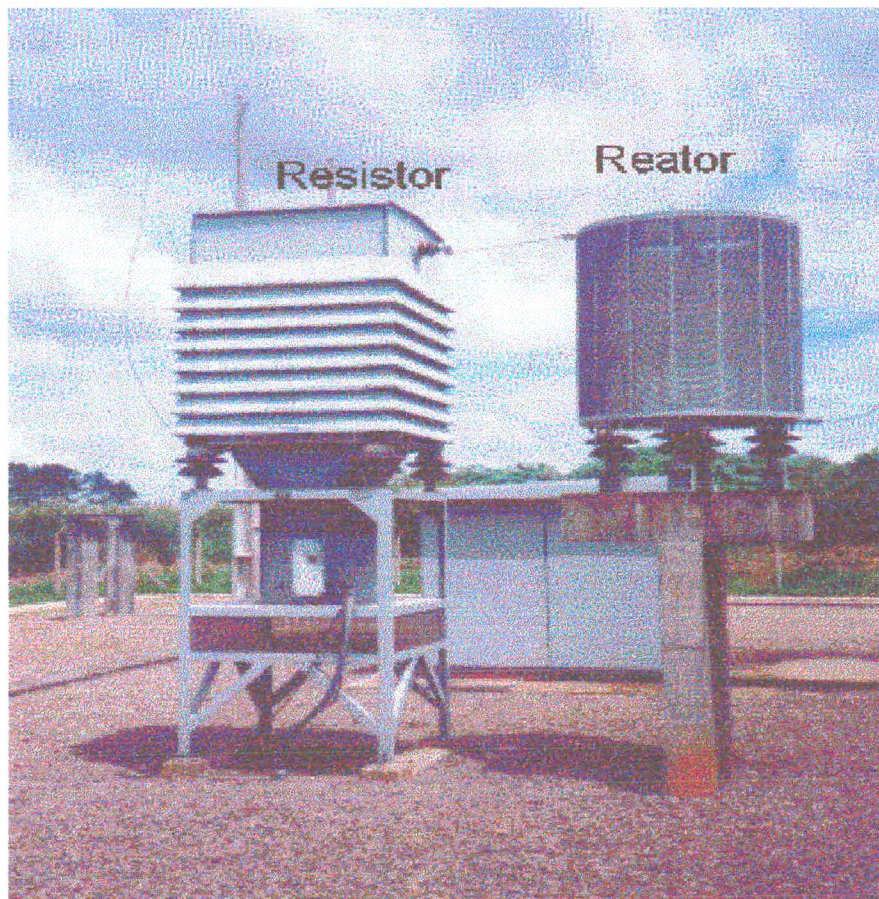


Figura 3.5 - Conjunto reator - resistor

A energização da terceira fase na Estação Distribuidora também é feita através de uma malha de terra apropriada, conforme mostrado na Figura 3.4. Nesta subestação é utilizado um transformador abaixador, 34,5kV/13,8 kV, ligação delta/estrela com neutro acessível⁶, que alimenta a rede de distribuição trifásica da localidade.

A inserção de um resistor-reator série no caminho de retorno pelo solo, pode ser feita tanto na subestação supridora (fonte), como na subestação distribuidora (carga) caso o PRE supra somente uma carga trifásica. No caso de alimentação ao longo da linha, segundo Rose (1997), deve-se fazer algumas considerações, ou seja, se a carga é conectada em dois pontos ao longo da linha, é possível a obtenção de uma compensação série exata, através da conexão resistor-reator de compensação no terminal emissor, para compensar o primeiro trecho da linha e outro conjunto resistor-reator no terminal remoto, para compensar a diferença na resistência e na reatância do retorno pela terra no segundo trecho da linha.

Outra consideração, feita por Rose, diz respeito ao suprimento a várias cargas ao longo da linha. Assim, se é feito o suprimento a várias cargas em diferentes pontos, ao longo da linha, a compensação pode ser feita se houver proporcionalidade entre as cargas para o mesmo fator de potência. Neste caso, faz-se necessário a inserção do conjunto resistor-reator na conexão para terra de cada transformador de distribuição, o que torna o processo de compensação complicado e impraticável. É preferível fazer uma compensação aproximada, porém aceitável, com a colocação de apenas um conjunto resistor-reator no terminal emissor.

Segundo D'Ajuz (1999a:3), os valores das impedâncias de balanceamento e das capacitâncias de equalização para o PRE de Rondônia, foram calculados a partir de estudos em regime permanente, sendo adotado os seguintes critérios:

- *“Variação máxima de tensão na carga de 5%;*
- *Desequilíbrio máximo de seqüência negativa de 2%;*
- *Fator de potência mínimo de 0,9;*
- *Desequilíbrio máximo das cargas entre as fases na distribuição de 10%;*
- *Prioridade da LT 230 kV em relação ao PRE.”*

Os resultados dos estudos estão mostrados nas Tabelas 3.2 e 3.3, mostradas a seguir.

⁶ O transformador abaixador também pode ter os enrolamentos na conexão estrela/ zig-zag aterrado.

Tabela 3.2- Impedâncias de balanceamento

Estação Supridora	Impedância de balanceamento (ohms)
Samuel	$Z = 18,0 + j9,0$
Ariquemes I	$Z = 18,6 + j0,0$
Ariquemes II	$Z = 21,4 + j8,3$
Ouro Preto D'oeste	$Z = 13,0 + j3,4$

Fonte: D'Ajuz et al. (1999a)

Tabela 3.3- Capacitâncias de equalização

Localização	Capacitância de equalização (KVar)
Jamari (Itapuã D'oeste)	100
Derivação na torre 313	100
Jaru I	150
Jaru II	150

Fonte: D'Ajuz et al. (1999a)

3.5 Aspectos Técnicos Relacionados à Isolação dos Cabos Pára-Raios

A energização impõe a necessidade de isolar os cabos pára-raios das torres. Assim, se na fase de projeto já for prevista a utilização da tecnologia PRE, as torres já devem ser preparadas para esta finalidade. No caso específico do PRE de Rondônia, as torres da LT em 230 kV, nos trechos Samuel/Ariquemes/Ji-Paraná, originalmente não contemplavam a utilização da tecnologia PRE. Devido a isso, elas tiveram que ser modificadas para atenderem aos requisitos técnicos relacionados ao isolamento, coordenação de isolamento para 34,5 kV fase-terra, distâncias mínimas para manutenção em linha viva, ângulo de blindagem, desempenho da LT para surtos atmosféricos, etc. A Figura 3.6 mostra uma torre típica contendo as adequações mencionadas.



Figura 3.6- Torre de 230 kV com cabos pára-raios isolados

Nas derivações, para atendimento às cargas ao longo da LT, as torres também são adequadas a esta situação, conforme mostra a Figura 3.7.



Figura 3.7- Torre contendo a derivação para a linha lateral do PRE

A cadeia de isoladores utilizada para isolar os cabos pára-raios da torre, também atende a outro requisito técnico de particular relevância para a tecnologia PRE. Conforme mostrado na Figura 3.8, a cadeia de isoladores é rígida, formada por quatro isoladores de disco e o dispositivo centelhador. Quando da ocorrência de descargas atmosféricas sobre os cabos pára-raios, a isolação proporcionada pelo ar entre os eletrodos é rompida, havendo a formação de um arco no processo de descarga do raio para a terra. Após a extinção do arco, o meio poderá permanecer ionizado, permitindo que exista uma corrente denominada de arco secundário. A tensão que gera essa corrente poderá ser a tensão induzida pelo circuito de alta tensão da LT, ou a própria tensão a que o PRE está energizado.

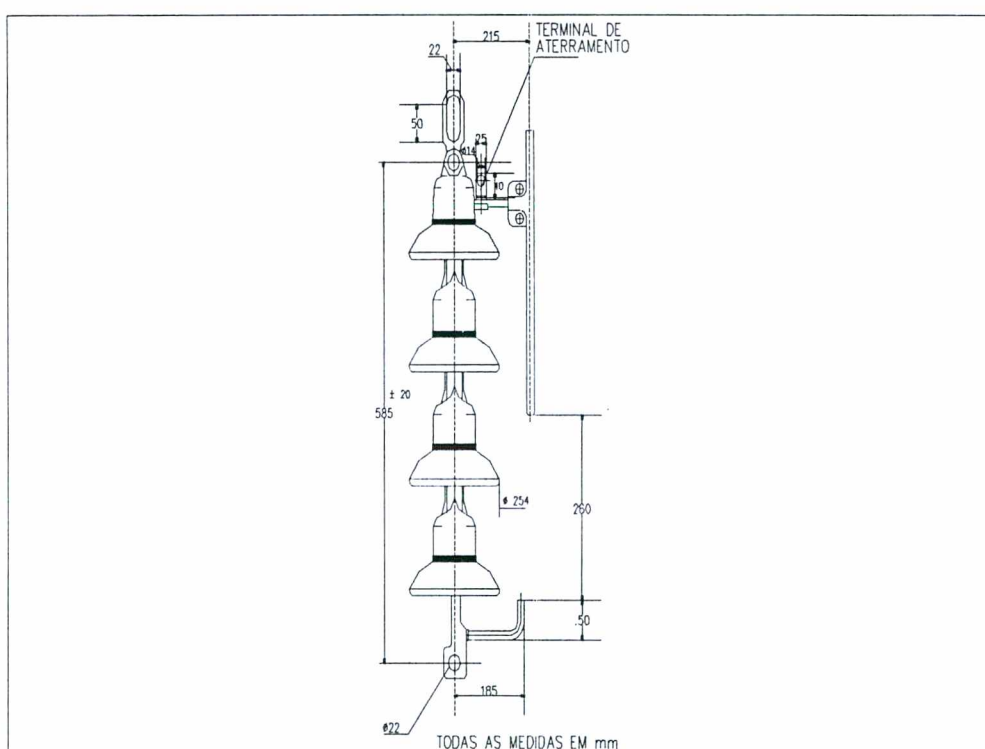


Figura 3.8- Cadeia de isoladores rígida com centelhador, utilizada no PRE Rondônia

Fonte: Rose (1997)⁷

No caso do PRE de Rondônia, foram realizados diversos ensaios em laboratório para testes do isolador que seria utilizado, inclusive o ensaio de extinção do arco secundário. Mas, apesar do rigor técnico adotado, as condições atmosféricas, como temperatura, umidade relativa do ar e também a magnitude da descarga atmosférica, etc., são variáveis que podem impor situações diferentes daquelas ensaiadas. Dessa feita, nas estações supridoras são

⁷ A cadeia de isoladores foi desenhada com mais detalhes a partir de observações feitas em campo.

previstos meios para que, uma vez ocorrendo o arco secundário, este venha a ser eliminado antes de danificar equipamentos ou comprometer a LT principal. Este aspecto da tecnologia será abordado no item 3.9, relacionado à filosofia de proteção do sistema PRE.

3.6 Capacitores de Compensação

De acordo com a Figura 3.4, verifica-se que além dos capacitores de equalização, também são instalados os capacitores de compensação, cujas funções para o sucesso da tecnologia, é de fundamental importância.

Uma das funções dos capacitores de compensação é fornecer suporte de reativo capacitivo à carga, elevando o fator de potência nas estações distribuidoras. Essa função é similar àquela exercida pelos capacitores instalados nos sistemas de distribuição e tem como resultado prático o aumento na capacidade de transmissão de potência ativa.

Os valores dos capacitores de compensação correspondem a aproximadamente 25% da potência ativa máxima das comunidades atendidas. O estudo feito para o PRE de Rondônia conduziu aos valores mostrados na Tabela 3.4, apresentada a seguir.

Tabela 3.4- Valores dos capacitores de compensação

Localização	Potência (kVAr)
Derivação - Torre 160*	3 X 300
Derivação - Torre 313	3 X 200
Derivação - Torre 220**	3 X 300
Derivação - Torre 223	3 X 300

Fonte: ELETRONORTE. EPL -RE - 4.002/95

* Atual torre 164

** Atual torre 221 - Jaru

Estes capacitores também têm a função de contribuir com a extinção da corrente de arco secundário, atuando na redução das tensões induzidas da LT principal sobre os cabos

pára-raios. Também têm a função de evitar o fenômeno de ferroressonância⁸ em condição de fase aberta.

No documento EPL-RE-4.002/95, produzido pelo Departamento de Planejamento Elétrico da ELETRONORTE, consta a recomendação de instalação dos capacitores de equalização e de compensação, no ramal da estação distribuidora, o mais próximo possível da derivação do PRE, sendo conectados diretamente aos cabos sem dispositivos de proteção série e seccionamento e que sejam especificados buscando-se uma minimização de falhas e defeitos. Dentro deste contexto, recomenda-se que sejam instalados pára-raios junto a estes capacitores.

A Figura 3.9 mostra a instalação dos capacitores de compensação, equalização e pára-raios, na derivação para atender Jamari (Itapuã D'Oeste).



Figura 3.9- Instalação de capacitores de compensação, equalização e pára-raios no Sistema PRE de Rondônia.

⁸ Ferroressonância são os efeitos peculiares introduzidos pela presença de saturação no circuito magnético da indutância (Vaisman&Frontim, 1987:48).

3.7 Capacidade de Transmissão da Tecnologia PRE

A capacidade de transmissão de potência de um sistema elétrico depende de uma série de fatores, sendo o nível de tensão o de maior relevância, ou seja, fixado os outros parâmetros, quanto maior a tensão elétrica da LT, maior a capacidade de transmissão de potência da fonte para a carga.

Para um sistema em média tensão, no caso 34,5 kV, a capacidade de transmissão de potência é pequena e o seu desempenho em relação a queda de tensão é bastante sensível à distância da fonte para a carga, isto é, quanto maior a distância, maior a queda de tensão para a transmissão de uma mesma potência.

No caso do PRE de Rondônia, energizado na tensão de 34,5 kV, seu desempenho está intimamente relacionado às particularidades da tecnologia. A tensão induzida nos cabos pára-raios pela LT 230 kV, tende a compensar a queda de tensão natural sobre os mesmos. A Figura 3.10 mostra as curvas relacionadas à capacidade de carregamento do PRE de Rondônia.

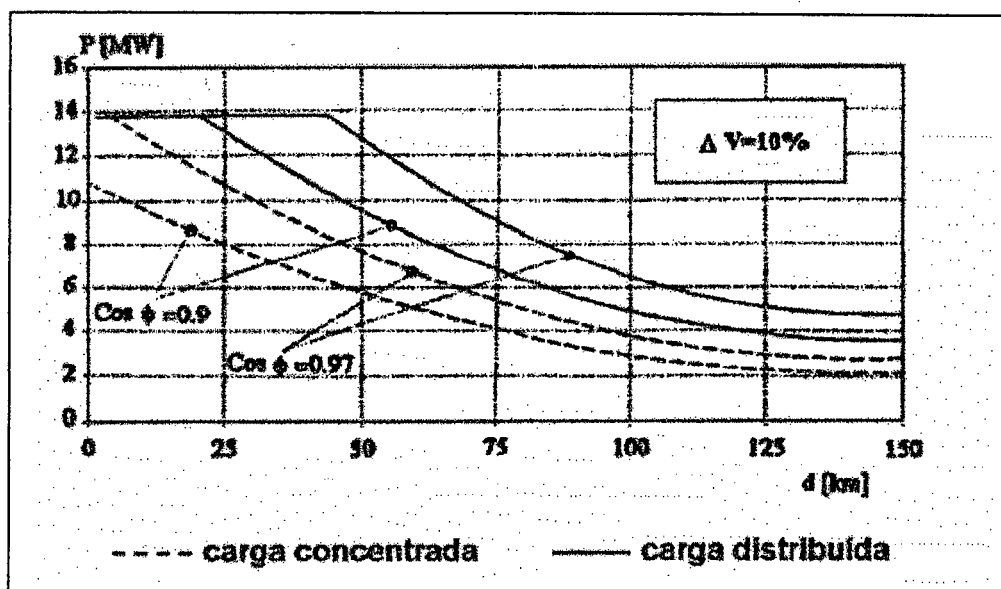


Figura 3.10- Capacidade de transmissão versus distância, utilizando-se o cabo de alumínio com alma de aço, código Hawk.

Fonte: D'Ajuz, et al., 1999a

Outro aspecto que influencia na maior capacidade de transmissão é a compensação reativa proporcionada pelos capacitores de compensação. Estes atuam no sentido de melhorar o fator de potência da carga. Observa-se na Figura 3.10, que a capacidade de transmissão também é bastante sensível ao fator de potência para ambas as condições de carregamento, concentrada ou distribuída.

3.8 Aspectos Técnicos Relacionados ao Sistema de Aterramento da Tecnologia PRE.

Em toda instalação elétrica, os sistemas de aterramento são de extrema relevância, pois além de cumprir com as funções relacionadas ao desempenho técnico da instalação, está associado à segurança humana, de animais e equipamentos. No caso específico da tecnologia PRE, a terceira fase é o solo, cuja interação com o sistema é estabelecida através de uma malha de terra, como mostrado na Figura 3.4.

Assim, o sistema de aterramento, relacionado a malha independente, é parte ativa do PRE no esquema trifásico. Este fato o diferencia das funções convencionais adotadas normalmente, impondo a necessidade de metodologia e recursos de projeto adequados. Essas questões serão abordadas a seguir, dentro de uma exposição mais ampla sobre sistemas de aterramento.

Sistema de aterramento, segundo Leon (1982:21): "É o conjunto de condutores, cabos, hastes e conectores interligados, circundados por um elemento que dissipa para a terra as correntes que sejam impostas a este sistema."

Ao se desenvolver o projeto de um sistema de aterramento Kindermann e Campagnolo(1991:14-15), recomendam que sejam seguidas no mínimo as seguintes etapas:

- *“Definir o local de aterramento;*
- *Providenciar várias medições no local;*
- *Fazer a estratificação do solo nas suas respectivas camadas;*
- *Definir o tipo de sistema de aterramento desejado;*

- *Calcular a resistividade aparente do solo para o respectivo sistema de aterramento;*
- *Dimensionar os sistema de aterramento levando em conta a sensibilidade dos relés e os limites de segurança pessoal, visando evitar a ocorrência de fibrilação ventricular do coração.”*

O roteiro norteador adotado em projeto, está intimamente relacionado à finalidade a ser cumprida pelo sistema de aterramento, bem como aos requisitos ou parâmetros a serem atendidos. Assim, de acordo com Leon (1982:22), um sistema de aterramento deve atender às seguintes finalidades básicas:

- *“Proporcionar uma baixa resistência de aterramento;*
- *Manter os valores de tensão dentro dos níveis de segurança pessoal;*
- *Proporcionar um caminho de escoamento para a terra da eletricidade estática gerada por equipamentos ou induzida;*
- *Permitir o rápido escoamento para a terra das descargas atmosféricas ou sobretensões advindas de manobras de equipamentos;*
- *Possibilitar aos equipamentos de proteção isolar rapidamente as faltas à terra;*
- *Diminuir valores de tensão fase-terra do sistema, fixando a tensão de isolamento a valores determinados;*
- *Atender aos requisitos de baixa resistência, alta capacidade de condução de corrente e proporcionar segurança ao pessoal.”*

Um dos principais dados necessários ao desenvolvimento de um projeto de aterramento é a resistividade do solo. A resistividade é definida como a resistência específica à passagem da corrente elétrica, oferecida por uma substância ou meio, tendo como unidade de medida o ohm por metro, (Ωm). O valor da resistividade em Ωm é numericamente igual a resistência de um cubo de 1 metro de aresta.

Vários fatores interagem com o solo influenciando e determinando a sua resistividade. Os principais fatores são:

- *“Tipo de solo;*
- *Mistura de diversos tipos de solo;*
- *Composição química dos sais dissolvidos na água retida;*
- *Concentração dos sais dissolvidos na água retida;*

- *Umidade;*
- *Temperatura;*
- *Tamanho e distribuição dos grãos do material;*
- *Compactação e pressão.”*

A combinação dos diversos fatores mencionada, resulta em solos com características diferentes e, conseqüentemente, com resistividades distintas. Dito de outra forma, o solo é um elemento totalmente heterogêneo, de modo que seu valor de resistividade varia de uma direção para outra, conforme o material de que é composta, segundo a profundidade de suas camadas, idade de sua formação geológica e dos demais fatores já mencionados.

Estudado de forma particularizada, cada tipo de solo apresenta a sua resistividade específica. Neste sentido, a Tabela 3.5 mostra os dados orientativos para diferentes tipos de solo.

Tabela 3.5- Resistividade de diferentes tipos de solo

Tipo de solo	Resistividade (Ωm)
Lama	5 a 100
Terra de jardim com 50% de umidade	140
Terra de jardim com 20% de umidade	480
Argila seca	1.500 a 5.000
Argila com 40% de umidade	80
Argila com 20% de umidade	330
Areia molhada	1.300
Areia seca	3.000 a 8.000
Calcário compacto	1.000 a 5.000
Granito	1.500 a 10.000

Fonte: (Kindermann & Campagnolo, 1991:3).

Um solo específico, como mostrado na Tabela 3.5, pode sofrer grande variação de resistividade a depender do teor de umidade e da variação da temperatura. A quantidade de água contida no solo provoca alterações no valor da resistividade, tornando-a dependente da

resistividade da água, que por sua vez é sensivelmente modificada pelo conteúdo de sais nela dissolvidos.

Assim, um acréscimo de umidade faz com que os sais, presentes no solo, se dissolvam, formando um meio eletrolítico favorável à passagem de corrente iônica. A Tabela 3.6 ilustra a variação da resistividade para um mesmo tipo de solo, variando-se o índice de umidade.

Tabela 3.6- Variação da resistividade em função da umidade

Índice de umidade (% por peso)	Resistividade (Ωm) Solo arenoso
0,0	10.000.000
2,5	1.500
5,0	430
10	185
15,0	105
20,0	63
30,0	42

Fonte: (Kindermann & Campagnolo, 1991:4)

Um dos requisitos desejáveis, que é o valor da resistência de aterramento invariável, não é alcançado nas situações reais, pois conforme mostrado na Tabela 3.6, a resistividade do solo sofre variações, acompanhando os períodos de chuva e seca na região. Dessa feita, os aterramentos se tornam mais eficientes na época de chuva e pioram no período de seca.

Da mesma forma, a resistividade do solo é influenciada tanto pelas baixas temperaturas como pelas altas temperaturas. Essas variações estão diretamente associadas à presença de água no solo, devido à umidade. Kindermann e Campagnolo (1991), analisam este fenômeno, atribuindo o aumento da resistividade do solo com as baixas temperaturas à conseqüente contração e aglutinação da água, responsável pela dispersão nas ligações iônicas entre os grânulos de terra no solo, o que resulta em um maior valor de resistividade. Já no outro extremo, conforme os mesmos autores, temperaturas elevadas, próximas de 100 °C,

provocam a vaporização da água, deixando o solo mais seco, conseqüentemente elevando o valor da sua resistividade.

Adotando-se como referência o mesmo tipo de solo apresentado anteriormente, a Tabela 3.7 mostra os valores de resistividade do solo arenoso em função da temperatura.

Tabela 3.7- Variação da resistividade do solo com a temperatura

Temperatura (°C)	Resistividade (Ωm) Solo arenoso
20	72
10	99
0	138
0	300
- 5	790
- 15	3.300

Fonte: (Kindermann & Campagnolo, 1991:5)

De acordo com Kindermann e Campagnolo (1991), a malha de terra de uma subestação quando submetida à circulação de corrente elétrica, produz potenciais que podem ser classificados da seguinte forma:

- Potencial de passo: é a diferença de potencial⁹ que aparece entre os pés de uma pessoa, dando passo de abertura igual a 1 metro;
- Potencial de toque: é a diferença de potencial entre o ponto da estrutura metálica ou carcaça de equipamento, situado ao alcance da mão de uma pessoa e um ponto no chão situado a 1 metro da estrutura ou equipamento;
- Potencial de malha: é a diferença de potencial entre a carcaça de um equipamento, ou uma estrutura aterrada e o ponto central de uma submalha da malha de terra. O potencial de malha máximo se encontra nos cantos da malha.

O potencial máximo adotado como limite de segurança para o sistema de aterramento do PRE é de 50 Volts, valor eficaz. Este valor tem como base os estudos de Charles Dalziel,

⁹ Diferença de potencial é a tensão elétrica existente entre dois pontos, cuja unidade de medida é o Volt, [V]. Assim, a designação de potencial de passo, potencial de toque e potencial de malha, poderia ser também designada por tensão de passo, tensão de toque e tensão de malha, por exemplo

pesquisador da Universidade de Colúmbia. De acordo com Kinderman e Campagnolo (1991), Dalziel concluiu, após pesquisa, que 99,5% das pessoas com peso de 50 kg. ou mais, podem suportar sem a ocorrência de fibrilação ventricular, a corrente elétrica determinada pela expressão:

$$I_k^2 = 0,0135, \quad \text{ou} \quad (3.1)$$

$$I_k = \frac{0,116}{\sqrt{t}} \quad [Ampères] \quad (3.2)$$

Onde:

I_k : é a corrente¹⁰, em Ampères, que percorre o corpo humano;

t : tempo de duração¹¹, em segundos, considerado entre 0,03 e 3 segundos, como duração do choque;

0,0135: é um número empírico, chamado de constante de energia.

O potencial de toque máximo permissível entre a mão e o pé, de forma a não causar a fibrilação ventricular é obtido através da expressão:

$$V_{tm} = (1.000 + 1,5\rho_s) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t}} \quad [Volts] \quad (3.3)$$

O número 1.000 é o valor adotado como sendo a resistência elétrica do corpo humano e ρ_s a resistividade superficial do solo. De forma simplificada, esta expressão pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$V_{tm} = \frac{116 + 0,174\rho_s}{\sqrt{t}} \quad [Volts] \quad (3.4)$$

Da mesma forma, o potencial de passo máximo tolerável é dado pela expressão:

$$V_{pm} = (1.000 + 6\rho_s) \cdot \frac{0,116}{t} \quad [Volts] \quad (3.5)$$

Ou:

$$V_{pm} = \frac{116 + 0,696\rho_s}{\sqrt{t}} \quad [Volts] \quad (3.6)$$

¹⁰ Quando a duração da falha é desconhecida, ou seja, quando a duração do choque elétrico é desconhecido, admite-se valores de $I_k = 100$ mA (limite de fibrilação). Para tempos superiores a 1 minuto deve-se limitar I_k a 25 mA.

¹¹ O tempo de duração do choque ou da falha, é limitado pelos ajustes adotados nos relés de proteção.

As questões técnicas relacionadas ao desenvolvimento do projeto do sistema de aterramento do PRE de Rondônia estão plenamente inseridas no contexto das discussões apresentadas e vai além, visto que, a metodologia de cálculo de malha de aterramento envolve uma série de variáveis e particularidades específicas inerentes ao projeto.

A literatura técnica sobre aterramento normalmente está relacionada ao aspecto de segurança que deve ser proporcionado pelo sistema de aterramento quando submetido a descargas atmosféricas, surtos de tensão de manobra e curtos-circuitos, sendo estas ocorrências de curta duração. Ao se adotar a terra como a terceira fase, a malha de terra utilizada pelo PRE é submetida à circulação permanente da corrente de carga. Nestas condições há o risco de ressecamento do solo, podendo criar uma elevação incontrollável da resistência da malha e conseqüentemente do potencial de terra, o que significa aumento nos potenciais de passo e toque.

Em função dos problemas expostos, D'Ajuz et al. (1999a:5), informa que foram analisados dois pontos básicos no projeto das malhas de terra do sistema PRE, quais sejam:

- *"potenciais de passo e de toque em regime permanente e durante curtos-circuitos, de acordo com a norma do Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE-80, revisão 1981, considerando-se subestações desprotegidas;*
- *limite térmico do solo."*

Ainda segundo os autores citados, visando contornar a possibilidade de ocorrência do fenômeno de ressecamento do solo, foi considerada a fórmula proposta por Ollendorff, para cálculo do parâmetro que define o máximo potencial da malha. Esta fórmula é dada por:

$$V_{em\acute{a}x} = \sqrt{2\lambda\rho\Delta\theta} \quad [Volts] \quad (3.7)$$

Onde:

$V_{em\acute{a}x}$ = elevação máxima do potencial da malha de terra para que não ocorra ressecamento do solo;

λ = condutividade térmica do solo, em W/m.°C;

ρ = resistividade do solo, em Ohm.m;

$\Delta\theta$ = elevação de temperatura em relação à temperatura ambiente, em °C.

Como parâmetro de cálculo para o sistema PRE de Rondônia, ABB e MARTE (1995), desenvolveram projeto do sistema de aterramento, levando em consideração:

- Elevação de temperatura em relação à ambiente de 65 °C, sendo considerada a temperatura ambiente no valor fixo de 35 °C;
- Condutividade térmica máxima do solo de 3W/m.°C;
- Resistividade do solo equivalente à da primeira camada se a profundidade da mesma for maior que 5 metros;
- Utilização da resistividade aparente¹² (ρ_a), quando a primeira camada ultrapassar a 5 metros.

Outra medida técnica relevante no contexto da tecnologia, é a adoção de malha de terra independente para a conexão da terceira fase, cujo objetivo é evitar os problemas de se ter energizadas as malhas de terra das subestações onde estão localizados os equipamentos principais.



Figura 3.11- Cerca de proteção da malha independente - SE Ariquemes II

¹² Resistividade aparente: é a resistividade vista pelo sistema de aterramento em interação com o solo. É um valor calculado a partir das medições de resistividade do solo feitas em campo.

Face aos requisitos necessários para o dimensionamento das malhas de terra independentes, de atendimento simultâneo aos critérios de limite térmico e de segurança à vida humana, não são adotadas cercas metálicas nos terrenos onde são instaladas as malhas de terra. A cerca é de madeira e devidamente sinalizada, como mostra a Figura 3.11.

Já foi mencionado neste item, que o desenvolvimento do projeto de um sistema de aterramento impõe a necessidade de manipulação de uma série de dados. Nem todos serão mencionados; entretanto, é relevante apresentar alguns deles, como a corrente em regime permanente considerada para cada localidade, correntes de curto-circuito e tempo de eliminação do defeito. Estes dados estão agrupados na Tabela 3.8, apresentada a seguir

Tabela 3.8- Correntes para cálculo das malhas de terra do PRE Rondônia

Localidade	Corrente regime permanente (A)	Corrente de curto-circuito (A)	Tempo eliminação do defeito (s)
Cacaulândia	40	690	1,0
Jaru (*)	2 x 80	915	1,0
Ouro Preto D'oeste	120	835	1,0
Jamari (Itapuã D'oeste)	36	1.870	1,0
Alto Paraíso	40	600	1,0
Santa Cruz da Serra	40	250	1,0
Rio Crespo	40	645	1,0
Ariquemes- SE Ariquemes II - Torre 380 (**)	120	1.350	1,0
Ariquemes- SE Ariquemes I (***)	120	1.350	1,0
Samuel	120	6.750	0,5

Fonte: ABB e MARTE (1995)

(*) Aterramento das malhas independentes e banco de capacitores;

(**) Considerado o contrapeso da torre 380 como malha independente da SE Ariquemes II, supridora das localidades de Rio Crespo e Alto Paraíso;

(***) SE Ariquemes I, supridora das localidades de Jaru e Cacaulândia.

Uma vez determinada a máxima elevação de potencial da malha de terra, através da aplicação da fórmula de Ollendorff, outras relevantes informações são obtidas, conforme mostrado na Tabela 3.9, a seguir.

Tabela 3.9- Dimensões e resistências calculadas para as malhas independentes

Localidade	Área (m ²)	R (ohms)
Cacaulândia	50 x 50	5,68
Jaru	80 x 80	2,61
Ouro Preto D'oeste	80 x 80	3,12
Jamari (Itapuã D'oeste)	Contrapeso da torre 160 (*)	7,71
Alto Paraíso	70 x 70	7,24
Santa Cruz da Serra	26 x 26	9,73
Rio Crespo	50 x 50	7,17
Ariquemes - SE Ariquemes I	Contrapeso da torre 380	5,68
Ariquemes - SE Ariquemes II	80 x 80	5,99
Samuel	130 x 130	2,35

Fonte: ABB e MARTE (1995)

(*) Atual torre 164

Em função da corrente nominal da carga, bem como das correntes de curto-circuito que circulará pela malha de terra independente de cada localidade, as dimensões dessas malhas se alteram, conforme mostrado na Tabela 3.9. Essa lógica também determina a geometria das malhas conforme apresentado pelas Figuras 3.12 e 3.13, a seguir.

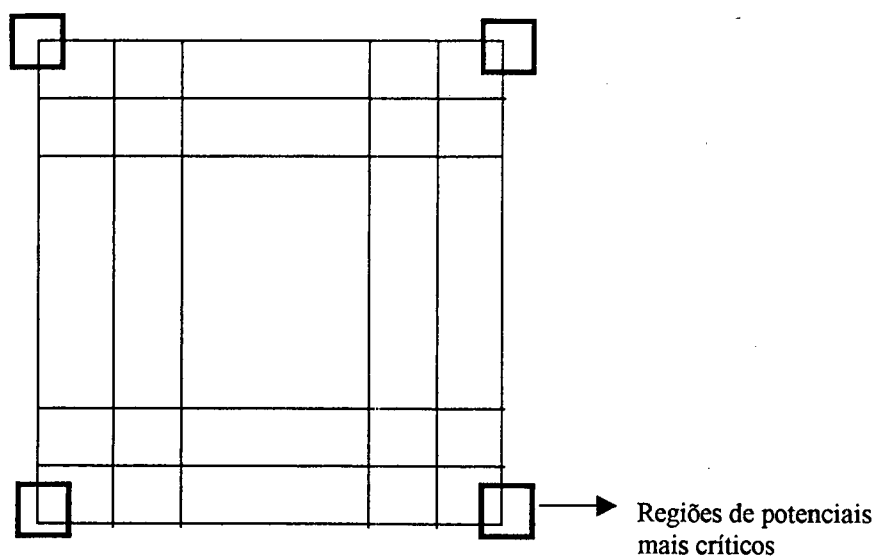


Figura 3.12- Geometria da malha de terra independente - cargas maiores

Fonte: (ABB & MARTE, 1995:5)

A malha da Figura 3.12 é para utilização nas localidades de Jaru, Ouro Preto D'oeste Alto Paraíso e Ariquemes (SE Ariquemes I). O modelo de malha, mostrado na Figura 3.13, é para aplicação nas localidades de Cacaulândia, Rio Crespo e Santa Cruz da Serra

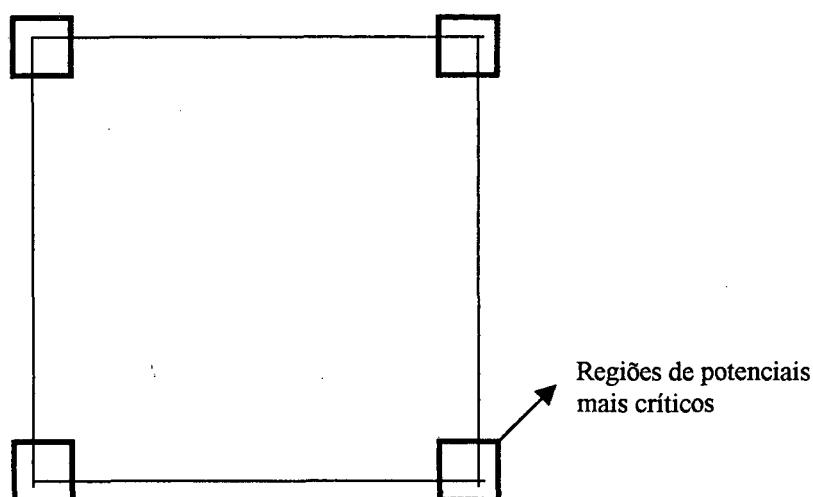


Figura 3.13- Geometria da malha de terra independente para cargas menores

Fonte: (ABB & MARTE, 1995:5)

As malhas das subestações distribuidoras, onde vão instalados os equipamentos principais, foram dimensionados em espaços reduzidos, normalmente 10m x 10 m, com exceção da Se de Jaru, com dimensões 25m x 25m.

Devido aos elevados níveis das correntes de curto-circuito, aliado aos altos valores de resistividade do solo e de tempo de atuação da proteção de retaguarda (tempos relativamente longos), as subestações distribuidoras também não poderão ter instaladas cerca metálicas nos limites das áreas.

A alternativa técnica recomendada pela ABB e MARTE (1994) é o uso de muro de alvenaria, devendo o interior da SE ter o terreno recoberto com uma camada de brita nº 2, com uma espessura de 10 cm. Ainda conforme a mesma fonte, para garantir a segurança contra choque elétrico nas imediações das SE's, será necessário o recobrimento, por brita¹³ ou asfalto¹⁴ da área externa da SE. Estes detalhes técnicos estão agrupados na Tabela 3.10 a seguir

¹³ A brita molhada apresenta uma resistividade de 3.000 Ω .m.

¹⁴ A resistividade do asfalto situa-se entre 5.000 a 10.000 Ω .m.

Tabela 3.10- Dados técnicos das malhas de terra das subestações distribuidoras

Localidade	Área(m ²)	R (ohms)	Mesh (m)	Recobrimento		d _{min} * (m)
				Interno	Externo	
Cacaulândia	10 x 10	53,34	1,0x1,0(1)	Brita	Brita	4,0
Jaru	25 x 25	5,65	2,5x2,5(2)	Brita	Brita	7,0
Ouro Preto D'oeste	10 x 10	26,98	0,5x0,5	Brita	Asfalto	5,0
Jamari (Itapuã D'oeste)	10 x 10	42,46	0,5x0,5	Brita	Asfalto	12,00
Alto Paraíso	10 x 10	37,18	1,0x1,0(1)	Brita	Brita	5,0
Rio Crespo	10 x 10	28,42	1,0x1,0(1)	Brita	Brita	5,0
Santa Cruz da Serra	10 x 10	32,52	0,5x0,5	Brita	Brita	2,0

Fonte: ABB e MARTE (1994).

(1) - uso de condutor adicional a 0,5m dos limites da malha de terra;

(2) - uso de condutor adicional a 1,0m dos limites da malha de terra.

*d_{min} - distância mínima dos limites da cerca, necessário para cobertura do terreno por brita ou asfalto.

Da mesma forma que no caso das malhas independentes, há uma geometria específica adotada para as malhas de terra das subestações distribuidoras, conforme mostrado na Figura 3.14 a seguir.

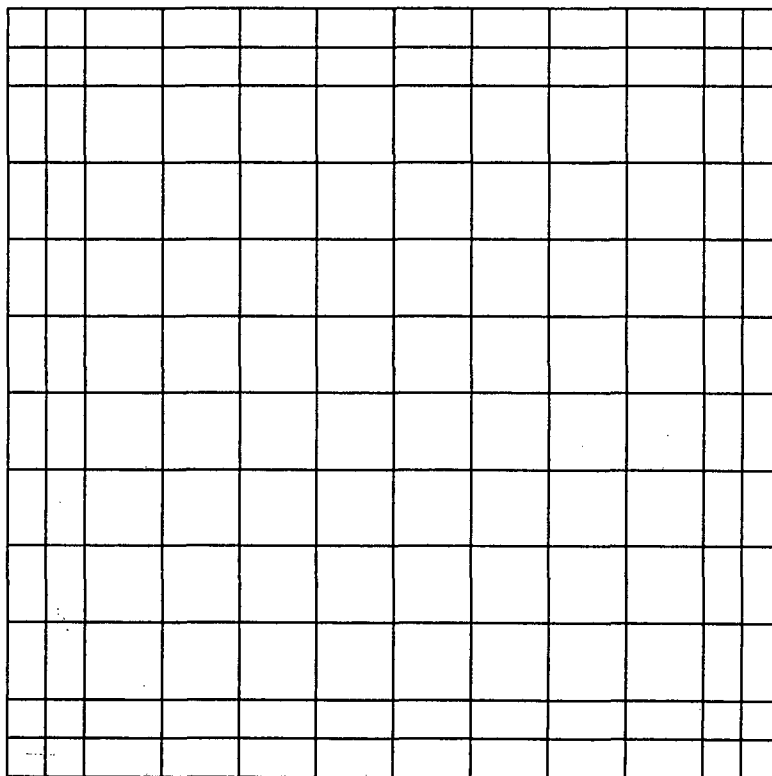


Figura 3.14- Geometria da malhas de terra das subestações distribuidoras
 Fonte: ABB e MARTE (1994)

A malha de terra mostrada na Figura 3.14, apresenta uma submalha (mesh) quadrada, com lado de 1,0m, à exceção das laterais, cujo "mesh" é de 0,5m. Esta geometria de malha está designada para as subestações distribuidoras de Cacaupônia, Alto Paraíso e Rio Crespo. Para as localidades de Ouro Preto D' oeste, Jamari (Itapuã D' oeste e Santa Cruz da Serra, a malha de terra possui geometria similar, porém com "mesh" uniforme de 0,5 m. de lado.

A malha de terra da subestação de Jaru também possui a mesma geometria, porém ela ocupa uma área de 25m x 25m, com "mesh" quadrado, com 2,5m de lado, exceto nas laterais, cujo "mesh" possui 1,25m em cada lado.

Nos locais onde vão instalados os capacitores de equalização e compensação, conforme mostrado na Figura 3.9, também é feita instalação de aterramento apropriado.

Antes de concluir a apresentação dos aspectos técnicos do PRE, relacionado ao sistema de aterramento, cumpre registrar que este sistema é composto pelas malhas de terra independente, malhas das subestações distribuidoras e aterramento dos bancos de capacitores e pára-raios associados. Cumpre também registrar que o cabo escolhido para o sistema de aterramento foi o cabo de cobre nú, bitola 4/0 AWG (107mm^2), cuja recomendação de instalação é a 0,6m de profundidade.

3.9 Filosofia da Proteção

Para proteger os sistemas elétricos contra valores indesejáveis de tensão e corrente, que podem danificar as instalações e colocar em risco a vida humana, dispositivos de proteção são instalados e ajustados visando garantir a integridade e segurança das instalações, de forma racional e econômica.

Ao se efetuar os estudos elétricos várias situações são simuladas objetivando conhecer o comportamento do sistema para, a partir daí, adotar uma determinada filosofia de proteção.

Estudos elétricos de energização e rejeição de carga, feitos considerando a presença de curto-circuito e a possibilidade de fase aberta em diversos pontos do sistema PRE, conduziram aos seguintes resultados, de acordo com D'Ajuz et al. (1995:3):

- *"Não foi possível a energização simultânea do transformador supridor, PRE, e transformador distribuidor;*
- *Os casos com fase aberta junto aos transformadores distribuidores, com ou sem curto-circuito, não apresentaram problemas de sobretensão;*
- *Nos casos com fase aberta nas derivações, ficando uma fase da linha lateral conectada aos transformadores de distribuição, sem carga, foram detectados problemas de ressonância."*

Após várias simulações, adotando-se diferentes configurações, os autores citados concluíram que

- *"Alterações nos capacitores de compensação não apresentam efeito nos níveis de sobretensão;*
- *O comprimento da linha lateral tem influência significativa nos resultados; ramais laterais com comprimento inferior a 3 km não apresentaram problemas;*
- *A presença de carga com valor acima de 30 kVA nos transformadores distribuidores elimina o problema supra citado."*

Com base nos estudos elétricos já realizados, Montalvão et al.(1995) fez análise específica sobre a proteção para o PRE, adotando uma filosofia baseada nos seguintes parâmetros de referência:

- Atendimento aos critérios de seletividade, coordenação, confiabilidade, simplicidade e economia;
- Prioridade do sistema 230kV sobre o PRE;
- Sobrecarga admissível de 35% da potência nominal dos transformadores;
- Consideração de dispositivos de proteção adequado contra curto-circuitos resistivos ao longo dos ramais do PRE;
- As subestações supridoras deverão ser providas de disjuntor;
- O sistema PRE deverá ser radial, não se admitindo paralelismo com usinas térmicas, ou fechamento em anel;
- Os transformadores de força serão protegidos apenas por seus dispositivos de proteção inerentes.

A Figura 3.14 apresenta o diagrama unifilar básico da proteção para as subestações supridoras, desenvolvido em função dos parâmetros de referência mencionados.

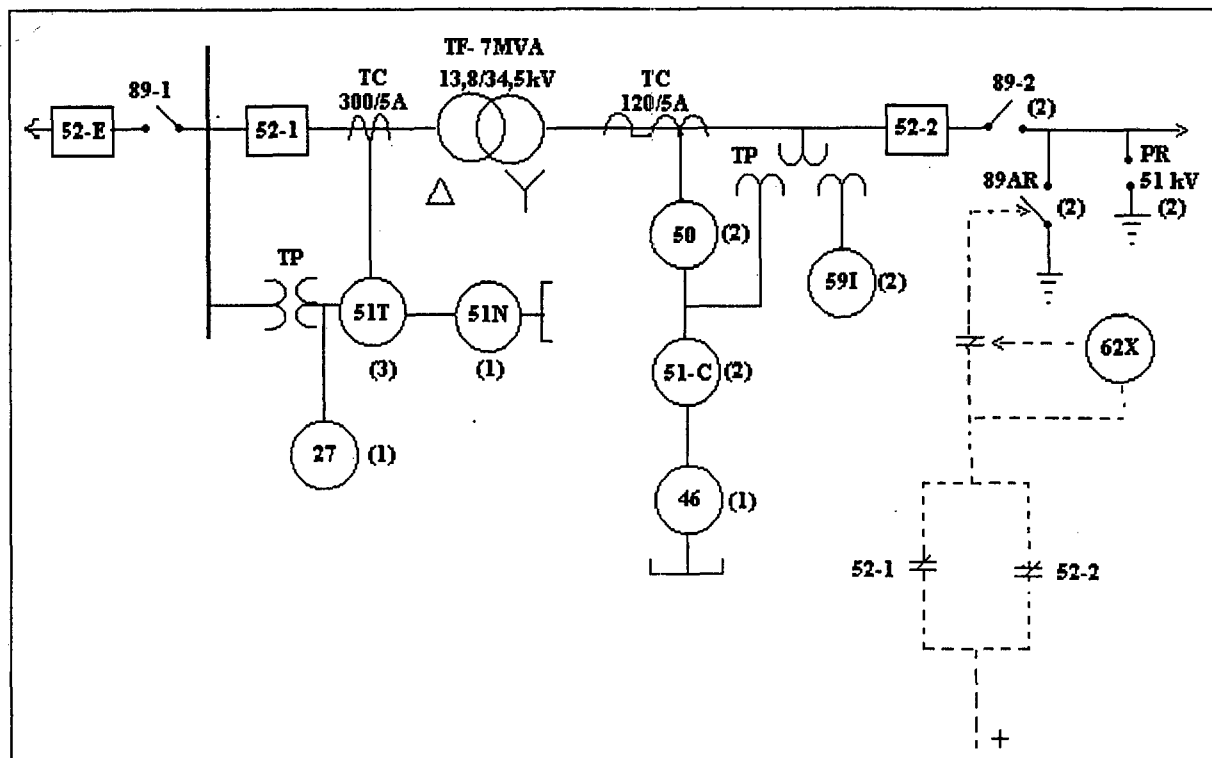


Figura 3.14- Diagrama unifilar básico de proteção das subestações supridoras

Cumprе salientar que o diagrama apresentado na Figura 3.14 foi elaborado a partir da proposta contida em Montalvão (1995:2) e *as built*¹⁵ da Subestação Supridora de Ariquemes. A seguir é apresentada a legenda explicativa dos números e letras utilizados no referido diagrama:

- 52-E- Disjuntor extraível, existente no cubículo de 13,8 kV da SE Eletronorte, em Samuel e Ariquemes;
- 52-1- Disjuntor no lado de 13,8 kV;
- 52-2- Disjuntor no lado de 34,5 kV;
- 46- Relé de sobrecorrente de sequência negativa;
- 50- Relé de sobrecorrente instantâneo de fase;
- 51T- Relé de sobrecorrente temporizado, com controle de tensão, lado 13,8 kV;
- 51C- Relé de sobrecorrente temporizado, com controle de tensão, lado de 34,5 kV;
- 51N- Relé de sobrecorrente temporizado de neutro;
- 59I- Relé de sobretensão instantâneo;

¹⁵ As built = Como construído.

- 62X- Relé temporizador auxiliar;
- 27- Relé de subtensão
- 89-1- Chave seccionadora no lado de 13,8 kV;
- 89-2- Chave seccionadora no lado de 34,5 kV;
- 89AR- Chave de aterramento rápido;
- PR- Pára-raio tipo estação;
- TC- Transformador de corrente;
- TF- Transformador de força;
- TP- Transformador de Potencial;
- (x)- Indica a quantidade de determinado componente;

O esquema de proteção básico deverá atender a todas as situações estudadas, solucionando além dos casos convencionais de falhas, outras que são particulares ao PRE, como aquelas associadas à possibilidade de defeito múltiplo, envolvendo as fases, da LT 230 kV e PRE, problemas de ressonância na LT 230 kV por indução do PRE e possibilidade de sobretensão no PRE por contato galvânico com o 230 kV. De uma maneira geral o sistema de proteção deve funcionar da seguinte forma:

- Relé 51T- Tem a função de proporcionar proteção de retaguarda ao transformador de força, contra sobrecorrentes. Também oferece proteção de retaguarda, caso as proteções primárias do PRE falhem;
- Relé 51N- Este relé foi introduzido no sistema de proteção por existir fonte de terra no pátio da de 13,8 kV. Assim ele deve atuar na ocorrência de curto-circuito para terra em função de possíveis defeitos entre o TC e o TF;
- Relé 50 e 51C- Estes relés devem prover proteção primária ao PRE, coordenando com os fusíveis de proteção dos transformadores das subestações distribuidoras do PRE;
- Relé 46- Sua função é atuar para defeitos em que os relés de sobrecorrente com controle de tensão são insensíveis. Segundo Montalvão et al. (1995), foi detectado nas simulações, que defeitos com resistência até 200 ohms deixam as proteções 51C insensíveis, ou seja, a corrente de curto-circuito e a queda de tensão associada são tão baixos que não conseguem sensibilizar os relés de sobrecorrente temporizado com controle de tensão. Ainda segundo os autores, defeitos no lado de 13,8 kV das subestações distribuidoras também sensibilizam o relé 46. Devido a isto, o tempo de

atuação¹⁶ do relé 46 deve ser suficientemente longo, devendo atuar somente após uma persistente presença de corrente de sequência negativa no sistema, advinda de queda de um condutor ou um defeito não eliminado, seja por alta resistência ou por falha da proteção primária;

- Relé 59I- A aplicação deste relé está relacionado a um aspecto particular do PRE. Embora seja uma ocorrência pouco provável, a queda de um cabo do PRE sobre a LT 230 kV pode provocar uma situação atípica de sobretensão associada a sobrecorrente sobre o PRE. Conforme Montalvão et al. (1995), a depender do local do evento, a fase defeituosa do PRE poderá experimentar uma tensão próxima a três vezes a sua tensão nominal. Segundo os autores, com tensões acima de 1,72 vezes a tensão nominal no lado de 34,5 kV e 1,40 vezes a tensão no lado de 13,8 kV, é imperioso que os disjuntores não abram, para evitar o alto risco de explosão destes equipamentos. Por esta razão, foi previsto o emprego de uma proteção contra sobretensão, a ser desempenhada pelo relé 59I, cuja atuação deve ser no sentido de bloquear a atuação dos relés do PRE, inclusive do relé de sobrecorrente instantâneo-50, caso a sobretensão ultrapasse a 1,73 vezes a tensão nominal. Isso não significa a manutenção do defeito, pois esta falha será detectada pela proteção da linha tronco. Com a abertura da LT 230 kV estará eliminada a causa da sobretensão, sendo previsto também o desligamento do PRE.
- 89AR- A atuação da chave de aterramento rápido, assim como dos disjuntores, está relacionada ao recebimento de sinal dos relés de proteção, visto que são estes que monitoram o sistema, detectando as situações de defeito ou fora dos limites de operação. Entretanto, a chave de aterramento rápido ocupa relevante papel neste esquema de proteção do PRE. Além de desempenhar papel fundamental no que tange a operação do sistema, sua atuação deve ocorrer sempre alguns segundos após abertura dos disjuntores, aterrando o PRE, visando garantir a descarga das tensões induzidas pela LT 230 kV sobre os cabos pára-raios e extinção do arco secundário;
- 62X- O relé temporizador tem sua atuação ligada a chave de aterramento rápido. Como mencionado no item 4.5, quando da ocorrência de descarga atmosférica sobre

¹⁶ O tempo de atuação recomendado para o relé 46 está entre 0,2 e 2 segundos, conforme o documento NT-EPL N^o 001/95, produzido pela ELETRONORTE.

os cabos pára-raios, a descarga através do gap (espaço entre os eletrodos do centelhadores), provoca um curto-circuito para terra, visto que os cabos pára-raios estão energizados na subestação. Neste caso haverá a atuação dos relés de proteção primária do PRE, enviando sinal para abertura dos disjuntores. No entanto, pode ocorrer que mesmo após desenergizado o PRE, haja a persistência do arco secundário. Como os contatos auxiliares dos disjuntores ativam o relé 62X, após um determinado tempo ele envia o sinal para fechamento da chave de aterramento rápido, que aterra a linha extinguindo o arco.

- Relé 27- Outra particularidade da tecnologia PRE diz respeito ao fenômeno de ressonância em linhas paralelas, se manifestando com expressivos valores quando a linha tronco está desligada e o PRE energizado. Para evitar o aparecimento de sobretensões perigosas advindas desse fenômeno, foi previsto um esquema de desligamento do PRE sempre que a LT 230 kV for desligada. No caso específico do Sistema PRE Jarú essa função é desempenhada pelo relé 27.

CAPÍTULO 4

MÉTODOS DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA

4.1 Introdução

As decisões de investimento em um determinado projeto, devem ser precedidas de avaliação técnico-econômica. Aliás, somente um estudo econômico pode confirmar a viabilidade de projetos tecnicamente corretos.

Após a fase preliminar de avaliação técnica, cujos projetos devem atender aos requisitos planejados, a escolha da melhor alternativa pode ser feita utilizando-se alguns dos métodos determinísticos de avaliação econômica, ou outros critérios menos objetivos, cuja unidade de valor pode estar associada a requisitos de interesse social, político ou de segurança.

O caráter determinístico dos métodos de avaliação econômica está baseado no pressuposto da invariabilidade dos parâmetros de cálculo. Entretanto, há parâmetros que podem tornar os resultados não confiáveis. Nessas situações, é recomendável que se faça uma análise de sensibilidade, cuja aplicação permita a identificação dos parâmetros incertos do projeto.

A maioria dos métodos de avaliação econômica está baseada no valor temporal do dinheiro, visto que cada projeto apresenta valores defasados no tempo, sendo necessário transformá-los em valores equivalentes, para que seja possível o efeito de comparação e posterior escolha da melhor alternativa. Também foi dada ênfase, a abordagem de alguns métodos adotados para cálculo da depreciação de um bem ao longo de sua vida útil. Esta abordagem tem como motivação o fato de que a não consideração da depreciação e

conseqüentes lançamentos dos valores residuais nos fluxos de caixa das alternativas analisadas, pode influenciar significativamente a escolha da melhor alternativa.

Assim, serão abordados neste capítulo os principais métodos de avaliação econômica, métodos de depreciação, análise de sensibilidade e taxas de juros, a começar pelo princípio elementar do valor do dinheiro no tempo.

4.2 Valor Temporal do Dinheiro

4.2.1 Juros Simples e Juros Compostos

Uma certa quantia em dinheiro vale mais agora que a mesma quantia no futuro, pois a quantia atual aplicada será maior no futuro. Neste sentido, pode-se fazer determinadas comparações aparentemente absurdas, como:

$$10.000 \neq 10.000 \quad \text{e} \quad 10.000 = 10.200$$

Estas comparações se explicam em função da localização relativa das quantias no tempo. Assim, a definição de uma quantia está relacionada a três parâmetros: seu valor, taxa de juros e sua localização relativa no tempo.

Há duas formas de juros, que são juros simples e juros compostos. Quando são cobrados juros simples, apenas o principal rende juros, de forma que há uma relação linear entre os juros e o capital principal, conforme a equação:

$$J = P \cdot i \cdot n \quad (4-1)$$

Onde :

J = Juros;

P = Capital inicial ou principal;

i = Taxa de juros;

n = Número de períodos de juros.

A soma do capital principal e juros é o valor montante, ou valor futuro **F**, ao final de determinado período, ou seja:

$$F = P + J = P + P \cdot i \cdot n = P(1 + i \cdot n)$$

Deste modo, uma quantia P , aplicada a juros simples, com taxa i , no período n , propicia um montante futuro determinado por:

$$F = P(1 + i \cdot n) \quad (4-2)$$

No regime de juros compostos, após cada período de capitalização, os juros são incorporados ao principal, produzindo novos juros nos períodos seguintes, ou seja, no regime de juros compostos, incidem juros sobre o capital inicial e sobre os próprios juros. Quando se trabalha com juros compostos, o que de fato interessa é saber quanto representa o capital principal P , no futuro F , aplicado à taxa i , após n períodos. Deste modo, os valores futuros, ao término de cada período, podem ser obtidos da seguinte forma:

- Montante ao término do primeiro período:

$$F = \text{Principal} + \text{juros} = P + iP = P(1 + i).$$

- Montante ao término do segundo período:

$$F = P(1 + i) + iP(1 + i) = P(1 + i) \cdot (1 + i) = P(1 + i)^2$$

- Montante ao término do terceiro período:

$$F = P(1 + i)^2 + iP(1 + i) = P(1 + i)^3.$$

Verifica-se que ao término do quarto período a expressão seria: $F = P(1 + i)^4$ e assim sucessivamente. Feito esta consideração, é possível generalizar, concluindo-se que ao final de n períodos o montante será:

$$F = P(1 + i)^n \quad (4.3)$$

O fator $(1 + i)^n$, obtido a partir da aplicação da teoria de juros compostos, é a base para o desenvolvimento de todas as outras expressões no campo da matemática financeira. Tal fator corresponde ao fator de juros do valor futuro e é tabelado, sendo chamado de $(F/P; i; n)$. Considerando-se este fato, a Equação 4.3, toma a seguinte forma:

$$F = P(F/P; i; n) \quad (4.4)$$

A relação entre P e F é dada pela expressão:

$$P = F \cdot 1/(1 + i)^n \quad (4.5)$$

A Equação 4.5 permite encontrar o valor presente de um montante futuro, onde o termo $1 / (1 + i)^n$ é chamado de fator de juros do valor presente ou fator de valor atual – FVA. Este fator também é tabelado, sendo designado por $(P/F; i; n)$, isto é, achar P dado F à taxa i em n períodos. Reescrevendo a Equação 4.5, tem-se que:

$$P = F (P/F; i; n) \quad (4.6)$$

Um projeto de investimento é composto de entradas e saídas de caixa, que podem ser representadas através de *fluxo de caixa*. Este recurso técnico permite o ordenamento temporal dos dados financeiros do projeto, tornando mais perceptível a aplicação dos métodos que evidenciam o valor do dinheiro no tempo.

4.2.2 Fluxo de Caixa

“O fluxo de caixa é um esquema que representa as entradas e saídas de caixa ao longo do tempo.” (Hoji, 1999:77). Pode ser representado de forma analítica ou gráfica, conforme exemplo a seguir.

Exemplo 4.1- Seja um projeto com demanda de investimento no instante inicial zero de \$10.000, com entradas de caixa (receitas) nos instantes 1 e 2, nos valores de \$2.000 e \$3.000 respectivamente; saídas de caixa (despesas) nos instantes 3 e 4, no valor de \$500 e \$1.000, e mais uma entrada de caixa no instante 5, no valor de \$8.000. O fluxo de caixa analítico do projeto pode ser representado da seguinte forma:

Tabela 4.1- Representação analítica do fluxo de caixa

Instantes	Entradas	Saídas
0	-----	\$10.000
1	\$2.000	-----
2	\$3.000	-----
3	-----	\$500
4	-----	\$1.000
5	\$8.000	-----

Adotando-se a convenção de sinal positivo para as entradas de caixa e sinal negativo para as saídas de caixa, o fluxo de caixa assume a forma indicada a seguir

Tabela 4.2- Fluxo de caixa analítico, com convenção de sinal

Instantes	Entradas (+); Saídas (-)
0	- \$10.000
1	+ \$2.000
2	+ \$3.000
3	- \$500
4	-\$1.000
5	+\$8.000

Na representação gráfica do fluxo de caixa, também são adotadas as seguintes convenções:

- linha de tempo, representada por um eixo horizontal, sobre o qual o tempo zero está no último ponto à esquerda e os períodos futuros são apresentados à medida que se movimenta da esquerda para a direita, até um instante considerado final;
- setas para cima, plotadas sobre as marcas dos períodos indicados no eixo horizontal, indicam as entradas de caixa (dividendos, receitas, valor residual e economias realizadas, etc);
- setas para baixo, plotadas conforme item anterior, representam saídas de caixa (despesas, aplicações de dinheiro, custos de aplicações ou parcelas que foram deixadas de receber, etc);

A Figura 4.1 apresenta a forma gráfica de representação de um fluxo de caixa, utilizando-se os dados do Exemplo 4.1.

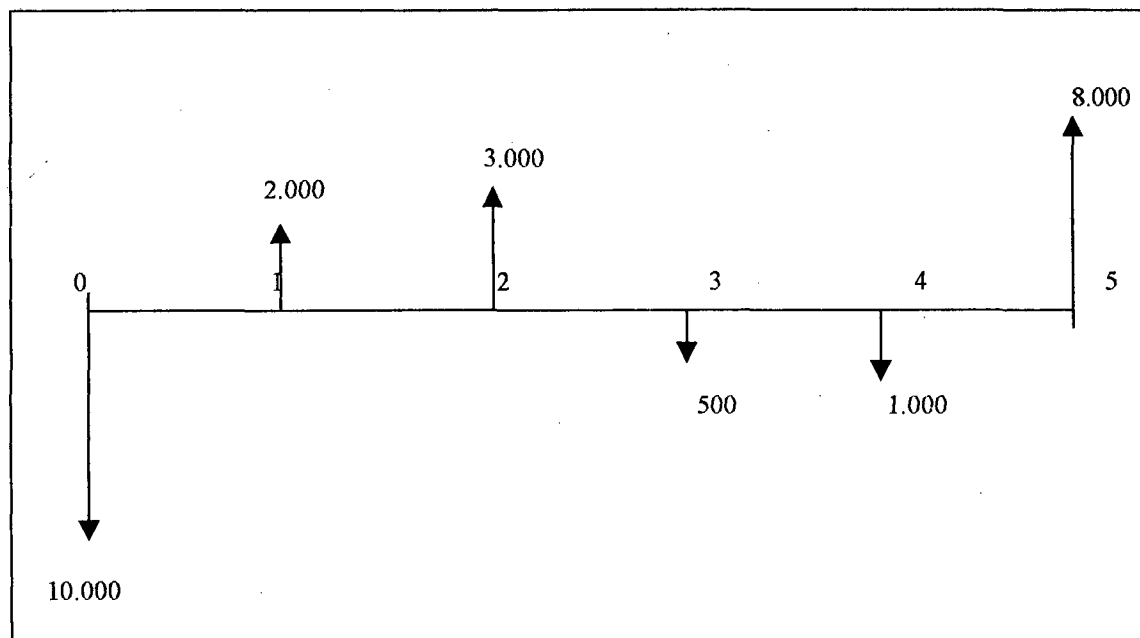


Figura 4.1- Exemplo de representação gráfica de um fluxo de caixa

A depender do padrão apresentado pelas entradas e saídas de caixa, os fluxos de caixa podem ser classificados em convencional e não-convencional. É denominado de fluxo de caixa convencional aquele que apresenta como padrão, uma saída inicial de caixa seguida por uma série de entradas. Tomando-se como referência a convenção de sinais, significa que o fluxo de caixa convencional apresenta apenas uma inversão de sinal, no caso, de menos (-), saída de caixa, para mais (+), entrada de caixa. A Figura 29 ilustra esta situação.

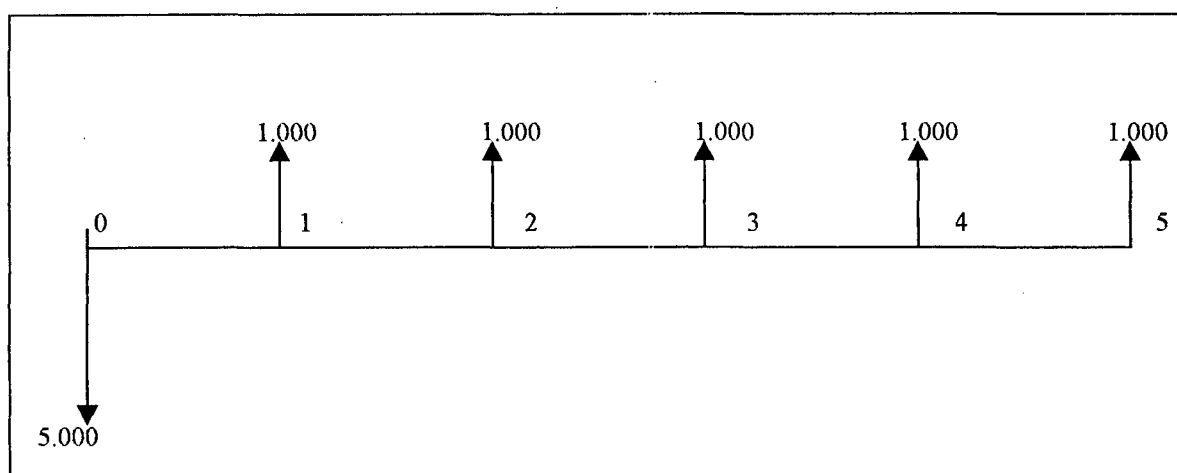


Figura 4.2- Fluxo de caixa convencional.

O fluxo de caixa não-convencional pode ser qualquer um que apresente um padrão, em que uma saída inicial de caixa não é seguida por uma série de entradas. Neste tipo ocorre mais de uma inversão de sinal, ou seja, pode ocorrer uma saída de caixa inicial (-), uma série

de entradas (+), outra saída de caixa (-) e mais outra série de entradas de caixa (+), ocorrendo assim, três inversões de sinais. A Figura 4.3 ilustra este caso.

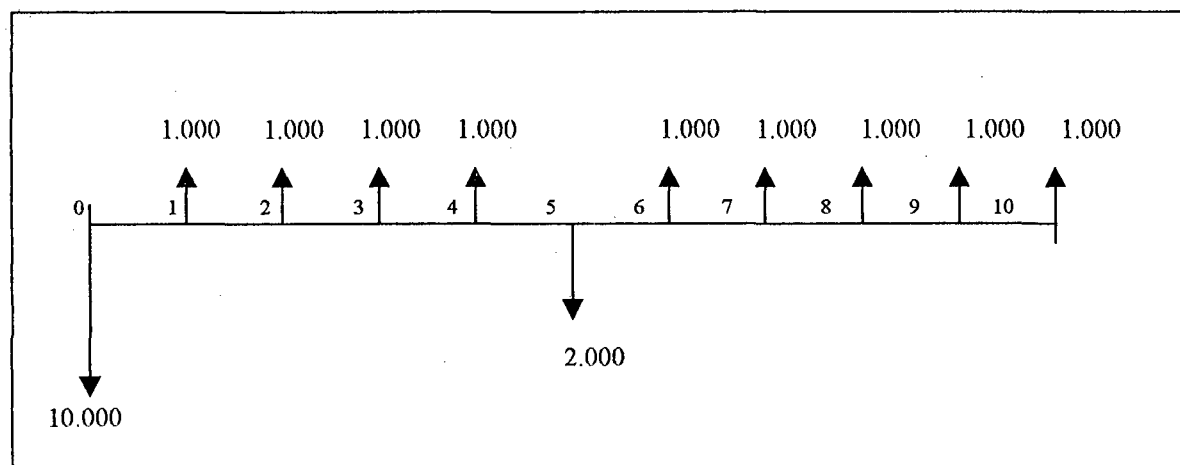


Figura 4.3- Fluxo de caixa não-convencional

A utilização do fluxo de caixa pode ainda ser mais facilitada, adotando-se, por exemplo, a seguinte convenção:

P – Quantia existente ou equivalente no instante inicial, conhecido por valor presente. Conceitualmente o valor presente é “o valor atual de um montante futuro em unidades monetárias, sendo equivalente ao montante que poderia ser investido hoje a uma dada taxa de juros durante um período especificado, para se igualar ao montante futuro”. (Regan, 1997:172). O processo que envolve a determinação dos diversos valores presentes é normalmente designado como desconto de fluxo de caixa. De uma maneira geral os critérios de rentabilidade recomendados pela teoria financeira são baseados no fluxo de caixa descontado (Galesne, Fensterseifer & Lamb, 1999);

F - Quantia existente ou equivalente num instante futuro em relação ao inicial e conhecida por valor futuro. Conceitualmente o valor futuro é “o valor de um montante presente numa data futura, encontrada pela aplicação de juros compostos durante um período específico de tempo”. (Regan, 1997:155).

i - Taxa de juros por período de capitalização;

n - Número de períodos de capitalização;

A - Valor de cada quantia considerada em uma série uniforme de dispêndios ou recebimentos, que ocorre nos períodos 1, 2, 3, ..., n, chamados de períodos de

capitalização. Na prática, corresponde às mensalidades ou anuidades. Seu fluxo de caixa está representado na Figura 4.4.

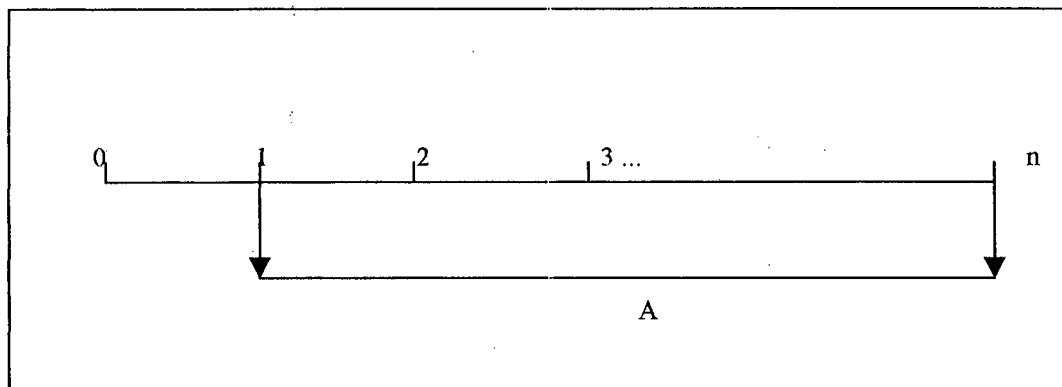


Figura 4.4- Fluxo de caixa de uma série uniforme

G - Série em gradiente, definida como sendo uma série de dispêndios ou recebimentos $G, 2G, 3G, \dots, (n-1)G$, que inicia no período 2 e termina no período n . Seu fluxo de caixa tem a seguinte representação:

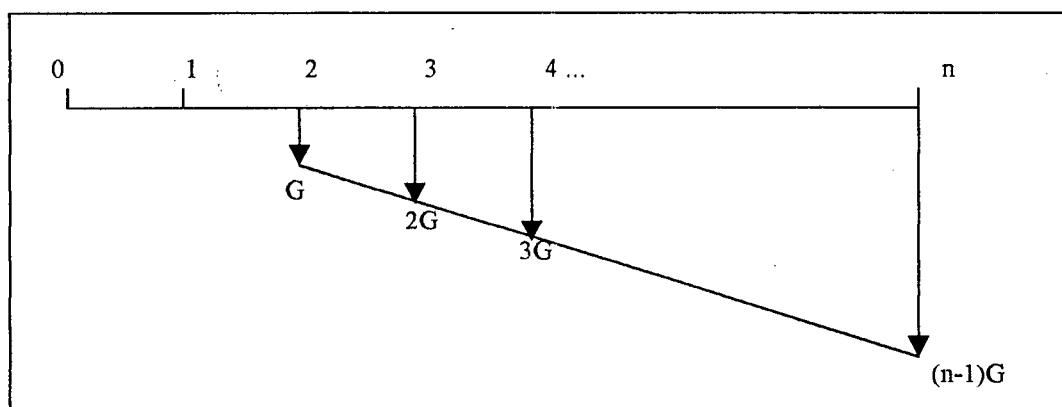


Figura 4.5- Fluxo de caixa de uma série em gradiente

4.2.3 Relações de Equivalência

As Equações 4.3 e 4.5 mostram as relações de equivalência entre o valor presente P e o valor futuro F . Da mesma forma, é possível estabelecer relações de equivalência com a série uniforme A e a série em gradiente G , ou seja, conhecendo-se n e i é possível transformar P , F , A , ou G em valores equivalentes. As relações de equivalência, mostradas a seguir, não

serão demonstradas, sendo priorizado as expressões objetivas, cujos fatores envolvidos são tabelados, facilitando sobremaneira o processo de cálculo.

- Relação entre **F** e **A**

$$F = A \frac{(1+i)^n - 1}{i} \quad (4.7)$$

O fator $\frac{(1+i)^n - 1}{i}$ é designado por **(F/A; i; n)**, isto é, achar **F**, dado **A** à taxa **i** em **n** períodos. Nestes termos, a Equação 4.7, pode ser reescrita como:

$$F = A(\mathbf{F/A; i; n}) \quad (4.8)$$

- Relação entre **A** e **F**

Esta é uma situação inversa à anterior, ou seja:

$$A = F \frac{i}{(1+i)^n - 1} \quad (4.9)$$

A Equação 4.9 é aplicada quando se tem o valor futuro **F** e deseja calcular o valor da série uniforme **A**. Pode ser reescrita da seguinte forma:

$$A = F(\mathbf{A/F; i; n}) \quad (4.10)$$

- Relação entre **P** e **A**

Esta equivalência é obtida através da seguinte equação:

$$P = A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (4.11)$$

A expressão acima permite obter o valor presente **P**, conhecendo-se o valor de **A**, a taxa de juros **i** e o período **n**.

Considerando-se o fator $\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$ representado por **(P/A; i; n)**, a Equação 4.11

pode ser reescrita da seguinte forma:

$$P = A(P/A; i; n) \quad (4.12)$$

▪ Relação entre **A** e **P**

Esta relação permite obter a série uniforme de pagamentos equivalentes a um valor presente (investimento), feito no período zero e é dado por:

$$A = P \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (4.13)$$

O fator $\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ é normalmente chamado de Fator de Recuperação de

Capital - FRC e também pode ser designado por $(A/P; i; n)$, ou seja, encontrar **A**, dado **P** à taxa **i** em **n** períodos. Desta feita, a Equação 4.13 assume a seguinte forma:

$$A = P (A/P; i; n) \quad (4.14)$$

▪ Relação entre **P** e **G**

Esta relação é estabelecida da seguinte forma:

$$P = G \left\{ \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i^2} - \frac{n}{i} \right] \frac{1}{(1+i)^n} \right\} \quad (4.15)$$

O fator entre chaves é representado por $(P/G; i; n)$, ou seja, dado **G**, encontrar **P** à taxa **i** no período **n**.

A Equação 4.15 pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$P = G(P/G; i; n) \quad (4.16)$$

▪ Relação entre A e G

A relação entre A e G é estabelecida através da seguinte equivalência:

$$A = G \left[\frac{1}{i} - \left(\frac{n}{i} - \frac{1}{(1+i)^n - 1} \right) \right] \quad (4.17)$$

O fator entre colchetes é representado por $(A/G; i; n)$, ou seja, encontrar A, dado G à taxa i em n períodos. Como em todos os outros casos, a Equação 4.17, assume a seguinte forma:

$$A = G (A/G; i; n) \quad (4.18)$$

Todos os fatores relacionados nas Equações 4.3 a 4.18, são tabelados em função da taxa de juros i e do período n . O uso da tabela simplifica e reduz o tempo de cálculo.

As equações que serviram de suporte ao estabelecimento das relações de equivalência, estão baseadas no princípio do fluxo de caixa descontado. Este princípio, de forma particular, está assentado nas seguintes hipóteses:

" em primeiro lugar, as entradas e saídas de caixa realizam-se instantaneamente, o que significa que se supões que todas as entradas e saídas de caixa relativas a um período, concentram-se em uma data única; em segundo lugar, essa data única é geralmente considerada como se situando no fim do período; em terceiro lugar, o método de capitalização dos juros escolhidos é o método clássico de juros compostos, com juros sendo devidos somente ao final do horizonte considerado." . (Galesne, Fensterseifer & Lamb, 1999:38).

A variação do valor do dinheiro no tempo depende fundamentalmente das taxas de juros consideradas. Há uma série de denominações atribuídas a essas taxas, o que demanda certa discussão para compreender a que taxa se está referindo, ou qual a taxa que se está

considerando. Estas discussões serão abordadas no ítem seguinte, sem maior profundidade, apenas o suficiente para os interesses deste trabalho.

4.2.4 Taxas de Juros

As denominações comuns para taxas de juros, encontradas na literatura sobre finanças e engenharia econômica são: taxa nominal, taxa efetiva, taxa mínima de atratividade, taxa de retorno exigido, taxa de retorno anual, taxa de desconto, taxa interna de retorno, etc.. Qual o significado destas taxas de juros?

4.2.4.1 Taxa de Juros Nominal e Efetiva

É comum em operações financeiras, se utilizar a taxa nominal de juros. Ela é expressa percentualmente em unidades de tempo, como 10% ao ano - a. a., 6% ao semestre, etc.. Assim, a taxa nominal é a taxa contratada e não a taxa efetivamente paga.

Para que uma taxa de juros seja efetiva, é preciso que ela seja referida efetivamente ao período de capitalização, ou seja, deve coincidir o período da taxa com o período de capitalização.

Quando são contratadas taxas como 6% a. a. com capitalização mensal, ou 12% a. a. com capitalização bimestral, as taxas referidas são nominais. No primeiro caso, a taxa efetiva é de $6\%/12 = 0,5\%$ ao mês, ou $(1,005)^{12} - 1 = 6,2\%$ a. a.; no segundo caso, a taxa efetiva é de $12\%/6 = 2\%$ a. a., ou $(1,02)^{12} - 1 = 26,8\%$ a. a.

Resumindo, taxa nominal igual a 6% a. a., com capitalização mensal, implica em uma taxa efetiva de 6,2% a. a. e taxa nominal de 12% a. a., capitalização bimestral, implica em uma taxa efetiva de 26,8% a. a..

4.2.4.2 Taxa de Oportunidade

Sob o ponto de vista empresarial, se apresentam, em qualquer circunstância, no mínimo duas alternativas de uso dos recursos, quais sejam: a do próprio negócio, e a que o mercado oferece como oportunidade de investimento. Miranda (1999), define como taxa de oportunidade a maior taxa comparativa entre o mercado e o próprio negócio. Isso implica em se tomar a taxa de aplicação de mercado como um balizador para a tomada de decisão, gerando uma taxa referencial de análise, que é denominada de taxa de oportunidade.

4.2.4.3 Taxa Mínima de Atratividade – tma

No caso de haver várias alternativas de negócios, uma nova alternativa será comparada com a melhor alternativa disponível, ou seja, aquela que proporcionará a melhor rentabilidade. A essa taxa, gerada por um leque de alternativas, Miranda (1999) define como a tma. Isso significa que a referência tomada para a tma é a maior taxa de oportunidade, abaixo da qual não se interessa por nenhum outro negócio.

Casarotto Filho e Kopittke (1996), define a tma não como a maior taxa de oportunidade do mercado, mas a associa a uma taxa de baixo risco. Neste sentido, a tma é uma taxa de referência adotada pelo investidor a partir da qual se considera que está obtendo ganho financeiro.

Hirschfeld (1984), adota conceito semelhante, admitindo-se que o investidor já tem uma taxa prefixada, sendo esta taxa de juros comparativa chamada de taxa mínima de atratividade, taxa de expectativa, de equivalência, taxa de interesse, ou também taxa equivalente de juros.

Segundo Galesne, Fenterseifer e Lamb (1999), a taxa mínima de atratividade pode resultar de uma escolha política dos dirigentes da empresa.

Os autores mencionados levam a concluir que, a tma é a taxa de referência *escolhida* por parte do investidor, abaixo da qual não há interesse por qualquer outro negócio.

4.2.4.4 Taxa de Retorno Anual

O processo que envolve a determinação dos valores presentes, usualmente é referido como desconto de fluxos de caixa. Segundo Regan (1997:172), esse processo se relaciona com a seguinte questão: "Se eu ganho $k\%$ sobre meu dinheiro, qual é o máximo que eu estaria disposto a pagar agora por uma oportunidade de receber VF_n unidades monetárias em n períodos, a contar de hoje?". A questão apresentada parte do pressuposto de que aquele que toma a decisão, tem uma oportunidade para obter um certo retorno k sobre seu dinheiro. Conforme Regan, *essa taxa de retorno anual*, é também mencionada como taxa de desconto¹, retorno exigido, custo de capital ou custo de oportunidade.

4.2.4.5 Taxa Interna de Retorno

Conceitualmente, a taxa interna de retorno corresponde à taxa de desconto que iguala o valor presente das entradas de caixa ao investimento inicial de um referido projeto. Em outras palavras, é a taxa na qual a soma dos valores presente das entradas e saídas de caixa se anula.

A taxa interna de retorno também é utilizada como uma das metodologias de avaliação econômica, assunto a ser abordado no item seguinte.

4.3 Métodos de Avaliação Econômica

Para dar suporte às decisões de investimento, com reflexos na escolha de projetos técnicos mais adequados, faz-se necessário a utilização dos métodos e critérios de avaliação econômica, escolhidos e aplicados convenientemente, conforme cada situação particular. "De forma geral, um projeto envolve recursos humanos, materiais e financeiros, proporcionando

¹ Em geral, a taxa de desconto é a taxa de juros que é utilizada no processo de cálculo dos fluxos de caixa descontados, para obter o resultado que for de interesse do investidor e/ou administrador.

um processo de produção em que qualquer falha na otimização desses recursos pode prejudicar a comunidade". (Hirschfeld, 1984;15).

Assim, neste item serão abordados diferentes métodos de avaliação econômica, como ferramenta a propiciar a escolha da melhor proposta, com conseqüente otimização dos recursos.

4.3.1 Método do Valor Presente Líquido - VPL ×

O método do valor presente líquido consiste na soma de todas as entradas (receitas) e saídas (despesas) de um fluxo de caixa na data inicial.

O valor presente líquido também é referido como *desconto* ou *valor descontado*, motivo pelo qual a taxa mínima de atratividade, ou a taxa de juros envolvida recebe o nome de taxa de desconto.

O valor presente líquido é obtido aplicando-se a seguinte equação:

$$VPL_A = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad (4.19)$$

Onde:

VPL_A = valor presente líquido de um fluxo de caixa da alternativa A;

t = número de períodos envolvidos em cada elemento da série de receitas e despesas do fluxo de caixa;

n = número total de períodos de juros;

i = taxa de desconto, ou taxa mínima de atratividade;

F_t = cada um dos diversos valores envolvidos no fluxo de caixa e que ocorrem no período t.

Quando em um fluxo de caixa predomina os valores de despesa, tem-se o custo presente líquido - CPL. Esta situação ocorre no fluxo de caixa referente a vida de um automóvel, por exemplo.

Às vezes se apresentam alternativas de vidas econômicas desiguais. Nesse caso, deve-se procurar igualar as alternativas. Para isso Hirschfeld (1984:89) indica duas maneiras, quais sejam:

- a- *"Cortar parte de uma alternativa ou de ambas;*
- b- *Adotar como duração final comum das duas alternativas o mínimo múltiplo comum das durações originais".*

Critério de decisão:

A melhor alternativa é aquela que apresenta o maior valor presente líquido. Assim, entre duas alternativas A e B, sendo $VPL_A > VPL_B$, a alternativa A é a escolhida.

4.3.2 Método do Valor Futuro Líquido - VFL \times

A finalidade deste método é determinar um valor no instante considerado final a partir de um determinado fluxo de caixa.

O valor futuro líquido de uma alternativa A, é o somatório dos vários valores F envolvidos no fluxo de caixa desta alternativa, onde $F = P (1 + i)^t$, conforme mostrado na Equação 4.20 a seguir:

$$VFL_A = \sum_{t=1}^n P_t (1 + i)^t \quad (4.20)$$

Onde:

VFL_A = valor futuro líquido de um fluxo de caixa da alternativa A;

P_t = cada um dos diversos valores envolvidos no fluxo de caixa, considerados ocorridos, respectivamente, no seu instante zero;

t, n, i = já definidos na Equação 4.19;

Com relação às alternativas com vidas econômicas desiguais, valem aqui as mesmas considerações feitas quando da aplicação do método do valor presente líquido.

Critério de decisão:

A alternativa escolhida como a mais conveniente, é aquela que apresentar maior valor algébrico da soma de todos os valores futuros.

4.3.3 Método do Valor Anual Líquido - VAL

O método do valor anual líquido, ou valor anual uniforme equivalente (VAUE), tem sua aplicação associada a transformação de valores P , F ou G em uma série uniforme equivalente A , proporcionando maior facilidade na análise de alternativas econômicas, a depender do tipo de projeto em que for aplicado. Deste modo, o método consiste em transformar uma série de valores diferentes em valores uniformes, por meio da aplicação de uma taxa, como a taxa mínima de atratividade.

As conversões para a série uniforme A são feitas aplicando-se as equações 4.9, 4.10, 4.13, 4.14, 4.17 e 4.18. Sua aplicação é recomendada em projetos que apresentam uma série de anuidades de valores diferentes, de forma que esses valores, através do método VAL, são transformados em uma série uniforme equivalente.

Quando um projeto apresentar fluxos de caixa com predominância de custos (despesas), ao invés de benefícios (receitas), pode-se inverter a convenção de sinais, discutida no item 4.2.2, ou seja, adotar sinal positivo para os custos e negativo para os benefícios. Assim o VAL negativo passaria a se chamar custo anual líquido - CAL, ou seja: $-\text{VAL} = \text{CAL}$.

Alternativas com vidas econômicas diferentes devem ser resolvidas adotando-se as mesmas considerações mencionadas no método do valor presente líquido, VPL.

Critério de decisão:

A melhor alternativa é aquela que apresentar o maior valor anual líquido.

4.3.4 Método do Custo Anual Líquido - CAL

O método do custo anual líquido, ou custo anual uniforme equivalente -CAUE, é uma variação do método do valor anual líquido, sendo adequada sua aplicação em projetos envolvendo a substituição de equipamentos, situação em que se defronta com o fluxo de caixa contendo os custos dos equipamentos e suas respectivas vidas úteis, os valores residuais por ocasião das vendas ou final da vida útil, despesas anuais com mão-de-obra, manutenção, energia, etc.

Tomando-se como referência ilustrativa os fluxos de caixa gráficos mostrados na Figura 4.6, o cálculo do custo anual líquido pode ser obtido através da Equação 4.21 e 4.22.

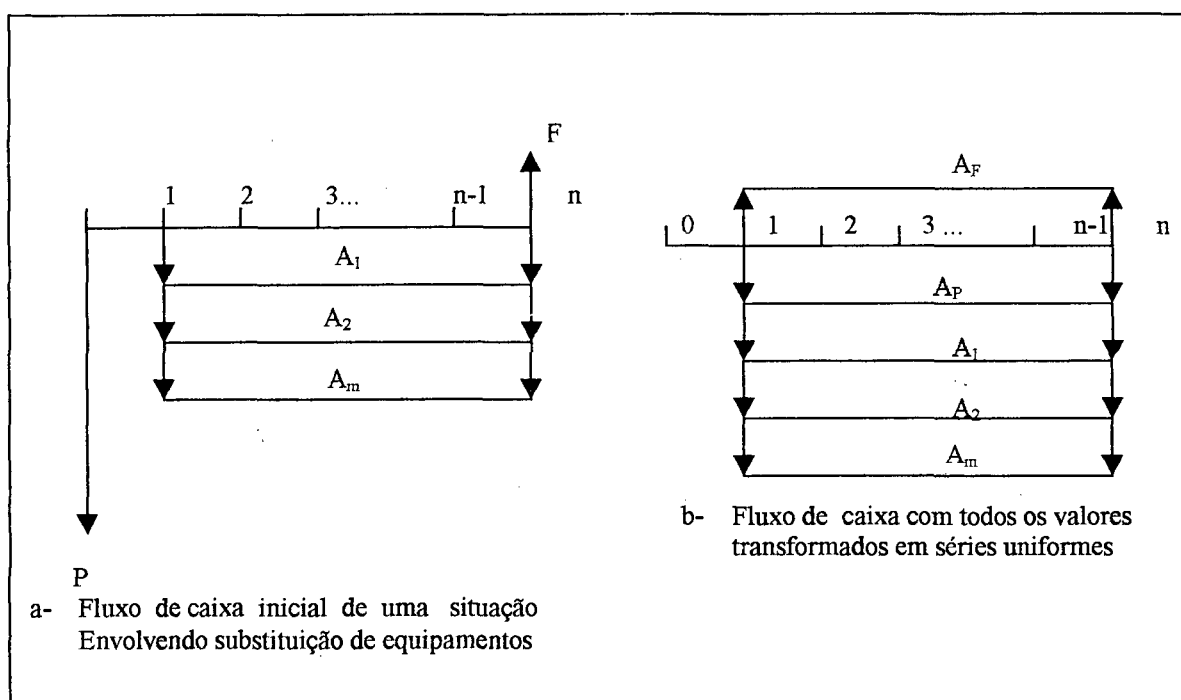


Figura 4.6- Fluxos de caixa ilustrativos do método CAL.

As letras indicadas nos fluxos de caixa da Figura 4.6, têm os seguintes significados:

P = custo do equipamento;

F = valor residual futuro do equipamento;

A_1, A_2, \dots, A_m = séries uniformes representando os custos anuais uniformes equivalentes, advindos de mão-de-obra, manutenção, despesas com energia, etc;

A_F = série uniforme representando as anuidades equivalentes, providas da receita do valor residual F , considerado aplicado à taxa i ;

A_P = série uniforme representando as anuidades equivalentes oriundas do custo do equipamento P , considerado aplicado à taxa i ;

Adotando-se a inversão de sinal em relação ao convencionado, o custo anual líquido pode ser determinado da seguinte forma:

$$CAL = [A_P - A_F] + \sum_j^m A_j \quad (4.21)$$

Onde: $\sum_{j=1}^m A_j$ = somatório dos custos anuais uniformes equivalentes A_j , advindos de mão-de-obra, manutenção, energia elétrica, etc.

Os cálculos podem ser simplificados, adotando-se a expressão:

$$CAL = [(P - F) \times (A / P ; i ; n) + F \times i] + \sum_{j=1}^m A_j \quad (4.22)$$

O exemplo a seguir esclarece a forma de aplicação da Equação 4.21.

Exemplo 4.2: Uma empresa de engenharia necessita adquirir determinado equipamento e em função disso, precisa decidir entre as duas alternativas seguintes:

Tabela 4.3- Dados econômicos das alternativas do Exemplo 4.2

Dados	Alternativa 1	Alternativa 2
Custo do equipamento: P	\$100.000	\$150.000
Mão-de-obra - custo anual: A_1	\$30.000	\$15.000
Manutenção - custo anual: A_2	\$20.000	\$10.000
Vida útil: n	10 anos	15 anos
Valor residual: F	\$40.000	60.000
TMA: i	30%	30%

Aplicando-se a Equação 4.22, tem-se:

$$CAL = [(P-F) \times (A/P; i; n) + F \times i] + A_1 + A_2$$

$$CAL_1 = [(100.000 - 40.000) \times (A/P; 30\%; 10) + 40.000 \times 0,30] + 30.000 + 20.000 = 81.407$$

$$CAL_2 = [(150.000 - 60.000) \times (A/P; 30\%,15) + 60.000 \times 0,30] + 15.000 + 10.000 = 70.538$$

Critério de decisão:

A melhor alternativa é aquela que apresentar menor valor para o custo anual líquido. Verifica-se pelos resultados do Exemplo 4.2, que a alternativa 2 é a mais conveniente, pois apresenta $CAL_2 < CAL_1$.

4.3.5 Método da Taxa Interna de Retorno - TIR

A taxa interna de retorno é a taxa de juros que torna nulo o valor presente líquido do fluxo de caixa de um determinado projeto. “O nome taxa interna [de retorno] está ligado ao fato de a rentabilidade calculada depender exclusivamente do fluxo de caixa, sem a influência de fatores exógenos”. (Miranda, 1999:135). De acordo com o conceito apresentado, tem-se que:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (4.23)$$

As alternativas possíveis de análise, são aquelas cuja TIR é maior que a tma. Isso significa que este método possibilita a escolha preliminar entre um conjunto de alternativas, sendo selecionadas apenas aquelas que atendem ao critério: $TIR > tma$. Entretanto, o método não se resume apenas a essa aplicação, sendo um dos mais utilizados na avaliação de alternativas econômicas.

A tarefa de se encontrar o valor da TIR, de forma que $VPL = 0$, é trabalhosa, podendo ser calculada tanto por tentativa-e-erro como através de calculadoras financeiras ou utilizando programas de computador.

Critério de decisão:

Entre os projetos selecionados na primeira etapa, a seleção final é feita entre os dois que apresentarem as maiores taxas internas de retorno. Entretanto, qual a alternativa mais conveniente?

A comparação entre as taxas internas de retorno de duas alternativas não permite afirmar que se $TIR_A > TIR_B$, então **A** deve ser a alternativa escolhida. Uma solução para este impasse é apresentada por Hirschfeld (1984:174), que propõe a seguinte metodologia para seleção da melhor alternativa:

- 1 – *"Estabelecimento do minuendo;*
- 2 – *Estabelecimento da Equação Incremental;*
- 3 – *Verificação do número máximo de Taxas de Retorno;*
- 4 – *Comparação da Taxa Mínima de Atratividade i_e com a Taxa Incremental de Retorno e Conclusão da Melhor Alternativa;*
- 5 – *Estabelecimento de Gráfico 'Valor Utilizado (VPL, VAL, VFL, etc) versus i '."*

Para melhor compreensão do método, cada item será detalhado através dos seguintes passos:

Passo 1 – Estabelecimento do Minuendo: Esta fase consiste em obter os valores estabelecidos das alternativas à taxa de 0%. É escolhido como minuendo o maior valor e como subtraendo o menor valor. Esses valores serão utilizados na equação incremental;

Passo 2 – Se o valor presente líquido tiver sido estabelecido como base de comparação, as alternativas A e B calculadas à taxa de 0%, geram os valores VPL_{A0} e VPL_{B0} . Se $VPL_{A0} > VPL_{B0}$, então VPL_{A0} será minuendo e VPL_{B0} o subtraendo. Assim, a equação incremental é escrita da seguinte forma:

$$VPL_{A-B} = VPL_{A0} - VPL_{B0} \quad (4.24)$$

A equação incremental é expressa em função da taxa incremental de retorno $i_{\Delta A-B}$, que é definida quando $VPL_{A0} - VPL_{B0} = 0$, ou seja $VPL_{A0} = VPL_{B0}$. Graficamente, este ponto de equilíbrio **E** ocorre no cruzamento das curvas de VPL_A e VPL_B e é denominado de intersecção de Fischer;

Passo 3 - O número máximo de taxas internas de retorno de um determinado projeto depende da quantidade de troca de sinais verificados no decurso do fluxo de caixa. Os fluxos de caixa convencionais, conforme mostrado na Figura 4.2, apresentam uma TIR positiva. Os fluxos de caixa não-convencionais apresentam mais de uma TIR positiva. O fluxo de caixa mostrado na Figura 4.3, é um exemplo desta situação; ele contém três trocas de sinais, logo apresenta o mesmo número de TIR positiva. Nestes casos, diz-se que a TIR do projeto é múltipla.

Passo 4 - Nesta fase é feita a comparação da taxa mínima de atratividade i_e , com a taxa incremental de retorno $i_{\Delta A-B}$ ou $i_{\Delta B-A}$. Adotando-se a alternativa A como minuendo e a alternativa B como subtraendo, o processo de escolha da melhor alternativa pode ser feito da seguinte forma:

- a - Se $i_e < i_{\Delta A-B}$, a melhor alternativa é a que figurou como minuendo;
- b - Se $i_e > i_{\Delta A-B}$, a melhor alternativa é a que figurou como subtraendo;
- c - Se $i_e = i_{\Delta A-B}$, as duas alternativas são equivalentes. Isto ocorre no ponto de intersecção de Fischer.

Passo 5 - Apresentação do gráfico do valor presente líquido versus i , conforme Figura 4.7.

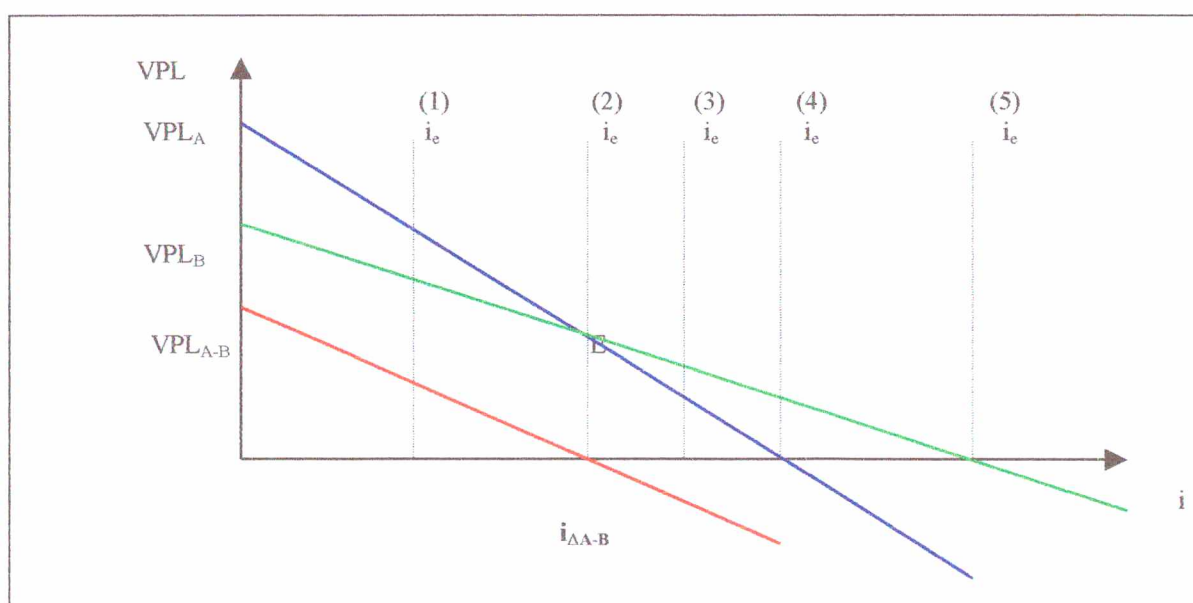


Figura 4.7 – Representação gráfica das alternativas.

Observando-se o gráfico da Figura 4.7 pode-se chegar às seguintes conclusões:

- a – Admitindo-se a taxa interna de retorno i_e na posição 1, ambas as alternativas apresentam rentabilidade positiva, porém a alternativa A é a mais conveniente, pois apresenta maior VPL;
- b – Admitindo-se a taxa interna de retorno i_e , na posição 2, as duas alternativas A e B são equivalentes, podendo qualquer uma, indistintamente, ser selecionada pois ambas produzem rentabilidade positiva;
- c – Admitindo-se a taxa interna de retorno i_e , na posição 3, ambas as alternativas produzem rentabilidade positiva, entretanto B possui maior VPL, sendo portanto a mais conveniente;
- d – Admitindo-se a taxa interna de retorno i_e , na posição 4, verifica-se que $i_e = TIR_A$, limite a partir do qual a alternativa A produz rentabilidade negativa. Nessa posição a alternativa B continua sendo a mais adequada;
- e - Admitindo-se a taxa interna de retorno na posição 5, verifica-se que $i_e = TIR_B$, limite a partir do qual a alternativa B produz rentabilidade negativa. A partir desta posição, deixa de haver interesse por qualquer uma das alternativas.

Casarotto Filho e Kopittke (1996) afirmam que, apesar das dificuldades de aplicação, o método da TIR é o preferido pelas empresas brasileiras, sendo utilizado normalmente em projeto de implantação ou expansão industrial. Isto provavelmente se deve ao fato de se preferir raciocinar em termos de taxa, do que em termos de massa de lucros prováveis, como no caso do VPL.

Ocorrendo situações de projetos com vidas diferentes, o procedimento é análogo ao adotado com a aplicação do método VPL.

4.3.6 Método Benefício-Custo

O método do benefício-custo é usualmente empregado na avaliação econômica de obras públicas cuja duração é longa e envolve considerações de ordem social, política ou de segurança. Entretanto, o mesmo pode ser empregado para quaisquer análises econômicas, sejam de empreendimentos particulares ou governamentais. Possui a particularidade de poder ser aplicado em qualquer instante, inicial, final ou em um instante qualquer compreendido entre dois extremos, desde que se tome precaução de considerar as alternativas em idênticos instantes.

Os conceitos de benefícios e custos assemelham-se aos conceitos de receita e despesas ou dispêndios. Neste sentido, benefícios são avaliações específicas de receitas, faturamentos, dividendos e tudo o mais que tende a beneficiar o empreendimento. Por outro lado, custos são avaliações específicas de dispêndios, gastos e despesas e tudo o mais que tende a endividar o empreendimento previsto.

A convenção de sinais é diferente daquela adotada pelos outros métodos, visto que no método benefício-custo todos os benefícios e todos os custos são considerados como valores positivos.

O método benefício-custo pode ser desdobrado nos seguintes tipos: método da relação benefício-custo, da diferença benefício-custo e da relação incremental benefício-custo. Estes três tipos serão abordados a seguir:

4.3.6.1 Método da Relação Benefício-Custo – B/C

A aplicação deste método impõe a necessidade de conceituar benefícios e custos das seguintes formas:

a – forma tradicional:

→ benefícios: são todas as entradas de dinheiro,

→ custos: são todas as saídas de dinheiro.

b – forma lógica:

→benefícios: são as receitas diretamente relacionadas com o empreendimento predominante;

→ custos: são as despesas direta e indiretamente relacionadas com o empreendimento predominante, subtraído o valor residual ou outros eventuais ganhos (recuperações).

c – forma esporádica:

→ benefícios: são as receitas diretamente relacionadas com o empreendimento predominante menos as despesas diretamente vinculadas ao empreendimento predominante. Trata-se do conceito de benefício líquido;

→ custos: são os gastos indiretamente relacionados com o empreendimento predominante menos o valor residual ou outros eventuais ganhos (recuperações) relacionados com o empreendimento. Trata-se da obtenção dos custos líquidos.

Critério de decisão:

Feitos os cálculos das relações benefícios/custo, ou seja, B/C, são consideradas classificadas as alternativas que apresentam $B/C \geq 1$.

Vale ressaltar a necessidade de se adotarem as mesmas conceituações em todas as alternativas analisadas. Da mesma forma, deve-se considerar o mesmo valor disponível para todas as opções analisadas. A diferença entre o valor disponível e o valor real de investimento, associado à determinada alternativa, deve ser aplicada financeiramente à taxa mínima de atratividade durante um período igual ao considerado para o empreendimento. Os custos anuais de todas as propostas devem ser iguais ao da proposta que apresenta maior custo no instante inicial. Para elucidar a aplicação do método, seja o exemplo a seguir:

Exemplo 4.3 – Uma empresa de energia elétrica tem que fornecer energia a uma pequena cidade. Três alternativas estão sendo trabalhadas, cujos dados estão lançados na Tabela 4.4. Que alternativa escolher, sendo que a alternativa A propõe o fornecimento através de usina dieselétrica. A alternativa B abrange a construção de uma pequena central hidrelétrica – PCH e a alternativa C propõe abastecer a localidade através de uma Linha de Distribuição – LD, comprando a energia de um autoprodutor.

Tabela 4.4 – Dados relacionados ao exemplo 4.3

Dados	A	B	C
Investimento inicial	\$ 800.000	\$ 3.000.000	\$ 1.000.000
Valor residual após dez anos	\$ 200.000	\$ 1.500.000	\$ 600.000
Vida útil	10 anos	10 anos	10 anos
Receitas anuais	\$ 876.000	\$ 950.000	\$ 950.000
Despesas anuais de operação e manutenção	\$ 600.000	\$ 90.000	\$ 450.000
TMA	10%	10%	10%

O conceito adotado é o de benefícios e custos tradicionais. Os cálculos estão apresentados na seguinte seqüência:

1- Cálculo dos custos iniciais das alternativas:

- $Ci_A = 800.000 + 600.000 \times (P/A; 10\%; 10) = 800.000 + 3.686.740 = 4.486.740$
- $Ci_B = 3.000.000 + 90.000 \times (P/A; 10\%; 10) = 3.000.000 + 553.011 = 3.553.011$
- $Ci_C = 1.000.000 + 450.000 \times (P/A; 10\%; 10) = 1.000.000 + 2.765.055 = 3.765.055$

Adotando-se como valor disponível para atendimento à pequena comunidade o maior valor proposto de investimento, verifica-se que esta referência é fornecida pela alternativa A.

2- Cálculo dos benefícios anuais das alternativas:

- $B_A = 876.000 + 200.000 \times (A/F; 10\%; 10) = 876.000 + 200.000 \times 0,062745 = 888.549$
- $B_B = 950.000 + (4.486.740 - 3.553.011) \times (A/P; 10\%; 10) + 1.500.000 \times (A/F; 10\%; 10) = 950.000 + 1.133.729 \times 0,162745 + 1.500.000 \times 0,062745 = 1.228.626$
- $B_C = 950.000 + (4.486.740 - 3.765.055) \times (A/P; 10\%; 10) + 600.000 \times (A/F; 10\%; 10) = 950.000 + 721.685 \times 0,162745 + 600.000 \times 0,062745 = 1.105.097$

3- Cálculo dos custos anuais das alternativas:

- $C_A = Ci_A \times (A/P; 10\%; 10) = 4.486.740 \times 0,162745 = 730.194$

Os resultados dos cálculos estão agrupados na Tabela 4.5 a seguir.

Tabela 4.5 - Resultado dos cálculos do exemplo 4.3

Alternativas	Custos no Instante Inicial	Benefícios Anuais (B)	Custos Anuais Disponíveis (C)	Relação B/C
A	\$4.486.740	\$88.549	\$730.194	$\$88.549/730.194=1,22$
B	\$3.553.011	\$1.228.626	\$730.194	$\$1.228.626/730.194=1,68$
C	\$3.765.055	\$1.105.097	\$730.194	$\$1.105.097/730.194=1,51$

Analisando-se os resultados apresentados na Tabela 4.5 verifica-se que a melhor alternativa é a B, seguida da alternativa C e, por último, a alternativa A.

4.3.6.2 Método da Diferença Benefício-Custo (B - C)

A aplicação deste método equivale aos métodos VPL, VFL ou VAL diferenciando-se apenas no aspecto da adoção de sinais indicativos dos benefícios e custos, ou seja, naqueles métodos, benefícios são indicados com sinal positivo e custos com sinal negativo, enquanto no método em questão, benefícios e custos são referenciados em valores absolutos, havendo a necessidade de indicar explicitamente a operação diferença.

Critério de decisão:

A melhor alternativa é aquela que apresentar maior valor resultante da diferença B-C.

Exemplo 4.4 – Utilizando-se os dados do exemplo 4.3, qual a melhor alternativa aplicando o método da diferença benefício-custo?

Aplicando-se o método do valor anual líquido, os benefícios e custos, calculados separadamente, apresentam os seguintes valores:

1- Cálculo dos benefícios anuais das alternativas:

$$VAL_{BA} = 876.000 + 200.000 (A/F, 10\%, 10) = 888.549$$

$$VAL_{BB} = 950.000 + 1.500.000 (A/F, 10\%, 10) = 1.044.117$$

$$VAL_{BC} = 950.000 + 600.000 (A/F, 10\%, 10) = 987.647$$

2- Cálculo dos custos anuais das alternativas:

$$VAL_{CA} = 4.486.740. (A/P; 10\%, 10) = 730.194$$

$$VAL_{CB} = 3.553.011. (A/P; 10\%, 10) = 987.647$$

$$VAL_{CC} = 3.765.055. (A/P; 10\%, 10) = 612.744$$

O resultado dos cálculos está lançado na Tabela 4.6, a seguir:

Tabela 4.6 – Resultado dos cálculos do exemplo 4.4

Alternativas	Benefícios (B)	Custos (C)	B-C
A	\$ 888.549	\$ 730.194	\$ 158.355,
B	\$ 1.044.117	\$ 578.235	\$ 465.882,
C	\$ 987.647	\$ 612.744	\$ 374.903,

Aplicando-se o critério de decisão, a melhor alternativa é B, em segundo lugar C e, por último, A, pois apresentam a diferença B-C na seguinte ordem:

$$465.882 > 374.903 > 158.355$$

4.3.6.3 Método da Relação Incremental Benefício-Custo - ($\Delta B/\Delta C$)

Este método consiste em examinar as razões entre as diferenças de benefícios e diferenças de custos de uma alternativa em relação a outra.

Critério de decisão:

A escolha da melhor alternativa é feita, segundo Hirschfeld (1984:152-153), adotando-se os seguintes procedimentos:

- 1 – "Ordenam-se as alternativas segundo os valores crescentes dos custos totais investidos;
- 2 – Por ocasião da análise da primeira alternativa, os valores anteriores da alternativa em questão, tanto do benefício como do custo, são considerados iguais a zero;
- 3 – Calcula-se o valor $\Delta B/\Delta C$ da primeira alternativa e se for $\geq 1,00$ ele se tornaria predominante, ficando equivalente a 1,00. Se for $< 1,00$, o seu valor não é considerado, descartando-se tal alternativa. Começa-se então pela segunda alternativa, onde se repete este item;

- 4 - Se o valor $\Delta B/\Delta C$ da alternativa seguinte for maior que 1,00, ele se tornaria predominante, ficando equivalente a 1,00. Se, ao contrário, tal valor $\Delta B/\Delta C$ for menor que 1,00, continuará o velho valor como predominante;
- 5 - Segue-se o mesmo raciocínio para as alternativas seguintes;
- 6 - A alternativa que fornecer o valor $\Delta B/\Delta C$ como predominante final será a melhor, deste conjunto de alternativas;
- 7 - Para se saber qual a alternativa colocada em segundo lugar, segue-se o mesmo procedimento explanado, aplicado, porém, a um conjunto de alternativas, em que se exclui a alternativa já selecionada;
- 8 - Aplica-se o mesmo procedimento para se saber qual a alternativa em terceira, quarto ou n-ésimo lugar;
- 9 - Se qualquer valor $\Delta B/\Delta C$ for negativo (...), escreve-se na coluna $\Delta B/\Delta C$ a palavra negativo e não se coloca o seu valor, por não se considerar relações $\Delta B/\Delta C$ com valores negativos. Como qualquer valor negativo é menor do que 1,00 continuará em vigor a última alternativa predominante."

Exemplo 4.5 - Utilizando-se dados do exemplo 4.3, aplicar o método em estudo para determinar qual a melhor alternativa e a respectiva classificação dos mesmos.

Solução: Considerando-se que todos benefícios e custos já foram calculados no Exemplo 4.3 e 4.4, a solução será apresentada na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 - Solução do exemplo 4.5

Alternativa	Custos totais em ordem cresc. (\$)	ΔB (\$)	ΔC (\$)	$\Delta B/\Delta C$
B	3.553.011	$1.044.117 - 0 = 1.044.117$	$578.235 - 0 = 578.235$	1,80 (>1) predominante = B
C	3.765.055	$987.647 - 1.044.117 = -56.470$	$612.744 - 578.235 = 34.509$	Negativo. Predominante = B
A	4.486.740	$888.549 - 1.044.117 = -155.568$	$730.194 - 578.235 = 151.959$	Negativo. Predominante = B
C	3.765.055	$987.647 - 0 = 987.647$	$612.744 - 0 = 612.744$	1,61 (>1). Predominante = C
A	4.486.740	$888.647 - 987.647 = -93.000$	$730.194 - 612.744 = 117.450$	Negativo. Predominante = C

De conformidade com os resultados da Tabela 4.7, conclui-se que a alternativa melhor é B, seguida de C e, por último, a alternativa A.

Conclui-se também que a aplicação dos três métodos sobre o mesmo conjunto de alternativas, produziram o mesmo resultado, classificando sempre a alternativa B em primeiro lugar, seguida de C e A.

4.3.7 Método do Período de Payback

Ao se fazer avaliação econômica de algum tipo de projeto de investimento, um dado relevante que se procura conhecer é o tempo de retorno. Esse dado pode ser calculado usando os métodos VPL, VFL, VAL, utilizando-se taxas de juros reais, ou seja, é utilizado o princípio do valor temporal do dinheiro.

O método período de payback tem como finalidade conhecer o tempo de retorno de determinado investimento, porém desconsidera o valor do dinheiro no tempo, ou seja, adota o princípio de juros nulos.

Conceitualmente, período de payback é "o período de tempo exato necessário para a empresa recuperar o investimento inicial de um projeto, a partir das entradas de caixa." (Turner, 1997:327). Apesar de não considerar juros reais, o método é muito utilizado por pequenas empresas, devido à simplicidade de cálculos, que consiste em dividir o investimento inicial do projeto pela entrada de caixa anual, caso de valores uniformes anuais. Em caso de valores variáveis de receita, durante o período considerado, os valores previstos devem ser acumulados até que o investimento inicial seja recuperado.

Critério de decisão:

A melhor alternativa é a que oferece o menor período de retorno.

Por não considerar o valor do dinheiro no tempo, este método não é exato, podendo a alternativa selecionada não ser a melhor. Assim este não é um método apropriado para avaliação econômica de projetos de investimento.

4.4 Depreciação

O emprego dos métodos de avaliação econômica em projetos industriais ou qualquer outro tipo de aplicação que envolva aquisição e/ou substituição de equipamentos, pode ficar comprometida se não for considerada a depreciação do equipamento associada a sua vida útil real ou contábil ou vida de serviço (service life), computando-se em função disso, o valor residual do benefício. Entretanto, o valor residual vai depender do modelo de depreciação adotado.

Conceitualmente, "depreciação é a diminuição de valor de um bem resultante do desgaste pelo uso, ação da natureza ou obsolescência normal." (Hirschfeld, 1984:302). Embora o conceito tenha sua abrangência tanto para a depreciação real como para a depreciação contábil, esta diz respeito à diminuição de valores de um bem contabilmente, através da aplicação de legislação específica, que fixa os parâmetros aceitáveis para a depreciação, visando evitar sonegação de impostos, visto que a depreciação é tida como despesa e como tal, pode ser abatida das receitas, diminuindo o lucro tributável.

A depreciação pode ser calculada utilizando-se diferentes métodos. Alguns deles serão abordados a seguir.

4.4.1 Depreciação por Quotas Constantes ou por Forma Retilínea

Este método é bem simples tendo como princípio a depreciação linear, de forma constante. O valor da depreciação constante pode ser obtido através da seguinte equação:

$$DC = P/N \quad (4.25)$$

onde:

DC = depreciação constante em cada ano considerado;

P = preço de compra do bem;

N = prazo de depreciação.

O valor residual do bem após n anos de depreciação, pode ser determinado da seguinte forma:

$$VC_n = P - n \cdot DC \quad (4.26)$$

Onde:

VC_n = valor residual do bem após n anos;

n = período qualquer de depreciação;

Exemplo 4.6: Seja um equipamento comprado por \$200.000. Admitindo-se uma vida útil de 5 anos, qual o valor da parcela de depreciação anual e qual o valor residual do bem, após 3 anos?

Valor da depreciação anual: $DC = 200.000/5 = 40.000$. Isto significa que o equipamento a cada ano se deprecia um quinto de seu valor.

Valor residual do equipamento após 3 anos: $VC_n = 200.000 - 3 \times 40.000 = 80.000$.

Se o valor residual do equipamento for diferente de zero no final de sua vida útil, a Equação 4.24 sofre a seguinte modificação:

$$DC_R = (P - R) / N \quad (4.27)$$

Onde:

DC_R = depreciação constante, considerando o valor residual do bem no final da vida útil;

R = valor residual do bem no final da sua vida útil.

Da mesma forma que no caso anterior, desejando-se conhecer o valor residual do equipamento em um ano qualquer, basta utilizar a equação seguinte:

$$VR_n = P - n \cdot DC_R \quad (4.28)$$

Onde:

VR_n = Valor residual do bem após n anos;

Exemplo 4.7: Com base nos dados do exemplo anterior e admitindo-se valor residual no final da vida útil equivalente a \$80.000, qual o valor da parcela de depreciação e o valor residual em cada ano?

Valor da depreciação; $DC_R = (200.000 - 80.000) / 5 = 24.000$

Os resultados do Exemplo 4.7 estão apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8- Resultados do exemplo 4.7

Ano	Depreciação	Valor do equipamento já depreciado
	(\$)	Valor residual (\$)
0	-----	200.000
1	24.000	200.000 - 24.000 = 176.000
2	24.000	176.000 - 24.000 = 152.000
3	24.000	152.000 - 24.000 = 128.000
4	24.000	128.000 - 24.000 = 104.000
5	24.000	104.000 - 24.000 = 80.000

4.4.2 Depreciação por Porcentagens Constantes (método de Matheson)

Este método consiste na aplicação de uma porcentagem fixa (conforme legislação) sobre o último valor do bem, para se determinar ano a ano, o valor da depreciação. O exemplo a seguir, ilustra sua aplicação.

Exemplo 4.8: Tomando-se como referência os dados do Exemplo 4.6 e admitindo-se que o equipamento deprecia anualmente com uma taxa fixa de 20%, qual o valor de cada parcela de depreciação anual e qual o valor residual do bem?

Os resultados estão resumidos na tabela a seguir:

Tabela 4.9- Solução do exemplo 4.8

Ano	Depreciação	Porcentagem	Valor do bem já depreciado
	(\$)	Real	Valor residual (\$)
0	-----	-----	200.000
1	$200.000 \times 0,20 = 40.000$	20%	$200.000 - 40.000 = 160.000$
2	$160.000 \times 0,20 = 32.000$	16%	$160.000 - 32.000 = 128.000$
3	$128.000 \times 0,20 = 25.600$	12,8%	$128.000 - 25.600 = 102.400$
4	$102.400 \times 0,20 = 20.480$	10,24%	$102.400 - 20.480 = 81.920$
5	$81.920 \times 0,20 = 16.384$	8,192%	$81.920 - 16.384 = 65.536$

O valor do bem em um ano qualquer pode ser obtido diretamente através da equação:

$$VPC_n = P (1 - i)^n \quad (4.29)$$

Onde:

VPC_n = valor residual do bem, por porcentagem constante, ao final do ano n ;

P = preço de compra do bem;

i = porcentagem constante considerada;

n = anos de depreciação.

O método de Matheson se diferencia do primeiro oferecendo uma solução não linear, ou seja, o bem não é depreciado linearmente como no primeiro método.

4.4.3 Depreciação por Progressão Aritmética de Razão Igual ao Primeiro ou Último Termo (método de Cole)

Este método também é designado por depreciação por soma dos dígitos periódicos, consistindo numa depreciação, a cada ano, igual a uma fração ordinária, formando uma progressão aritmética crescente ou decrescente, de razão igual a uma fração, em que o numerador é 1 e o denominador é igual à soma dos termos da progressão aritmética. Se a vida útil do bem for n e a depreciação for decrescente, a primeira depreciação será igual a $1/S$, sendo S determinado através da equação:

$$S = \frac{1+n}{2} \times n \quad (4.30)$$

Exemplo 4.9: Seja um equipamento comprado por \$200.000. Admitindo-se vida útil de 5 anos, sem valor residual ao final da vida útil, ao aplicar o método em estudo, qual o valor da depreciação e o valor residual do bem ano a ano?

Adotando-se depreciação decrescente: Como $S = \frac{1+5}{2} \times 5 = 15$ a depreciação é decrescente, o primeiro fator de depreciação é $n/5 = 5/15$ e o último $1/S = 1/15$. Os cálculos estão resumidos na Tabela 4.10.

Tabela 4.10- Solução do exemplo 4.9

Ano	Depreciação (\$)	Porcentagem Real	Valor do bem já depreciado Valor residual (\$)
0	-----	-----	200.000
1	$200.000 \times (5/15) = 66.667$	33%	$200.000 - 66.667 = 133.333$
2	$200.000 \times (4/15) = 53.333$	27%	$133.333 - 53.333 = 80.000$
3	$200.000 \times (3/15) = 40.000$	20%	$80.000 - 40.000 = 40.000$
4	$200.000 \times (2/15) = 26.667$	13%	$40.000 - 26.667 = 13.333$
5	$200.000 \times (1/15) = 13.333$	7%	$13.333 - 13.333 = 0$

Este método de depreciação também não é linear, reduzindo os percentuais de depreciação à medida que se aproxima do final da vida útil do bem.

4.5 Análise de Sensibilidade

A aplicação dos métodos de avaliação econômica, vistos nos itens anteriores, está baseada na hipótese de invariabilidade dos dados de entrada utilizados para cálculo. Entretanto, a decisão por uma determinada alternativa pode ser modificada se houver alteração em algum dado de entrada. Ademais surge a questão: quais dados provocam maior variação em relação ao valor esperado? Questões como estas exigem a análise de sensibilidade do projeto ou de um conjunto de projetos.

A análise de sensibilidade tem por objetivo auxiliar a tomada de decisão, ao se examinarem eventuais alterações de valores representativos de um fluxo de caixa, com solução através de alguns dos métodos apresentados. Analisando-se uma situação genérica, empregando o método do valor anual líquido: $VAL = P (A/P; i; n) + (A_1 - A_2) + F (A/F; i; n)$, a análise de sensibilidade consistiria em buscar resposta à questões do tipo: Qual o VAL, alterando-se o valor de i , ou n , ou A_1 , ou A_2 , ou P , ou F ? Quando uma pequena variação em um destes parâmetros provoca uma grande alteração no VAL, diz-se que o resultado é sensível à variação daquele parâmetro.

Embora haja o desenvolvimento de métodos apurados para melhorar a qualidade da análise de sensibilidade, as discussões apresentadas neste item são suficientes aos propósitos deste trabalho.

CAPÍTULO 5

METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE SISTEMAS ELÉTRICOS

5.1 Introdução

O objetivo básico de um sistema elétrico é tornar possível o atendimento aos consumidores dentro de padrões de qualidade aceitáveis com menor custo global possível. Este ponto de equilíbrio é alcançado por meio de uma adequada conjugação dos aspectos técnicos e econômicos. Entretanto, a questão que se coloca é de como isto ocorre no âmbito dos sistemas elétricos.

Esse processo tem como ponto de partida o registro dos dados pertinentes ao desempenho operacional do sistema, e a sua conseqüente avaliação através dos indicadores operativos de interesse.

As ferramentas necessárias ao estudo do sistema existente, bem como para a proposição de novas obras, especialmente relacionadas ao cálculo da confiabilidade, estão apresentadas neste capítulo.

Ao final, o conjunto de procedimentos destinados à avaliação técnico-econômica de sistemas elétricos, é estruturado através de um fluxograma, cujo objetivo é permitir a visualização da abrangência do método.

5.2 Avaliação Técnica

A avaliação técnica de um sistema elétrico diz respeito à análise de seu padrão de qualidade, estabelecido através de uma série de indicadores, entre os quais o nível de tensão e a continuidade no fornecimento, a serem abordados mais detalhadamente nas seções seguintes, por serem de extrema relevância na estruturação deste trabalho. O comentário sobre os outros indicadores será feito, a começar pela frequência.

A- Faixa de frequência

O sistema elétrico brasileiro tem normalizado a frequência e 60 Hz. As variações em torno deste valor encontram-se afetas aos sistemas de produção, representados pelas centrais hidrelétricas, centrais térmicas, eólicas etc. O desenvolvimento tecnológico especialmente de geradores síncronos e de unidades governadoras de rotação, tem assegurado níveis aceitáveis de qualidade com relação à variação de frequência, sendo este um item de qualidade sustentada no suprimento/fornecimento¹ de energia elétrica;

B- Oscilações rápidas de tensão

As oscilações rápidas de tensão são provocadas por determinados tipos de carga como os fornos a arco, aparelhos de raio X, máquinas de solda e motores acionando cargas variáveis (compressores, laminadores, elevadores guindastes, britadores, etc). O efeito das oscilações rápidas é verificado na luminosidade de lâmpadas incandescentes, provocando cintilações ou flickers, que se manifesta através da impressão visual de uma luminosidade oscilante, que dependendo da intensidade, provoca irritabilidade visual. Cipoli (1993) recomenda o equacionamento do atendimento a cargas que provocam oscilações de tensão, antes da sua ligação à rede elétrica, pois após a ligação do consumidor, as dificuldades para resolver o problema são grandes, podendo se tornar inviável sob o ponto de vista técnico-econômico;

¹ "O termo suprimento está relacionado à venda de energia em grosso, entre uma empresa geradora e uma distribuidora, enquanto fornecimento está relacionado à venda a varejo entre uma empresa e um conjunto de consumidores ou consumidor individual."

C- Distorções harmônicas de tensão

As distorções harmônicas de tensão são provocadas por determinados tipos de carga, com características não-lineares, geradoras de correntes harmônicas que ao se propagarem pelo sistema provocam o aparecimento de tensões harmônicas que distorcem a forma de onda senoidal de tensão gerada pelas usinas;

D- Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão em um sistema convencional, tem como causa o carregamento desigual das três fases do sistema, provocando quedas de tensão distintas em cada fase. O desequilíbrio de tensão pode provocar o aquecimento exagerado de motores de indução, geração de harmônicos nos conversores estáticos e sobreaquecimento de geradores. Em termos percentuais, o máximo desequilíbrio tolerável, conforme a IEC², para motores de indução, é de 2% em regime contínuo.

Apesar da relevância dos indicadores do padrão de qualidade apresentados, cumpre observar que este trabalho consiste num estudo de uma tecnologia apropriada para atendimento a pequenas cargas, onde se dispensa o rigor da qualidade da energia em si. Aqui, o enfoque é para a “*qualidade do fornecimento*”, onde as questões básicas a serem consideradas na avaliação técnica dizem respeito ao nível de tensão, continuidade, confiabilidade e carregamento de condutores e equipamentos. Excepcionalmente, será analisado o aspecto do desequilíbrio da tensão, em função das particularidades técnicas da tecnologia PRE. Conforme mencionado, as questões de interesse na avaliação técnica, serão abordadas a seguir.

5.2.1 Nível de Tensão.

Os equipamentos elétricos em geral dependem do nível de tensão em relação à sua tensão de placa ou tensão nominal, de tal forma que quanto maior for a diferença entre sua

² IEC: International Electrotechnical Commission.

tensão nominal e a efetivamente fornecida pela concessionária de energia, maior serão as alterações no desempenho e vida útil. A título de exemplo, uma variação da ordem de 5% (cinco por cento) da tensão nominal das lâmpadas incandescentes leva a uma redução de 50% (cinquenta por cento) da sua vida útil.

Na prática, é admissível o fornecimento de tensão dentro de uma faixa para mais e para menos em relação ao nível de tensão nominal de fornecimento. Da mesma forma os fabricantes já desenvolvem os projetos admitindo certa diferença entre a tensão nominal ou tensão de placa do equipamento e a tensão efetivamente fornecida. Essa é uma relação de interesses conflitantes, razão pela qual há o estabelecimento de normas fixando limites de variações de tensão admissíveis.

Os níveis de tensão de fornecimento de energia elétrica, assim como as definições dos limites de variação das tensões, estão regulamentadas pela Portaria nº 047 do DNAEE. Alguns aspectos relevantes dessa Portaria são a fixação de limites para fornecimento de tensão de transmissão, subtransmissão ou primária de distribuição que pode ser feita em qualquer valor compreendido entre $\pm 5\%$ em relação à tensão nominal do sistema.

5.2.1.1 Conceitos sobre Nível de Tensão.

A seguir são apresentados alguns conceitos relacionados a tensão ou voltagem:

- **Tensão nominal:** é o valor de tensão que se utiliza no projeto de circuitos e aparelhos eletro-eletrônicos.
- **Tensão de fornecimento:** é o valor eficaz da tensão combinada entre concessionária e consumidor, no ponto de entrega de energia elétrica, nos termos da legislação em vigor.
- **Regulação de tensão:** é a variação existente entre o valor máximo e mínimo de tensão, num determinado ponto de sistema elétrico, e é dada pela expressão:

$$R_{eg} = V_{max} - V_{min} \text{ [Volts]} \quad (5.1)$$

Ou em termos percentuais:

$$R_{eg} = \left(\frac{V_{max} - V_{min}}{V_{min}} \right) \times 100 \quad [\%] \quad (5.2)$$

- **Queda de tensão:** é a diferença entre os valores de tensão de entrada e saída em dado componente do sistema elétrico, conforme indicado pela expressão:

$$\Delta V = V_i - V_f \quad [\text{volts}] \quad (5.3)$$

onde:

ΔV = queda de tensão

V_i = tensão no início do componente

V_f = tensão no final do componente

Em termos percentuais:

$$\Delta V = \frac{V_i - V_f}{V_i} \times 100 \quad [\%] \quad (5.4)$$

5.2.1.2 Tipos de Configurações do Sistema Elétrico

A análise técnica do nível de tensão é feita sempre quando se deseja efetuar o atendimento a novas áreas, efetuar obras de melhoramento ou ampliação da capacidade do sistema, em função do crescimento da carga. Em todas essas atividades, típicas da área de planejamento, são utilizados modelos matemáticos apropriados, cuja complexidade vai depender do tipo de configuração do sistema. Neste sentido, duas configurações são utilizadas: *a radial e em malha*.

A – Configuração radial

Os sistemas radiais apresentam modelagem menos complexa que os sistemas em malha. Assim, os cálculos visando conhecer o nível de tensão em diferentes pontos de um

sistema radial, podem ser feitos através de procedimentos manuais ou computacionais. A seguir serão apresentadas as equações que facilitam o cálculo manual.

As equações desenvolvidas para cálculo da queda de tensão em sistemas elétricos radiais, envolvem certas considerações, discutidas mais detalhadamente no Anexo VI. De forma simplificada, o cálculo de queda de tensão é feito utilizando-se o coeficiente unitário de queda de tensão, G (em % / MVA x Km) definido pela seguinte equação³:

$$G = \frac{R \cos \varphi + X \sin \varphi}{KV^2} \times 100 \text{ [%]} \quad (5.5)$$

Onde:

R = resistência do condutor de fase, em Ω/Km .

$\cos \varphi$ = fator de potencia da carga.

X = reatância indutiva do condutor de fase, em Ω/Km .

KV = tensão nominal da fonte, em quilovolts.

A queda de tensão percentual ΔV , em um circuito de comprimento ℓ (em Km), atendendo no seu extremo uma carga S (em MVA), será:

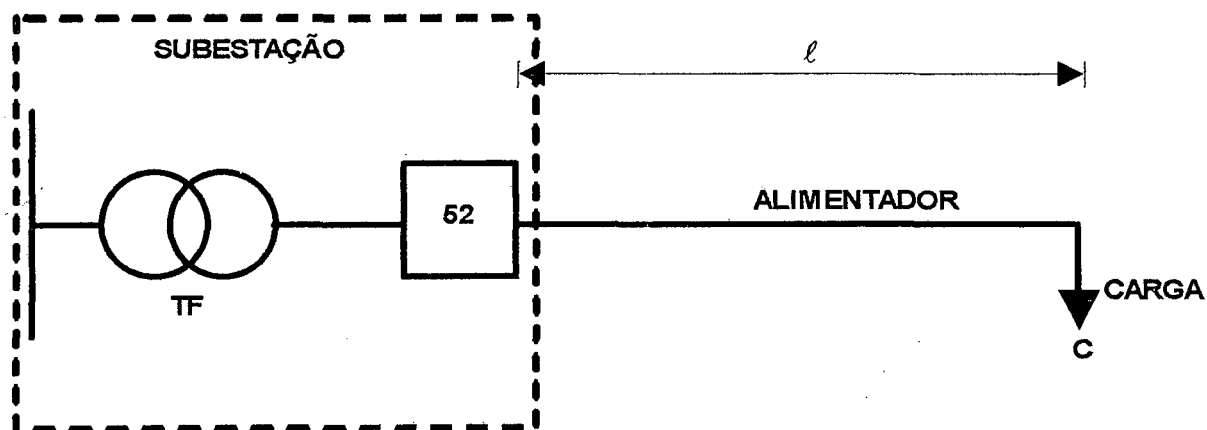
$$\Delta V = G \cdot \ell \cdot S \text{ [%]} \quad (5.6)$$

Onde:

ℓ = comprimento de uma LT, ou alimentador de uma rede de distribuição, RD.

A equação 5.6 se aplica a situação de carga concentrada ao final de um alimentador, conforme mostrado na Figura 5.1.

³ Confrontando-se as Equações 5.5 e 5.6, verifica-se que a primeira é um caso particular da segunda, pois em 5.5, $\ell = 1\text{Km}$ e $S = 1\text{MVA}$, daí a simplicidade do cálculo manual.



TF = Transformador; 52 = Disjuntor

Figura 5.1 – Sistema elétrico com carga concentrada ao final da LT.

Quando a carga é distribuída uniformemente ao longo do alimentador, conforme mostrado na Figura 5.2, a queda de tensão percentual é obtida através da equação:

$$\Delta V = \frac{1}{2} \cdot G \cdot \ell \cdot S \text{ [%]} \quad (5.7)$$

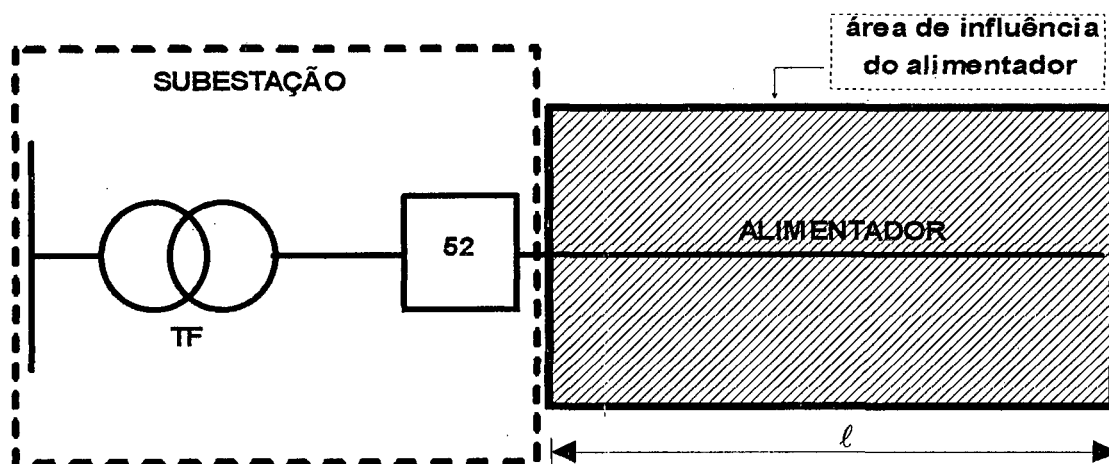


Figura 5.2 – Sistema elétrico com carga distribuída.

A Equação 5.7 leva em consideração a carga concentrada no meio do alimentador.

Outra forma possível de distribuição de carga ao longo de um alimentador, está mostrada na Figura 5.3 a seguir:

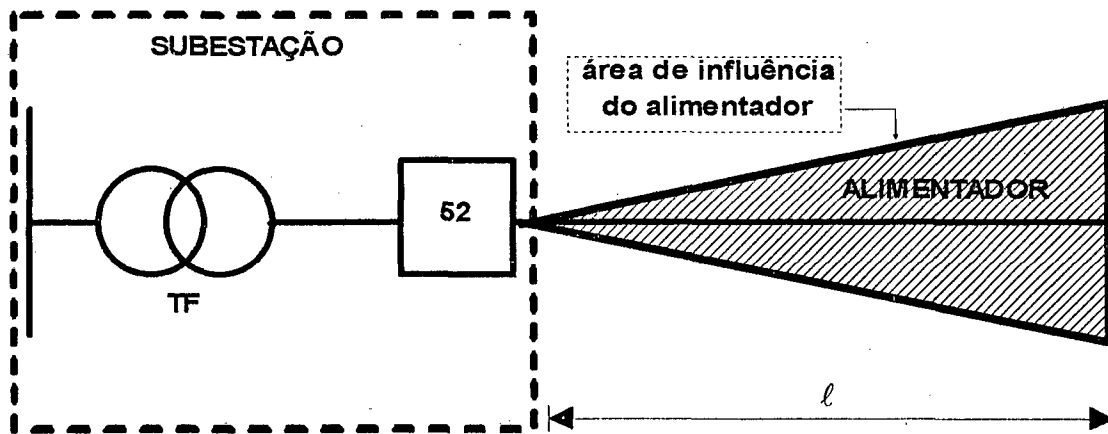


Figura 5.3– Sistema elétrico com carga distribuída triangularmente.

Para um alimentador com carga distribuída triangularmente, o cálculo da queda de tensão é feito considerando-se toda a carga concentrada a $2/3$ do início do alimentador, conforme Equação 5.8:

$$\Delta V = \frac{2}{3} G \cdot \ell \cdot S \text{ [%]} \quad (5.8)$$

Outras distribuições de carga radiais são possíveis, a partir da combinação dos modelos apresentados nas Figuras 5.1, 5.2 e 5.3.

Optando-se pela utilização de métodos computacionais de cálculo, o CODI, através da Recomendação Técnica de Distribuição de n.º 16 – RTD-16, indica os programas CEMIG 08 e CEMIG 19. O primeiro programa exige:

Dados de entrada:

- * número e localização das subestações de uma determinada área;
- * densidade da carga de área;
- * nível de qualidade de serviço.

Dados de saída: * número ótimo de alimentadores por subestação;

O segundo programa foi desenvolvido a partir das idéias do CEMIG 08 e exige:

Dados de entrada:

- * densidade de carga da área;
- * nível de qualidade de serviço (tensão e continuidade);
- * espaçamento médio entre subestações.

Dados de saída: * sistema mais econômico para o atendimento das cargas.

B – Configuração em malha:

O sistema elétrico em malha apresenta modelagem complexa, sendo mais conveniente a utilização de recursos computacionais para se determinar os níveis de tensão em diferentes pontos do sistema. Normalmente são utilizados programas de fluxo de carga como o ANAREDE (CEPEL) e PECO (ELETROBRAS).

5.2.1.3 Cálculos de Queda de Tensão em Transformadores

Um dos componentes principais do sistema elétrico é o transformador, responsável pela transformação de um nível de tensão para outro, tornando possível o atendimento aos diferentes consumidores no seu respectivo valor de tensão e potência. Por outro lado, o transformador afeta o nível de tensão através da queda interna de tensão, relacionado às suas características e ao carregamento a que é submetido.

Uma das formas de cálculo que permite determinar a regulação e a queda de tensão interna do transformador é apresentada por Cipoli (1993), através das seguintes expressões:

$$\text{Regulação (\%)} = \frac{S_c}{S_T} \cdot [(R \cdot \cos \varphi + X \sin \varphi) + \frac{1}{200} (X \cos \varphi + R \sin \varphi)^2] \quad (5.9)$$

Sendo:

$$\text{Regulação (\%)} = \frac{V_{\text{vazio}} - V_{\text{carga}}}{V_{\text{vazio}}} \times 100 \quad (5.10)$$

$V_{\text{vazio}} - V_{\text{carga}} = \Delta V$ = queda de tensão interna no transformador.

S_c = potência aparente da carga, em VA, KVA ou MVA;

S_T = potência aparente do transformador em VA, KVA ou MVA;

R = resistência percentual do transformador;

X = reatância indutiva percentual do transformador.

Normalmente as concessionárias de energia elétrica adotam limites de carregamento para os transformadores, o que facilita os trabalhos de planejamento e de intervenções

operacionais, visando a garantia dos níveis de tensão, conforme Portaria 047/78 do DNAEE⁴, contida na obra “Controle de tensão de sistemas de distribuição” (ELETROBRAS & CODI, 1985, anexo I, p.133-137).

5.2.1.4 Compensação de Reativo

A queda de tensão em circuitos de corrente alternada, notadamente em redes, linhas e equipamentos associados como o transformador, é fortemente influenciada pelo tipo de carga, ou mais precisamente pelo fator de potência, representado pelo $\cos\phi$, sendo ϕ o ângulo de defasagem entre a tensão V e a corrente I .

Assim, quando a corrente está adiantada da tensão, diz-se que o fator de potência é capacitivo e quando a corrente está atrasada da tensão, diz-se que o fator de potência é indutivo.

Matematicamente o fator de potência⁵ pode ser definido pela relação entre a potência ativa e a potência aparente. Exprimindo a potência ativa em Watts (W) e potência aparente em Volt-ampère (VA), tem-se:

$$\cos\phi = \frac{W}{VA} \quad (5.11)$$

A definição do $\cos\phi$ fica mais clara a partir da representação geométrica das potências, como ilustrado na Figura 5.4 a seguir:

⁴ Portaria Nº 047 de 17 de abril de 1978 – DNAEE (atual ANEEL). Estabelece os níveis de determinadas tensões de fornecimento de energia elétrica, bem como a definição dos limites de variação de tensões, em geral, a serem observados pelos concessionários de serviços públicos de eletricidade;

⁵ “O conceito desta grandeza decorre do fato de as indutâncias dos motores de indução e dos reatores e transformadores, consumirem além da energia ativa (devido ao aquecimento de condutores ou lâmpadas e realização de trabalho mecânico), energia reativa. Esta energia reativa é consequência do efeito de auto-indução na formação do campo magnético pela passagem da corrente nas bobinas dos equipamentos citados.” (Niskier & Macintyre, 1985:284).

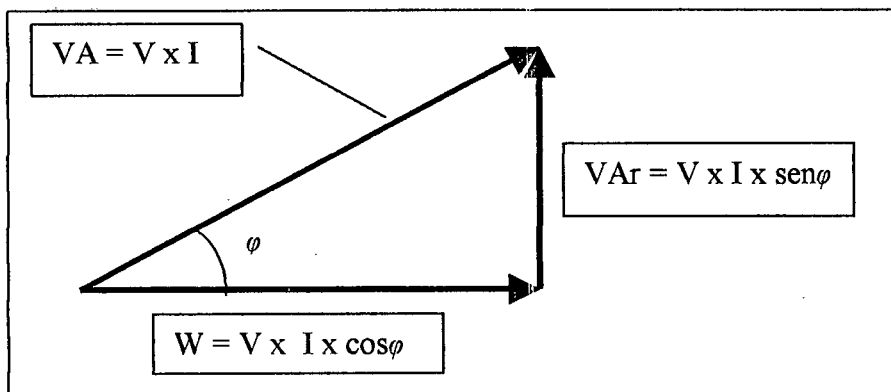


Figura 5.4- Triângulo de potências

Onde:

V_A = Potência aparente determinada pelo produto da tensão pela corrente, ou seja:

$$V_A = V \times I; \quad (5.12)$$

W = Potência ativa ou potência útil, determinada pelo produto da tensão pela corrente e fator de potência, ou seja:

$$W = V \times I \cos\varphi \quad (5.13)$$

V_{Ar} = Potência reativa, dada pela expressão:

$$V_{Ar} = V \times I \sin\varphi \quad (5.14)$$

As potências mencionadas se relacionam através da seguinte expressão:

$$V_A = \sqrt{W^2 + V_{Ar}^2} \quad (5.15)$$

Os múltiplos usualmente empregados para exprimir potência são:

- Potência aparente: KVA e MVA;
- Potência ativa: KW e MW;
- Potência reativa: KVAR e MVAR.

Em se tratando de circuitos trifásicos e representado a potência aparente por S , potência ativa por P , potência reativa por Q e a tensão em quilovolts (KV). Deste modo, as Equações 5.12 a 5.15 assumem os seguintes formatos:

$$\bullet S = \sqrt{3} \times KV \times I \quad [\text{KVA}] \quad (5.16)$$

$$\bullet P = \sqrt{3} \times KV \times I \times \cos \varphi \quad [\text{KW}] \quad (5.17)$$

$$\bullet Q = \sqrt{3} \times KV \times I \times \sin \varphi \quad [\text{KVAR}] \quad (5.18)$$

$$\bullet S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad [\text{KVA}] \quad (5.19)$$

Pelo exposto, se uma determinada linha atende a uma carga com baixo fator de potência (ângulo φ grande) pode-se concluir, pelas Equações 5.5 a 5.8, que essa situação pode ser modificada sem que haja qualquer intervenção nos equipamentos que compõem a carga. A alteração de uma condição de fator de potência para outra é possível através da instalação de bancos capacitores, sendo esse procedimento designado de compensação de reativo em um sistema indutivo.

A compensação de reativo com o objetivo de alterar um fator de potência $\cos \varphi_1$ para $\cos \varphi_2$, pode ser determinada com base no triângulo de potências apresentado na Figura 5.5.

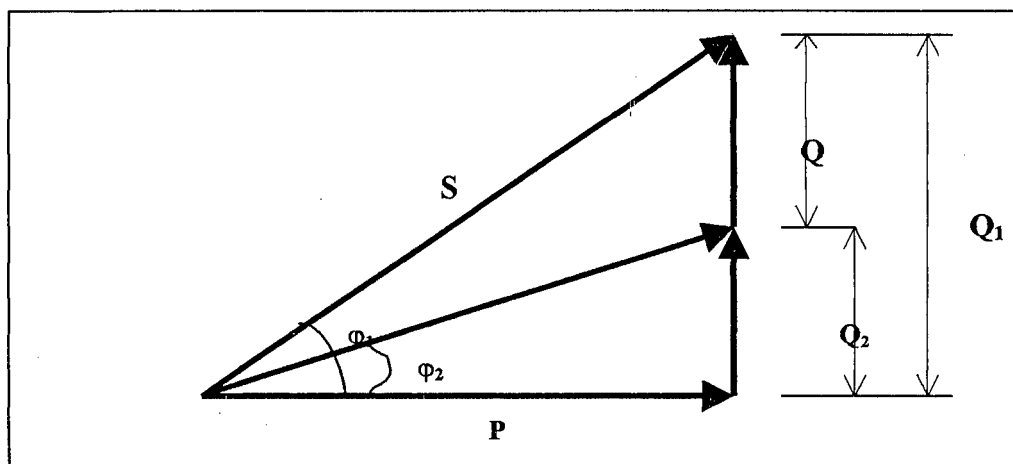


Figura 5.5- Diagrama de compensação de reativo

Observa-se na Figura 5.5, que através da instalação da potência Q em capacitores, será possível compensar o sistema de forma a obter um fator de potência ($\cos \varphi_2$) maior que o inicial ($\cos \varphi_1$). A equação que permite determinar Q é obtida da seguinte forma:

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{Q_1}{P} = \frac{Q + Q_2}{P} \quad (5.20)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{Q_2}{P} = \frac{Q_1 - Q}{P} \quad (5.21)$$

Exprimindo a Equação 5.21 em função de Q_2 e substituindo na Equação 5.20, tem-se como resultado:

$$Q = P \times (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2) \quad (5.22)$$

Portanto, através da Equação 5.22 se obtém a potência reativa capacitiva necessária para elevar o fator de potência para um novo valor desejado. Em redes de distribuição e linhas isso significa redução de corrente para uma mesma potência útil, tendo como resultado redução na queda de tensão e conseqüente redução das perdas técnicas.

5-2.2 Continuidade do Fornecimento

A continuidade do fornecimento de energia elétrica é o aspecto mais sensível da qualidade percebida pelo consumidor, dada aos transtornos e prejuízos advindos das interrupções.

O controle sobre as interrupções é feito através da adoção de índices numéricos que servem como balizadores nos processos de tomada de decisão, envolvendo as fases de planejamento, projeto, construção, operação e manutenção do sistema elétrico. Antes da abordagem dos mecanismos de controle adotados pelo setor elétrico, serão apresentados alguns conceitos a serem amplamente utilizados neste trabalho.

5.2.2.1 Conceitos Básicos

- *Falha*: é todo evento sobre o componente ou sistema, que provoca sua perda de capacidade, impossibilitando-o de desempenhar sua função e levando-o à condição de operação inadmissível;
- *Taxa de falha*: é a relação entre um incremento do número de falhas e o incremento correspondente de tempo em qualquer instante da vida de um componente do sistema;
- *Tempo médio entre falhas*: é o tempo médio que o componente ou sistema permanece em serviço entre falhas;
- *Tempo médio de atendimento* – TMA: é o período transcorrido desde o desligamento do circuito, ou desde o registro da reclamação, até a reenergização do mesmo. É composto dos seguintes tempos:
 - *Tempo médio de espera* – TME: é a média dos tempos gastos na obtenção de recursos necessários para dar início aos trabalhos de localização da falha;
 - *Tempo médio de deslocamento* – TMD: é a média dos tempos gastos para deslocamento até o local da falha, estando incluído o tempo para execução de testes e transferência de carga com a finalidade de localizar o ponto de falha;
 - *Tempo médio de reparo* – TMR: é o resultado do número de componentes por seus respectivos tempos de reparo, dividido pelo número de reparos efetuados;
- *Duração da interrupção*: é o período de tempo compreendido entre o início e o fim da interrupção;
- *Confiabilidade*: é a característica do sistema que quantifica, por meio de índices numéricos, o seu desempenho passado, ou estimativas futuras;
- *Indisponibilidade*: é a parcela de tempo em que determinado componente fica fora de operação por falhas, em um período de tempo considerado;
- *Saída não-programada, ou saída forçada*: é uma saída associada à necessidade de retirada imediata de um componente de serviço, seja automaticamente, ou tão rápido quanto as operações de chaveamento possam ser executadas.

Também pode ser considerada como saída forçada, a saída resultante da operação indevida de alguns componentes do sistema (erro humano);

- *Saída programada*: é uma saída que resulta quando um componente é deliberadamente retirado de serviço a um tempo selecionado, usualmente para fins de construção, manutenção preventiva ou corretiva;
- *Saída permanente*: é uma saída que exige reparos ou substituição de componentes pela turma de manutenção para restabelecer o fornecimento;
- *Saída transitória*: está associada à saída cuja causa se auto-extingue, de modo que o componente afetado pode ser recolocado em serviço rapidamente. São exemplos de saídas transitórias: descargas atmosféricas que danificam componentes do sistema, galhos de árvores que tocam as linhas por ação do vento, pássaros, etc.;

5.2.2.2 Indicadores de Continuidade

Assim como no caso do nível de tensão, a continuidade no fornecimento de energia elétrica está regulamentada pelo DNAEE, através da Portaria nº 046 de 17 de abril de 1978 (ver Anexo II). Esse documento define os índices de continuidade por conjunto de consumidores, calculados a partir das seguintes equações:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca_{(i)} \times t_{(i)}}{Cs} \quad [horas] \quad (5.23)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca_{(i)}}{Cs} \quad (5.24)$$

Onde:

DEC = duração equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado;

FEC = frequência equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado;

i = número de interrupções variando de 1 a n;

$Ca_{(i)}$ = número de consumidores, do conjunto considerado, atingido nas interrupções (i);

$t_{(i)}$ = tempo de duração das interrupções (i), em horas;

Cs = número total de consumidores do conjunto considerado.

A depender do tipo de sistema e do número de consumidores atendidos são admitidos, segundo a Portaria 046, valores diferentes de DEC e FEC, conforme Tabela 5.1.

Tabela 5.1- Valores máximos anuais de DEC e FEC

Conjunto de consumidores	DEC (horas)	FEC (número)
Atendido por sistema subterrâneo com secundário reticulado;	15	30
Atendido por sistema subterrâneo com secundário radial;	20	25
Atendido por sistema aéreo, com mais de 50.000 consumidores;	30	45
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 15.000 e 50.000;	40	50
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 5.000 e 15.000;	50	60
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 1.000 e 5.000;	70	70
Atendido por sistema aéreo, com menos de 1.000 consumidores.	120	90

Fonte: (ELETROBRAS & CODI, 1982b:174, apêndice II)

Os valores da Tabela 5.1 são aplicáveis a consumidores atendidos em tensão de transmissão, subtransmissão, inferior a 69 kV e à rede primária e secundária de distribuição. Também vale registrar, que somente são consideradas nos limites apresentados, as interrupções com duração superior a 3 (três) minutos e, durante um trimestre, os valores apurados não podem ultrapassar a 40% dos valores tabelados.

A utilização do método de cálculo das interrupções, apurando-se o DEC e o FEC, permite avaliar o desempenho do sistema, ou seja, avaliar o resultado de seu desempenho operacional. Assim, a partir dos conceitos de DEC e FEC, uma série de índices operativos pode ser estruturado, conforme abordagem feita no item seguinte.

5.2.2.3 Índices Operativos

Alguns dos índices mais utilizados pelas concessionárias de energia elétrica na verificação do desempenho do sistema elétrico são:

A- Duração da interrupção

A duração da interrupção, que corresponde ao intervalo de tempo entre o início e o fim da interrupção, a depender da análise de interesse, pode ser representada pelos seguintes índices operativos:

- *Duração equivalente por consumidor*⁶

É o intervalo de tempo que, em média, cada consumidor do sistema ficou privado do fornecimento de energia elétrica no período considerado, sendo determinado pela expressão:

$$D = \frac{\sum_{i=1}^n Ca_{(i)} \times t_{(i)}}{Cs} \quad [horas] \quad (5.25)$$

Onde:

- D** = duração equivalente por consumidor, em horas;
- Ca_(i)** = número de consumidores atingidos na interrupção (i);
- t_(i)** = tempo decorrido na interrupção (i), em horas;
- Cs** = número total de consumidores do sistema;
- i** = número de interrupções variando de 1 a n.

- *Duração média por consumidor*

É o intervalo de tempo que, em média, cada consumidor atingido ficou privado do fornecimento de energia elétrica no período considerado. Este índice pode ser determinado através da expressão:

⁶ Quando a duração equivalente por consumidor é calculada em relação ao número de consumidores do conjunto considerado, sua definição torna-se equivalente àquela da Portaria 046 do DNAEE, ou seja, D = DEC (ver Anexo II)

$$dmc = \frac{\sum_{i=1}^n Ca_{(i)} \times t_{(i)}}{\sum_{i=1}^n Ca_{(i)}} \quad [horas] \quad (5.26)$$

Onde:

dmc = duração média por consumidor, em horas

- *Duração equivalente por potência instalada*

É o intervalo de tempo que, em média, cada potência instalada do sistema ficou desenergizada no período considerado, podendo ser calculado através da expressão:

$$Dek = \frac{\sum_{i=1}^n P_{(i)} \times t_{(i)}}{Pt} \quad [horas] \quad (5.27)$$

Onde:

Dek = duração equivalente por potência instalada, em horas;

P_(i) = potência instalada atingida na interrupção (i), expressa em KVA ou MVA;

t(i) = tempo decorrido na interrupção (i), em horas;

Pt = potência total instalada no sistema, em KVA ou MVA;

i = número de interrupções variando de 1 a n.

- *Duração média por potência instalada*

É o intervalo de tempo que, em média, cada potência instalada atingida ficou desenergizada no período considerado, sendo determinado da seguinte forma:

$$dmp = \frac{\sum_{i=1}^n P_{(i)} \times t_{(i)}}{\sum_{i=1}^n P_{(i)}} \quad [horas] \quad (5.28)$$

Onde:

dmp = duração média por potência instalada, em horas;

B- Frequência de interrupção

Corresponde ao número de vezes que um sistema ficou interrompido no período considerado.

- *Frequência equivalente por consumidor*⁷

É o número de interrupções que, em média, cada consumidor do sistema sofreu no período considerado, podendo ser determinado da seguinte forma:

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n C a_{(i)}}{C_s} \quad (5.29)$$

Onde:

F = frequência equivalente por consumidor;

- *Frequência equivalente por potência instalada*

É o número de interrupções que, em média, cada potência instalada do sistema sofreu no período considerado, e é dado por:

$$Fek = \frac{\sum_{i=1}^n P_{(i)}}{Pt} \quad (5.30)$$

Onde:

Fek = frequência equivalente por consumidor;

C- Confiabilidade

É a razão, por unidade, em que o sistema ficou no estado operável no intervalo de tempo considerado.

- *Confiabilidade por consumidor*

Este índice operativo pode ser calculado através da expressão:

⁷ Quando a frequência equivalente por consumidor é calculada em relação ao número de consumidores do conjunto considerado, sua definição torna-se equivalente àquela da Portaria 046 do DNAEE, ou seja, F = FEC.

$$C = \frac{C_s \times T - \sum_{i=1}^n C a_{(i)} \times t_{(i)}}{C_s \times T} \quad (5.31)$$

Ou,

$$C = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n C a_{(i)} \times t_{(i)}}{C_s \times T} = 1 - \frac{D}{T} \quad (5.32)$$

Onde:

C = índice de confiabilidade por consumidor;

T = período considerado.

- *Confiabilidade por potência*

A expressão para cálculo deste índice operativo é dada por:

$$C_{pp} = \frac{P_t \times T - \sum_{i=1}^n P_{(i)} \times t_{(i)}}{P_t \times T} \quad (5.33)$$

Ou,

$$C_{pp} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n P_{(i)} \times t_{(i)}}{P_t \times T} = 1 - \frac{D_{ek}}{T} \quad (5.34)$$

5.2.2.4 Classificação das Interrupções

Toda interrupção está associada a alguma causa, que deve ser classificada obedecendo-se determinados critérios, visando favorecer diferentes tipos de análises. Vários aspectos podem ser observados, sendo de particular relevância o relacionamento das interrupções com as durações das mesmas, com o nível de tensão do componente que falhou ou foi colocado deliberadamente fora de serviço e com as condições climáticas no momento da interrupção (ELETROBRAS & CODI, 1982b). Essas observações permitirão a tomada de decisão, através de providências visando responder aos mais variados questionamentos, como

por exemplo: Quais as principais causas das interrupções? Que fatores têm maior contribuição nas interrupções? Qual componente falhou? Assim, visando favorecer a sistematização das ocorrências no sistema, para as finalidades anteriormente discutidas, a coleta de dados recebe a seguinte classificação:

a- Interrupções consideradas

Conforme a Portaria 046 do DNAEE, na apuração dos índices DEC e FEC todas as interrupções devem ser consideradas, ocorridas em qualquer parte do sistema elétrico e independentemente de sua natureza, se programadas, acidentais, de manobras, etc.; exceto, porém, os seguintes casos:

- Interrupção com duração inferior a 3 (três) minutos;
- Interrupção de consumidor isolado, causada por falhas em suas instalações, desde que não afete outros consumidores;
- Interrupção decorrente de racionamento de energia elétrica, determinado de acordo com a Lei.

b- Interrupções segundo a duração

Os tempos de duração efetivamente ocorridos são sistematizados em tempo de espera, tempo de deslocamento e tempo de reparo, sendo a soma destes tempos denominado de tempo de atendimento. Devido a necessidade de se uniformizar o critério de classificação, recomenda-se adotar um tempo máximo de 3 (três) minutos para as interrupções momentâneas, classificando-se como interrupções sustentadas aquelas com durações superiores (ELETROBRAS & CODI, 1982b).

c- Interrupções segundo a origem

Esta classificação diz respeito ao sistema a que pertence o componente que sofreu a saída, conforme ilustrado na Figura 5.6

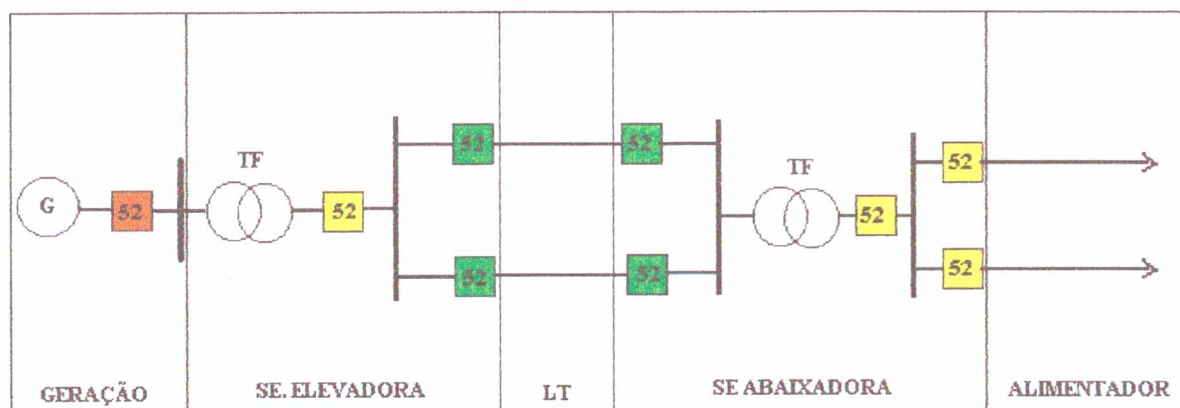


Figura 5.6- Partes componentes de um sistema elétrico

Se estiver sendo considerado o alimentador como o sistema em análise, qualquer falha ocorrida em outras partes do sistema como um todo, sejam na geração, subestações, ou nas LT's, e que provoque descontinuidade no fornecimento, será classificada como interrupção externa. A interrupção que resulta de uma saída de componente pertencente ao sistema em análise, será classificada como interrupção interna.

d- Interrupção segundo a causa:

A interrupção segundo a causa se classifica em programada e não-programada. A interrupção programada está associada aos seguintes eventos:

- Alteração: para melhoria ou ampliação do sistema;
- Manutenção: para prevenir ou corrigir falhas. Trata-se da interrupção programada para manutenção preventiva, ou corretiva;
- Não classificada: trata-se de interrupção programada não enquadrada nas classificações anteriores.

A interrupção não-programada está relacionada às seguintes causas:

- Meio ambiente: vegetação, pássaros, queimadas, inundação, erosão, descargas atmosféricas, corrosão, poluição;
- Terceiros: vandalismo (caracterizado por dano ou interferência intencional), acidente (caracterizado por dano, ou interferência não intencional), empresas de serviços públicos, ou suas contratadas, consumidores;
- Falha humana: erro de operação e acidente;

- Próprias do sistema: subtensão, sobretensão, sobrecarga, manobras para localização de falhas, manobra por segurança, ou características construtivas do equipamento;
- Falha de componente: falha de projeto, falha de fabricação, falha de montagem, uso impróprio do componente, envelhecimento, falha de manutenção, falha não relacionada e falha desconhecida;
- Outro órgão/companhia: concessionária, consumidor, outro órgão da própria empresa não relacionada à operação e manutenção;
- Outros eventos que não se enquadre em nenhum dos itens relacionados, mas cuja natureza é do conhecimento do informante;
- Desconhecidas: eventos cuja natureza não é do conhecimento do informante.

e- Interrupção segundo a tensão:

Esta classificação visa o ordenamento dos eventos por setor do sistema, conforme o nível de tensão, ou seja:

- Tensão secundária : 220/227 Volts, por exemplo;
- Tensão primária: 13.800 Volts, ou 34.500 Volts;
- Tensão de subtransmissão: igual ou maior que 34.500 Volts;
- Tensão de transmissão: igual ou maior que 69.000 Volts.

f- Interrupção segundo as condições climáticas:

Esta classificação permite avaliar a que grau de severidade o sistema está sujeito a falhas e a duração da interrupção em função de problemas impostos pelas condições climáticas. Esta classificação é a seguinte:

- Tempo adverso: são as condições climáticas que causam a maior proporção de saídas forçadas e a demora no reparo dos componentes durante o período que persistem essas condições, sendo caracterizadas por chuva, vento, calor, etc.;
- Tempo normal: são as condições climáticas não definidas como adversas;

5.2.3 Confiabilidade

A abordagem da confiabilidade neste trabalho será feita com base nas seguintes considerações:

- O modelo adotado será o de falhas constantes;
- Os eventos falha e reparo dos componentes são independentes;
- As equações apresentadas são válidas tanto para cálculos por tipo de falha individual, quanto para cálculos em que se consideram as falhas totais, independentemente do tipo de falha, observando-se que os dados devem ser adequados a cada situação.

5.2.3.1 Modelos de Falhas

O comportamento apresentado pelos componentes em relação a falhas podem ser analisados por modelos matemáticos apropriados. A maioria dos componentes apresenta taxa de falhas conforme mostrado na Figura 5.7, a seguir:

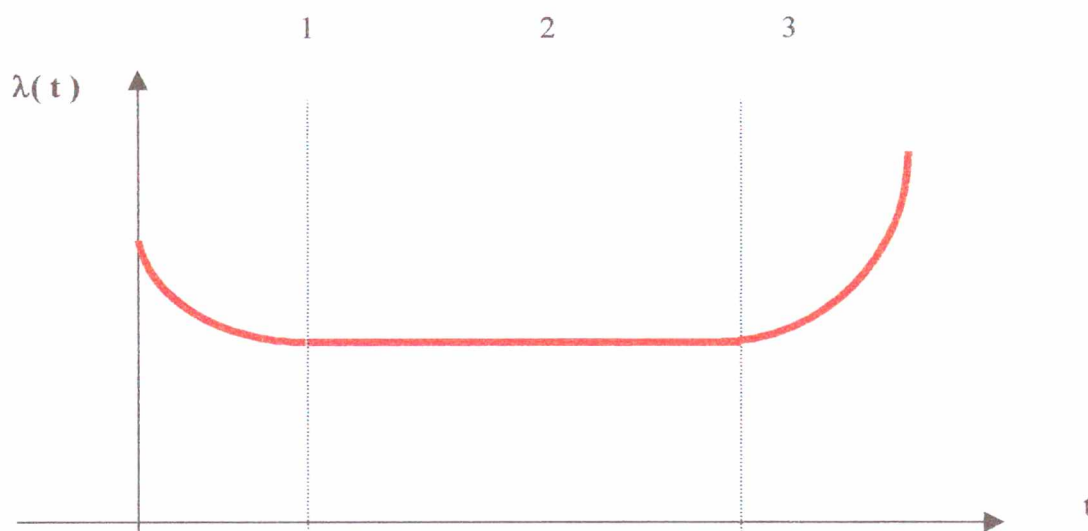


Figura 5.7 – Curva característica de taxa de falhas.

Observa-se na figura, três modelos de falhas, cuja interpretação é a seguinte:

- Na primeira região, os valores de $\lambda(t)$ são altos no início, decrescendo em seguida. Esta parte da curva evidencia o fato de que muitos componentes apresentam defeito logo após entrarem em operação, refletindo neste período, falhas de projeto ou deficiência de fabricação;
- Na segunda região, a taxa de falha é constante. Esta parte da curva reproduz o período de funcionamento normal do componente, ou o período de vida útil. Nesta região as falhas só ocorrem devido ao acaso;
- A terceira região, caracterizada pelo aumento crescente na taxa de falhas, reproduz o processo de envelhecimento do componente.

Uma taxa de falha constante é representada por uma distribuição exponencial. Isto significa que, se uma variável aleatória com este tipo de distribuição representar o tempo de vida de determinado componente que já está em operação, então o tempo de vida restante do mesmo, não depende de quanto tempo ele já esteve em funcionamento (Camargo, 1981). Deste modo, o componente poderá sempre ser considerado novo e seu passado esquecido.

Essa característica de taxa de falha constante, faz com que a distribuição exponencial seja amplamente utilizada nos estudos de confiabilidade de sistemas elétricos.

5.2.3.2 Considerações de Sistemas Elétricos

Para cálculo da confiabilidade, o setor elétrico usualmente utiliza duas medidas, que são a taxa de saídas por ano e a duração das interrupções, que uma vez relacionadas, permite a obtenção de uma terceira medida, que é o tempo médio gasto para colocar em serviço o componente que ficou fora de operação (CODI, 1979). As três grandezas citadas estão relacionadas através da seguinte equação:

$$d = \lambda \cdot \tau \quad [\text{horas/ano}] \quad (5.35)$$

Onde:

d = duração da interrupção e indica a contribuição de cada componente na duração total de interrupção do sistema analisado;

λ = taxa de falhas do componente, em falhas/unidades/ano, ou em falhas/km/ano;

τ = tempo médio de restabelecimento do componente, em horas/falhas;

A Equação 5.35 indica que, uma vez conhecido a taxa de falhas e o tempo médio de reparo de cada um dos componentes, ou partes que compõem o sistema, é possível o cálculo da confiabilidade atual, bem como da confiabilidade prevista, sendo imprescindível que também se conheçam a função desempenhada por cada componente do sistema, o tipo de associação ou sua disposição física no arranjo estrutural da instalação. Estas questões serão abordadas no item seguinte.

5.2.3.3 Tipos de Associação de Componentes

A confiabilidade de um determinado sistema guarda relação direta com o tipo de associação ou a forma como estão conectados seus componentes. As conexões mais usuais são em série, paralela, e seqüenciais. Conexões diferentes das citadas, devem ser estudadas utilizando outras técnicas, como o método de inspeção, de composição dos cortes, etc.

A estruturação de um sistema, para efeito de estudo de confiabilidade, pode divergir da representação utilizada nos diagramas elétricos. Neste sentido, Camargo (1981:35), faz as seguintes observações:

“O tipo de associação dos componentes, para fins de confiabilidade, resulta das condições de trabalho impostas aos mesmos. Pode-se, assim, obter-se um diagrama de confiabilidade diferente da associação real. Por exemplo, quando duas linhas de transmissão redundantes trabalham em paralelo, o diagrama de confiabilidade é análogo ao real. Caso as linhas não sejam redundantes, a falha de uma acarreta a falha da outra por sobrecarga e o diagrama de confiabilidade consiste de dois componentes em série.”

Os procedimentos para o cálculo da confiabilidade, apresentados neste trabalho, são conhecidos como métodos de rede. Outros métodos possíveis de serem utilizados, para a mesma finalidade são: método de Monte Carlo e Árvore de Falhas. Cada método possui as suas particularidades. As particularidades do método de rede são:

- os componentes, e também o sistema, só podem estar em dois estados: operando ou fora de operação (devido a falha);
- não permite incluir dependência entre componentes, pelo menos sem alterar sua simplicidade inerente;
- fornecer apenas uma medida de confiabilidade que é a probabilidade da estrutura funcionar a contendo e, quando muito, o tempo médio para a falha (sistemas não reparáveis), e o tempo médio entre falhas (sistemas reparáveis).

Os diferentes tipos de associação entre os componentes do sistema, de acordo com ELETROBRAS e CODI (1982), estão representados a seguir:

- Sistema série:** é aquela onde uma falha em qualquer um de seus componentes pode provocar a retirada de operação de todo o sistema, ou, pelo menos, do setor situado a jusante do equipamento que protege o ponto defeituoso. A Figura 5.8 mostra a conexão dos componentes em série.

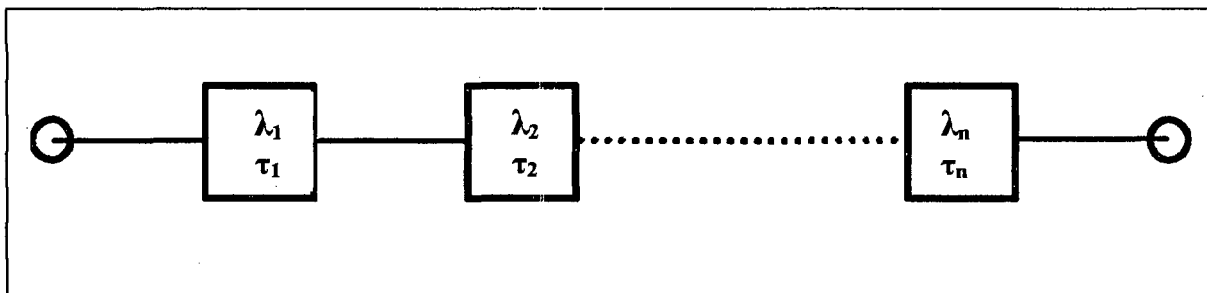


Figura: 5.8 – Representação do sistema série.

A taxa de falhas para o sistema série pode ser determinada através da expressão:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (5.36)$$

Onde:

λ_s = taxa de falhas do sistema série.

λ_i = taxa de falha de cada componente que tenha falhado.

i = número de componentes do sistema, variando de 1 a n .

A duração da interrupção pode ser calculada como:

$$ds = \sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot \tau_i \quad (5.37)$$

Onde:

ds = duração da interrupção do sistema série.

τ_i = tempo de restabelecimento de cada componente do sistema que tenha falhado.

O tempo médio de restabelecimento é obtido através da relação:

$$\tau_s = \frac{ds}{\lambda_s} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot \tau_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (5.38)$$

Onde:

τ_s = tempo médio de restabelecimento do sistema série.

A indisponibilidade pode ser obtida através da expressão:

$$\Psi_s = \frac{ds}{T} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot \tau_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (5.39)$$

Onde:

Ψ_s = indisponibilidade do sistema série.

T = período de tempo adotado para cálculo da confiabilidade.

Finalmente, a confiabilidade do sistema série é determinada conforme a seguinte expressão:

$$C_s = 1 - \Psi_s = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot \tau_i}{T} \quad (5.40)$$

Onde:

C_s = confiabilidade do sistema série.

- **Sistema paralelo:** é aquele onde existem dois ou mais componentes em operação, estabelecendo caminhos, de forma que a falha em um ou mais desses caminhos, não impede o funcionamento do sistema. Isto significa que apenas um

dos componentes do sistema em paralelo é suficiente para o atendimento da carga. A Figura 5.9 ilustra este sistema:

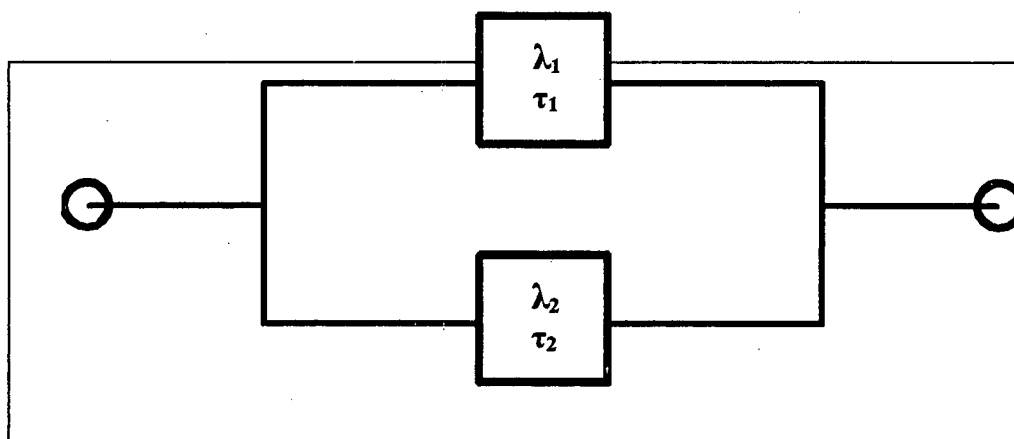


Figura 5.9 – Representação do sistema em paralelo

As expressões de cálculo para este sistema são:

→ taxa de falha total

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 (\tau_1 + \tau_2)}{1 + \lambda_1 \tau_1 + \lambda_2 \tau_2} \quad (5.41)$$

Nas situações práticas, os produtos $\lambda_1 \cdot \tau_1$ e $\lambda_2 \cdot \tau_2$ são muito menores que 1, sendo possível determinar λ_p , considerando-se:

$$\lambda_p = \lambda_1 \cdot \lambda_2 (\tau_1 + \tau_2) \quad (5.42)$$

→ duração das interrupções:

$$dp = \lambda_1 \lambda_2 \tau_1 \tau_2 \quad (5.43)$$

→ tempo médio de restabelecimento:

$$T_p = \frac{dp}{\lambda_p} = \frac{\tau_1 \cdot \tau_2}{\tau_1 + \tau_2} \quad (5.44)$$

→ indisponibilidade:

$$\Psi_p = \frac{dp}{T} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot \tau_1 \cdot \tau_2}{T} \quad (5.45)$$

→ confiabilidade:

$$C_p = 1 - \Psi_p = 1 - \frac{\lambda_1 \lambda_2 \tau_1 \tau_2}{T} \quad (5.46)$$

- **Sistema seqüencial:** é aquele em que, havendo falha no componente que está em operação, este é isolado para manutenção e substituído pelo que não estava em operação. O componente que é utilizado como substituto o primeiro só está sujeito à falhas quando em operação. Estando o componente substituído fora de operação, assume-se que o mesmo não esteja sujeito a falhas. A Figura 5.10 mostra este sistema:

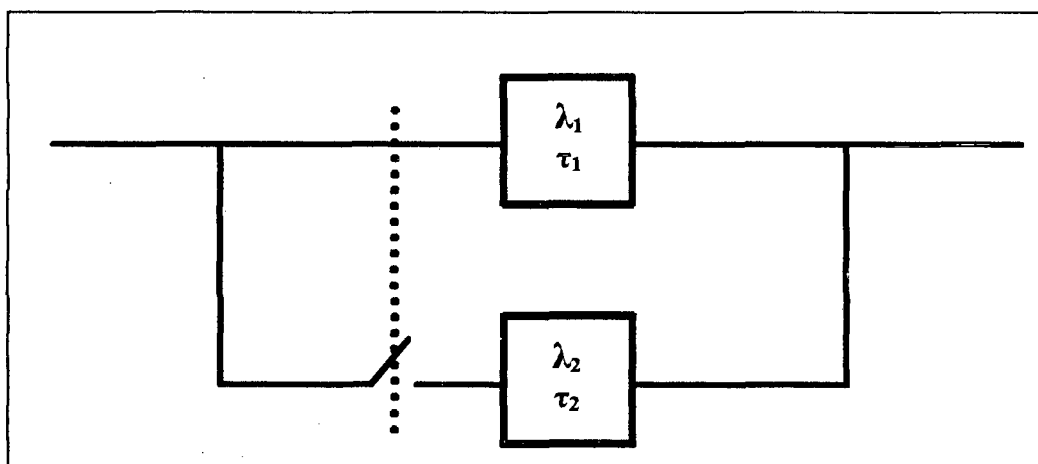


Figura 5.10 – Representação de sistema seqüencial

Existem dois tipos de sistemas seqüenciais a serem considerados, quais sejam:

- A – Sistema seqüencial automático:** é aquele que, quando falha um dos componentes o outro entra em operação automaticamente, sem acarretar interrupção sustentada em todo o sistema. As expressões de cálculo para este sistema são:

→ taxa de falhas de sistema seqüencial automático.

$$\lambda_{sqA} = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot \tau_1 \quad (5.47)$$

→ duração das interrupções.

$$dsqA = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot \tau_1 \cdot \tau_2 \quad (5.48)$$

→ tempo médio de restabelecimento.

$$\tau_{sqA} = \frac{dsqA}{\lambda sqA} = \tau_2 \quad (5.49)$$

→ indisponibilidade.

$$\Psi_{sqA} = \frac{dsqA}{T} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot \tau_1 \cdot \tau_2}{T} \quad (5.50)$$

→ confiabilidade.

$$CsqA = 1 - \Psi_{sqA} = 1 - \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot \tau_1 \cdot \tau_2}{T} \quad (5.51)$$

B – Sistema seqüencial não-automático: é aquele em que, ao falhar um componente, todo o sistema é afetado, até que seja colocado em operação o componente reserva.

As expressões de cálculo são:

→ taxa de falhas de sistema seqüencial não-automático.

$$\lambda sqN = \lambda_1 + \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot \tau_1 \quad (5.52)$$

→ duração das interrupções.

$$dsqN = \lambda_1 \cdot \tau + \lambda_1 \cdot \tau_1 \cdot \lambda_2 \cdot \tau_2 \quad (5.53)$$

Onde:

τ = tempo médio necessário para isolar o componente que falhou e colocar em operação o componente reserva.

→ tempo médio de restabelecimento.

$$\tau_{sqN} = \frac{dsqN}{\lambda sqN} = \frac{\tau + \lambda_2 \cdot \tau_1 \cdot \tau_2}{1 + \lambda_2 \cdot \tau_1} \quad (5.54)$$

→ indisponibilidade.

$$\Psi_{sqN} = \frac{dsqN}{T} = \frac{\lambda_1 \cdot \tau + \lambda_1 \cdot \tau_1 \cdot \lambda_2 \cdot \tau_2}{T} \quad (5.55)$$

→ confiabilidade.

$$CsqN = 1 - \frac{\Psi_{sqN}}{T} = 1 - \frac{\lambda_1 \cdot \tau + \lambda_1 \cdot \tau_1 \cdot \lambda_2 \cdot \tau_2}{T} \quad (5.56)$$

Conforme a teoria desenvolvida neste item, utilizando-se os conceitos de taxa de falha (λ) e tempo médio de restabelecimento (τ) é possível o cálculo de DEC e FEC, de acordo com as expressões a seguir apresentadas.

→ cálculo do DEC.

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j \cdot n_j \cdot \tau_j \cdot Ca_j}{Cs} \quad [\text{horas/consumidor/ano}] \quad (5.57)$$

Onde:

- λ_j = taxa de falha do componente j, em falhas/unidade/ano ou falhas/km/ano;
- n_j = quantidade de componentes j existentes no sistema, em unidades, ou km, no caso de linhas ou alimentadores de Rede de Distribuição;
- τ_j = tempo médio de restabelecimento do componente j, em horas;
- Ca_j = número de consumidores atingidos na interrupção causadas por falhas no componente j;
- Cs = número de consumidores atendidos pelo sistema em análise;
- m = número de diferentes tipos de componentes que serão considerados na análise.

→ cálculo do FEC.

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j \cdot n_j \cdot Ca_j}{Cs} \quad [\text{Interrupções /consumidor/ano}] \quad (5.58)$$

Onde todos os termos da equação, já foram definidos anteriormente.

Nas situações em que não se dispõe do número de consumidores atingidos, devido a falha em um componente j , ELETROBRAS e CODI (1982a) recomendam o cálculo de DEC e FEC em função da potência atingida em cada interrupção. Esta recomendação é mais apropriada quando a área atendida possui densidade de carga uniforme, no entanto, mesmo quando a densidade de carga não é uniforme, continua sendo válido o cálculo do DEC e FEC com base na potência interrompida, desde que se faça a devida conversão para valores relativos a consumidores, procurando-se para cada setor atingido, uma relação própria de potência, consumidor, expresso em KVA ou MVA. Pelo exposto, as expressões para cálculo do DEC e FEC assumem a seguinte forma:

$$DEC_K = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j \cdot n_j \cdot \tau_j \cdot P_j}{P_t} \quad (5.59)$$

Onde:

P_j = potência interrompida devido à interrupção causada por falha no componente j , quantificada por meio da unidade de potência aparente, em KVA ou MVA;

P_t = potência total do sistema analisado, representando a carga atendida, quantificada através da unidade de potência aparente, em KVA ou MVA.

$$FEC_K = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j \cdot n_j \cdot P_j}{P_t} [\text{Interrupções/MVA/ano}] \text{ ou } [\text{Interrup.}/\text{consumidor/ano}] \quad (5.60)$$

5.2.4 Carregamento dos Condutores e Equipamentos

A avaliação técnica do carregamento de condutores e equipamentos associados a linhas de transmissão, linhas de distribuição, transformadores e demais equipamentos da subestação ou instalados em série com os condutores, depende essencialmente da evolução da carga no horizonte de planejamento considerado e da política adotada pela empresa quanto ao carregamento das linhas e subestações. Essa política é traduzida em critérios utilizados no processo de planejamento do sistema elétrico.

A adoção de critérios de carregamento está intimamente relacionada aos parâmetros de nível de tensão, continuidade, confiabilidade e vida útil do equipamento. Assim, os critérios adotados no planejamento já contêm implícitas as metas de qualidade pretendidas pela Empresa.

Normalmente o critério de carregamento dos condutores é adotado levando-se em consideração a sua corrente máxima admissível, a uma dada temperatura de referência, sendo comum considerar o carregamento equivalente a 50% da corrente máxima nas condições normais de operação. Percentuais diferentes são admitidos em condições operacionais de emergência, ou contingenciais. Essas questões são afetas a todo sistema, sendo o transformador um dos mais sensíveis à operação em condições especiais.

O critério de carregamento de transformadores pode determinar o tempo de sua vida útil, sendo usual a adoção de parâmetros de carregamento visando obter vida útil em torno de 30 anos. Entretanto, admitindo-se operação com sobrecarga, o isolamento do transformador sofre acelerado processo de deteriorização. Cipoli (1993), ao analisar esta questão, informa que a vida útil do transformador é atingida quando a rigidez dielétrica do isolamento cai a 50%, o que equivale a operar continuamente o transformador por 7,4 anos com o ponto mais quente à temperatura máxima de projeto.

O planejador, ao analisar as condições de carregamento, trabalha com todo o sistema, assim, pode ocorrer que limites mais estreitos de operação sejam determinados por outros equipamentos ligados à subestação, tais como, chaves, disjuntores, reguladores, barramentos, etc.

A avaliação técnica do carregamento de condutores e equipamentos, pelo visto, é um dos principais fatores a serem considerados tanto em projeto, como no acompanhamento operacional do sistema.

5.3 Avaliação Econômica

Diferente dos investimentos feitos na construção de usinas hidrelétricas, cujos desembolsos começam a serem feitos vários anos antes de seu retorno efetivo, os investimentos em linhas e subestações, sistema de distribuição, ou mesmo em usinas destinadas ao atendimento a pequenas cargas, tem um tempo de retorno relativamente rápido. Os procedimentos para avaliação econômica de sistemas elétricos destinados a pequenas cargas serão apresentados a seguir, a começar pelo valor do investimento.

5.3.1 Valor do Investimento

Todos os recursos, materiais e humanos, necessários à execução do empreendimento, devem ser considerados na composição do valor do investimento, quais sejam:

- Estudos e projeto;
- Custos de materiais e equipamentos;
- Compra e/ou desapropriação de terrenos ou aquisição de servidões;
- Serviços contratados;
- Taxa de administração, que representa um rateio dos custos indiretos das atividades de engenharia, planejamento e administração geral, relacionado com o investimento;
- Taxa de juros durante a construção, que incide sobre a totalidade da estimativa do valor do investimento, inclusive taxas de administração;
- Outras despesas.

5.3.2 Custos de Operação e Manutenção

Os sistemas elétricos apresentam partes distintas, impondo a necessidade de composição de infra-estrutura de apoio às vezes diferenciada, a depender da natureza do sistema. Assim, os critérios para estruturação dos recursos humanos e materiais da operação e manutenção de linhas, subestações, redes e usinas, devem levar em consideração suas particularidades.

A apuração dos custos relacionados a operação e manutenção consiste no levantamento dos gastos para formação das equipes, acrescidos das correspondentes despesas das atividades – meio, de apoio, além da administração. Para exemplificar, no mínimo devem ser considerados:

- Salário direto e indireto das equipes de manutenção e operação;
- Leis sociais;
- Administração direta e indireta;
- Despesas operacionais com veículos;
- Investimento e depreciação de materiais, ferramentas, veículos, móveis e utensílios;
- Etc.

Normalmente os cálculos são feitos apurando-se, como resultado, o valor do homem-hora da equipe, sendo considerado neste valor todas as variáveis acima exemplificadas. A seguir serão discutidos maiores detalhes sobre a estrutura da operação e manutenção, visando subsidiar o levantamento de custos.

5.3.2.1 Estrutura da Operação

A operação do sistema elétrico é estruturada em função de sua complexidade. Normalmente há um centro de operação regional – COR, ou centro de operação de sistema – COS, que coordena a operação de todo o sistema em uma determinada região, composto de linha, subestação, distribuição e usinas.

A Norma Geral de Operação da Distribuição, ND – 01, define a responsabilidade operacional entre COD e COR, da seguinte forma:

- *“O COD é o responsável pela operação dos componentes da rede de distribuição e seus equipamentos associados. As condições de fornecimento de energia elétrica aos consumidores ligados às suas instalações é de sua inteira responsabilidade.*
- *O COR é o responsável pela operação dos geradores, subestações de distribuição, linhas de transmissão e seus equipamentos associados. Esta responsabilidade abrange as condições de fornecimento de energia elétrica aos consumidores ligados diretamente às suas instalações.”* (Grupo de Apoio Técnico às Concessionárias da Região Norte – GAT – CRN, s/d)

A estrutura de pessoal, tanto para o COR quanto para o COD, depende da complexidade do sistema. Neste sentido, a ND – 01 admite que o menor módulo do COD é o escritório de localidade, podendo se resumir em uma única pessoa, sendo que o maior módulo de COD deverá conter a seguinte estrutura organizacional:

- Central de atendimento: Setor responsável pelo recebimento das solicitações dos consumidores, no que se refere a problemas ocorridos na rede de distribuição e linhas;
- Central de operação: Setor responsável pela análise das informações recebidas, localização da área do defeito, distribuição dos serviços às unidades móveis através da comunicação via rádio e avaliação dos danos e dos recursos materiais e humanos necessários à restauração, bem como tempo provável para a execução dos serviços;
- Supervisão de operação: Este setor tem como função preparar informações para esclarecimentos aos consumidores, analisar e aprovar todas as manobras programadas para execução de obras na rede de distribuição, acompanhar o comportamento operativo do sistema , propor modificações que visem a maior flexibilidade operativa, etc.
- Órgão de apoio: Este é um órgão de retaguarda cuja principal função é analisar os dados de ocorrências, fornecendo subsídios para o acompanhamento e controle do desempenho do sistema elétrico e gerenciamento da operação;
- Turmas de plantão: A função das turmas de plantão é a normalização do fornecimento de energia elétrica, executando o trabalho de forma rápida, eficiente e segura.

Quanto à estrutura de Operação de Usinas Hidrelétricas, usinas térmicas (usinas dielétricas, usina a gás, usina a carvão, etc.), e subestações, os recursos materiais e humanos seguem a mesma lógica, ou seja, dependem da dimensão e complexidade do sistema sendo que, atualmente, é comum a operação desassistida de subestações e pequenas centrais hidrelétricas.

No caso específico de usinas dielétricas, o GAT-CRN (1989), através da norma NG-11, apresenta os critérios para dimensionamento do quadro de operadores.

5.3.2.2 Estrutura da Manutenção

No sistema de transmissão, e distribuição a infra-estrutura de materiais e recursos humanos também vai depender do tamanho e complexidade do sistema.

Normalmente, se tem uma ou mais equipes de manutenção de linha, com habilidade para atuação em linha energizada, centralizada numa determinada região, o mesmo acontecendo com a equipe de manutenção de subestação.

A CERON (1996), através do documento: levantamento de custo de mão de obra para manutenção de linha de transmissão, toma como referência uma equipe de manutenção composta por: 1 (um) em encarregado, 6 (seis) eletricitas e 1 (um) coordenador geral. Na área de distribuição, ELETROBRAS e CODI (1982), sugerem a adoção da seguinte fórmula para determinação do número de turmas de manutenção programada:

$$X = e^{-6,5705} \cdot X_1^{0,60989} \cdot X_2^{0,02971} \cdot X_3^{0,01201} \cdot X_4^{0,12510} \quad (5.61)$$

Onde:

X = número de turmas de manutenção programada;

X_1 = número de consumidores;

X_2 = KVA instalado na distribuição;

X_3 = Km de linha de tensão primária;

X_4 = transformadores de propriedade da Empresa (nº de circuitos).

Quanto ao dimensionamento das turmas de emergência, o parâmetro balizador é o tempo de espera, número de atendimento por hora e a capacidade de atendimento por hora.

O GAT-CRN (1988), através da norma: Estruturação do Centro de Manutenção da Distribuição, ND-06, recomenda às empresas da Região Norte a implantação do centro de manutenção da distribuição - CMD, contendo a seguinte estrutura: unidade de supervisão; unidade de planejamento e engenharia da manutenção; unidade de execução e unidade de apoio. Esta estrutura deve ser implantada onde já existe o COD estruturado, ou abrangido por COD regionalizado. A ND-06, contém outra série de informações importantes que pode subsidiar a determinação do custo da manutenção.

Quanto à estrutura de manutenção de usinas, esta vai depender da sua natureza, tamanho e complexidade. Com relação a usinas dieselétricas de pequeno, médio e grande porte, conforme definido pelo GAT-CRN (1989), através da norma NG-11, o Engenheiro Nicolau⁸, informa que, considerando-se grupos geradores Cummins, ou similares, as equipes de execução da manutenção de usinas de pequeno e médio porte podem ser compostas da seguinte forma:

- Manutenção mecânica: 01(um) mecânico e 02 (dois) ajudantes
- Manutenção elétrica: 01 (um) eletricista e 01 (um) ajudante

Em usinas dieselétricas de grande porte, as equipes devem conter no mínimo:

- Manutenção mecânica: 02 (dois) mecânicos e 02 (dois) ajudantes;
- Manutenção elétrica: 02 (dois) eletricistas e 01 (um) ajudante

5.3.3 Avaliação do Custo das Perdas

As perdas implicam em um consumo maior de energia elétrica, podendo ser interpretada como um conjunto de consumidores virtuais, que impõe a necessidade de geração adicional, cujo custo pode variar sensivelmente para as empresas que têm geração hidráulica em função dos períodos hidrológicos desfavoráveis. Pode-se deduzir, que o custo de uma certa parcela de perdas existentes num sistema elétrico é, em cada momento, igual ao benefício que seria obtido se essa parcela fosse anulada. Assim, o investimento feito para evitar uma unidade de perdas é numericamente igual ao custo de fornecer uma unidade adicional de energia elétrica a uma carga não-virtual, podendo-se afirmar a partir daí, que o custo unitário das perdas é igual ao custo marginal do fornecimento (Soares et al., 1999).

O custo do suprimento das perdas, ou da geração adicional, como já foi mencionado, deve levar em consideração a soma dos componentes de energia⁹ e demanda¹⁰. A componente de custo de energia compreende os custos anuais de geração de perdas do sistema em estudo, a componente de custo da demanda ou potência e ainda os custos anuais associados aos

⁸ Nicolau C. Lopes Cravo, é Engenheiro mecânico, CREA- RJ: 44850D e gerente de manutenção da CERON.

⁹ Energia expressa em KWh ou MWh.

¹⁰ Demanda expressa em W, ou seus múltiplos como KW, MW, GW, etc.

investimentos na geração e nos sistemas intermediários requeridos para suprir a perda de ponta em KW, resultante das perdas no sistema em análise (ELETROBRAS & CODI, 1982a).

A avaliação econômica das perdas no sistema elétrico não é uma tarefa fácil, especialmente quando o sistema é interligado, por envolver diferentes fontes de suprimento com custos diferenciados, além da complexidade na modelagem para cálculo elétrico das perdas.

5.3.3.1 Diagnóstico das Perdas

O diagnóstico das perdas em um sistema elétrico, deve levar em consideração as perdas de energia e de demanda, investigando-se as parcelas de perdas técnicas e perdas comerciais. A Figura 5.11 ilustra, de maneira simplificada, uma das formas de se conhecer as perdas em partes distintas do sistema.

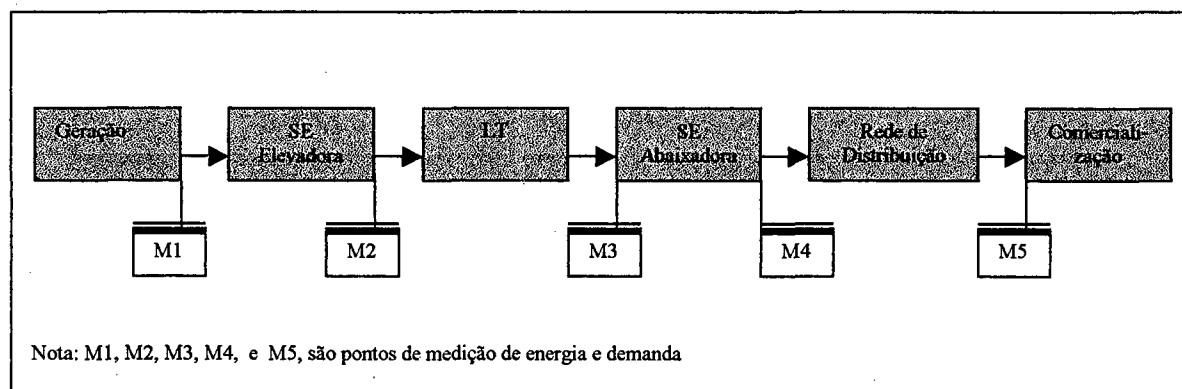


Figura 5.11 – Medição das perdas de energia em um sistema elétrico

De acordo com a Figura 5.11 tem-se que:

M₁ – Representa o bloco de medição destinado a medir a energia e demanda gerada, ou fornecida ao sistema;

M₂ – Representa o bloco de medição, destinado a medir a energia e demanda carregada através da LT.

M₃ – Representa o bloco de medição, destinado a medir a energia e demanda na entrada da subestação abaixadora;

M_4 – Representa o conjunto de medição instalado na saída de cada alimentador de distribuição, com a finalidade de medir sua energia e demanda.

M_5 – Representa o conjunto de medidores de cada consumidor.

Deste modo, pode-se conhecer as perdas em diferentes trechos do sistema, ou do sistema como um todo, ou seja:

- $M_1 - M_5$ = perdas globais do sistema;
- $M_1 - M_2$ = perdas na subestação elevadora
- $M_2 - M_3$ = perdas na LT
- $M_3 - M_4$ = perdas na subestação abaixadora
- $M_4 - M_5$ = perdas na distribuição estando aí incluída a rede primária, transformadores, rede secundária e ramal de serviço e entrada do consumidor.

Cumprido observar, que a realidade do sistema elétrico, na sua expressão mais abrangente, é bem mais complexa do que o representado na Figura 5.11, podendo comportar diferentes pontos de alimentação, sistema de subtransmissão, atendimento a consumidores em alta tensão através de LT ou através do sistema de subtransmissão, etc. Entretanto, o modelo apresentado se adequa a sistema mais simples, especialmente aqueles destinados ao atendimento e pequenas cargas.

A investigação das perdas conforme comentado, pouco informa sobre a participação do componente do sistema e de que forma ele contribui com as perdas. Para ir além, faz-se necessário a elaboração de estudos e cálculos elétricos, cuja relevância reside no fato de a componente perdas passar a não ser uma variável só para acompanhamento e intervenções no âmbito do combate a fraudes e desvios de energia, mas de instrumento apropriado sob o ponto de vista gerencial, a se manifestar na decisão de investir ou não em novas obras, em reformas e melhorias, adequação de projetos, especificação de materiais e equipamentos, etc.

As metodologias de estudo e cálculos elétricos das perdas, são formas que se utilizam para conhecer as perdas técnicas, assunto ser abordado a seguir.

5.3.3.2 Métodos para Determinação das Perdas Técnicas

As metodologias para determinação das perdas técnicas encontram-se bem desenvolvidas havendo softwares capazes de produzir resultados bem próximos da realidade. Entretanto, para atingir esse objetivo, exige-se uma extensa base de dados e cadastro permanentemente atualizados. Nessa categoria mais elaborada, encontram-se, a título de exemplo, os softwares de gerência de redes e fluxo de carga. As metodologias simplificadas, envolvendo processos estatísticos, modelos geométricos, etc, necessitam um volume de dados reduzido e permitem a estimativa das perdas de forma expedita.

Os modelos geométricos dizem respeito à forma de distribuição de carga ao longo de uma LT, LD, ou alimentador de Rede de distribuição, conforme Figuras 5.1, 5.2 e 5.3. Com base nesses modelos, ELETROBRAS e CODI (1982) deduziram as expressões para cálculo de perda de potência por fase. Esta abordagem será feita a seguir, começando pelas equações que permitem o cálculo da corrente elétrica, visto ser essa uma das primeiras informações a serem utilizadas no processo metodológico de determinação das perdas técnicas. Isso posto, a corrente elétrica numa linha monofásica é determinada por:

$$I = \frac{W_{\text{máx}}}{V_{1\phi} \cdot x \cdot \cos\phi} \quad [A] \quad (5.62)$$

E a corrente numa linha trifásica é determinada por:

$$I = \frac{W_{\text{máx}}}{\sqrt{3} \cdot x \cdot V_{3\phi} \cdot x \cdot \cos\phi} \quad [A] \quad (5.63)$$

Onde:

W_{máx} = máximo valor de demanda a que o sistema fica submetido no intervalo de tempo considerado, dado em W ou seus múltiplos como KW, MW GW, etc.;

V_{1φ} = tensão monofásica, ou entre fase e terra, dada em V ou KV;

V_{3φ} = tensão trifásica, ou entre fase-fase, dada em V ou KV;

Cosφ = fator de potência do sistema elétrico considerado ou da carga considerada.

- **Carga concentrada em um determinado ponto.**

$$P_{cwm\acute{a}x} = (R \cdot I^2 \cdot \ell) / 1000 \quad [\text{KW}] \quad (5.64)$$

Onde:

$P_{cwm\acute{a}x}$ = Demanda máxima de perdas por fase¹¹, modelo carga concentrada;

R = Resistência por unidade de comprimento, [Ω/km];

I = Corrente elétrica, da linha ou alimentador, [A];

ℓ = Comprimento da linha ou alimentador, [km]

- **Carga com distribuição retangular**

$$P_{rwm\acute{a}x} = \frac{\left(\frac{R \cdot I^2 \cdot \ell}{3} \right)}{1.000} \quad [\text{KW}] \quad (5.65)$$

Onde:

$P_{rwm\acute{a}x}$ = Demanda máxima de perda por fase, distribuição de carga retangular;

- **Carga com distribuição triangular.**

$$P_{\Delta w\acute{a}x} = \frac{\left(\frac{8}{15} R \cdot I^2 \cdot \ell \right)}{1.000} \quad [\text{KW}] \quad (5.66)$$

Onde:

$P_{\Delta w\acute{a}x}$ = Demanda máxima de perda por fase, distribuição de carga triangular.

As equações 5.64, 5.65 e 5.66, permitem determinar as demandas máximas de perdas em função da distribuição geométrica da carga. Deve-se atentar para o fato de que em sistemas trifásicos as demandas máximas calculadas devem ser multiplicadas por 3. A discussão seguinte visa o estabelecimento de métodos para cálculo das perdas de energia.

Para se determinar as perdas de energia associadas à perda de potência, deve-se levar

¹¹ Quando o sistema for trifásico, $P_{cwm\acute{a}x}$ deve ser multiplicado por 3.

em consideração que a potência varia a cada instante, à medida da variação da carga. Visto que a energia é o produto da potência pelo tempo considerado, uma das formas de se obter a parcela de perdas de energia é através dos fatores de carga e de perda. Conhecendo-se a curva de carga horária típica de um sistema, ou parte de um sistema, é possível estimar o fator de carga, tomando-se como referência a demanda em cada instante e a demanda máxima do período considerado, ou seja:

$$fc = \frac{\sum_{h=1}^H W_h}{H \cdot W_{\max}} \quad (5.67)$$

Onde:

fc = fator de carga do sistema considerado;

W_h = demanda em cada instante h ¹²;

W_{\max} = máximo valor de demanda ocorrido no período considerado;

H = número de períodos considerados.

A expressão mais conhecida e, portanto, mais utilizada para se determinar o fator de carga, tem sido aquela que relaciona a energia integralizada em um período, como por exemplo: um mês, ou um ano, com a demanda máxima do período considerado. Essa relação é feita dentro dos limites conceituais de fator de carga, cujo conceito exprime a relação entre a demanda média e a demanda máxima, ao longo de um período de tempo, ou seja:

$$fc = \frac{W_{\text{média}}}{W_{\max}} \quad (5.68)$$

Assim, tendo-se em vista que a energia integralizada¹³, dividida pelo tempo de integralização é a potência média, tem-se as expressões:

$$W_{\text{média}} = \frac{E}{T} \text{ [MW]} \quad (5.69)$$

¹² O termo demanda neste caso, representa os valores de potência ativa ou potência útil, cuja unidade de medida é o Watt [W]. Entretanto, devido aos grandes blocos de potencia, normalmente a demanda é exprimida em termos dos múltiplos do W, ou seja: KW, MW, GW, etc.

¹³ O termo energia, integralizada, traz implícito o fato de que matematicamente, a energia pode ser determinada através do cálculo integral, ou seja: $E = \int_0^T P \cdot dt$.

E finalmente:

$$fc = \frac{E}{T} \cdot \frac{1}{W_{\max}} \quad (5.70)$$

Onde:

E = energia elétrica registrada nos medidores da instalação.

T = tempo considerado no registro de medição de energia.

Quanto ao fator de perdas, o mesmo é definido através da relação entre o valor médio e máximo da potência dissipada em perdas, num determinado período considerado, ou seja:

$$fp = \frac{Pw_{\text{média}}}{Pw_{\max}} \quad (5.71)$$

Onde:

fp = fator de perdas;

$Pw_{\text{médio}}$ = demanda média de perdas;

Pw_{\max} = demanda máxima de perdas.

Ora, a Equação 5.71 nada mais é que o fator de carga das perdas. Trabalhando este conceito e levando em consideração que as perdas técnicas variáveis de demanda são praticamente proporcionais ao quadrado da demanda e que a perda técnica máxima é proporcional ao quadrado da demanda máxima no período considerado, (Soares, et al. 1996) apresenta com base na curva de carga horária típica, expressão similar à apresentada a seguir:

$$fp = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T Pw(t) \cdot dt}{Pw_{\max}} = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T [W(t)]^2 \cdot dt}{[W_{\max}]^2} \cong \frac{\sum_{h=1}^H [Wh]^2}{H \cdot [W_{\max}]^2} \quad (5.72)$$

Nas situações em que as perdas independem da carga, o fator de perdas é igual à unidade.

Na ausência de um conhecimento completo das curvas de carga e considerando a variação no fator de potência da carga, o que dificulta a estimativa dos valores das perdas variáveis, tem-se adotado, com boa aproximação, a seguinte equação empírica:

$$fp = 0,3 fc + 0,7 fc^2 \quad (5.73)$$

Uma vez determinado o fator de perdas através da Equação 5.73, verifica-se que por meio da Equação 5.71 é possível a obtenção da demanda média de perdas ($P_{wmédia}$) quando esta não é conhecida através de medição. Assim, ela pode ser determinada através da Equação:

$$P_{wmédia} = f_p \times P_{w\text{máx}} \quad (5.74)$$

A aplicação dos conceitos de fator de carga e fator de perda, como exposto anteriormente, visa favorecer o estabelecimento de um modelo apropriado para avaliação econômica das perdas. Essa aplicação em LT, LD e alimentadores da distribuição já está devidamente formatada através do conjunto de equações apresentadas; falta, porém, discutir o método de cálculo das perdas nos transformadores. Aqui cabe lembrar, que conforme definido no Capítulo 2, o sistema de transmissão é composto por linhas e subestações. Esta observação não quer dizer que o método a ser apresentado se aplique apenas ao sistema de transmissão. Ao contrário, sua aplicação é geral, especialmente em sistemas de média tensão-MT.

Os transformadores quando submetidos a carga, apresentam duas componentes de perda: perdas no ferro¹⁴ e perdas no cobre¹⁵, sendo que a perda no cobre varia com a carga e a perda no ferro é constante. Em resumo, as perdas totais de um transformador, em qualquer regime de carga, de acordo com Mamede Filho (1993), podem ser determinadas através da seguinte equação:

$$P_{wt} = P_{w_{fe}} + (f_c^2 \times P_{w_{cu}}) \cdot [W] \quad (5.75)$$

Onde:

P_{wt} = perdas totais no transformador, em Watts

$P_{w_{fe}}$ = perdas totais no ferro, em Watts

$P_{w_{cu}}$ = perdas no cobre, em Watts

f_c = fator de carga associado ao carregamento do transformador¹⁶.

¹⁴ As perdas no ferro são compostas pelas componentes de perda por correntes parasitas ou de Foucault e por histerese magnética ou seja: $P_{w_{fe}} = P_{w_F} + P_{w_H}$.

¹⁵ As perdas no cobre são devidas à circulação de corrente nos enrolamentos do transformador, sendo desprezíveis quando o transformador opera em vazio e são máximas quando o transformador opera em carga máxima.

¹⁶ Neste caso o fator de carga é determinado em função do carregamento e da potência nominal do transformador. Significa então, que o fator de carga da instalação como um todo pode ser diferente do fator de carga de um determinado transformador do conjunto.

5.3.3.3 Mensuração Econômica

Na mensuração econômica, uma das questões é saber: Qual o valor de tarifa a considerar? ELETROBRAS e CODI (1982), indicam como alternativa a utilização do custo da tarifa de compra de energia da empresa supridora, supondo ser essa a energia com tarifa superior à da geração própria. Em síntese, a lógica é considerar a fonte de suprimento com maior custo, pois a redução nas perdas pode significar a redução na compra ou na geração própria, a depender da fonte de maior custo por cada unidade de energia elétrica disponibilizada no sistema.

Uma vez definido o custo da energia e demanda a ser considerado na mensuração econômica, um dos primeiros passos consiste em determinar as equações de perda de energia a partir das equações relacionadas à determinação da perda de potência, fator de carga e fator de perda. Neste sentido, a energia perdida num determinado período, pode ser definida a partir da Equação 5.71, multiplicando-se o numerador e o denominador pela unidade de tempo T considerado, ou seja:

$$fp = \frac{Pw_{\text{médio}}}{Pw_{\text{max}}} \times \frac{T}{T} \quad (\text{I})$$

Onde:

$Pw_{\text{médio}} \cdot T$ = Energia perdida no sistema no período T, ou

$$Ep = Pw_{\text{médio}} \times T \quad (\text{II})$$

Substituindo (II) em (I), tem-se:

$$fp = \frac{Ep}{Pw_{\text{máx}} \cdot T}, \text{ de onde se conclui que:}$$

$$Ep = Pw_{\text{max}} \cdot fp \times T. \text{ [MWh]} \quad (5.76)$$

Onde:

Ep = energia perdida no sistema no período de tempo T;

Pw_{max} = potência máxima de perdas no sistema, em MW

T = período de tempo considerado, em horas

f_p = fator de perdas.

O custo em cada setor do sistema pode ser definido por:

$$C_i = C_e \cdot E_p + C_d \cdot P_{w_{\max}} \quad [\$] \quad (5.77)$$

Onde:

C_i = custo das perdas em cada setor i do sistema

C_e = custo do MWh comprado pela Empresa, ou de geração própria (a depender de qual fonte com maior custo MWh).

C_d = custo da demanda de compra ou produção própria, expresso em kW.

A partir das Equações 5.76 e 5.77, é possível determinar:

I- Custo das perdas em LT, LD ou Alimentador de Rede de Distribuição, considerando as três fases:

I.1 - Carga concentrada em um determinado ponto.

$$C_c = (C_e \times E_{p_{wc}} + C_d \times P_{c_{w_{\max}}}) \quad [\$] \quad (5.78)$$

Onde:

$$E_{p_{wc}} = (P_{c_{w_{\text{média}}}} \times T)/1.000 \quad [\text{MWh}] \quad (5.79)$$

I.2 - Carga com distribuição retangular.

$$C_R = (C_e \times E_{p_{w_R}} + C_d \times P_{r_{w_{\max}}})/1.000 \quad [\$] \quad (5.80)$$

Onde:

$$E_{p_{w_R}} = (P_{r_{w_{\text{média}}}} \times T)/1.000 \quad [\text{MWh}] \quad (5.81)$$

I.3 - Carga com distribuição triangular

$$C_{\Delta} = (C_e \times E_{p_{w_{\Delta}}} + C_d \times P_{\Delta w_{\max}})/1.000 \quad [\$] \quad (5.82)$$

Onde:

$$E_{p_{w_{\Delta}}} = (P_{\Delta w_{\text{média}}} \times T)/1.000 \quad [\text{MWh}] \quad (5.83)$$

II- Custo das perdas no transformador

$$C_t = C_e \times E_{pt} \quad [\$] \quad (5.84)$$

Onde:

$$E_{pt} = (P_{wt} \times T) / 1.000.000 \quad [MWh] \quad (5.85)$$

Sendo E_{pt} igual a energia perdida no transformador durante o tempo T considerado.

5.3.4 Avaliação do Custo da Energia Interrompida

As interrupções no fornecimento de energia elétrica, além de refletirem negativamente a imagem da empresa junto aos seus clientes, criam dois tipos de impacto. De um lado o impacto produzido pela redução na receita, em função da energia que deixou de ser faturada e de outro, o prejuízo provocado aos consumidores. Este último componente de custo, denominado de custo social do KWh interrompido, pode ser estimado na ordem de 50 a 100 vezes o preço médio do KWh faturado (Cipoli, 1993).

Neste trabalho estão sendo considerados apenas os custos relacionados à concessionária de energia elétrica. Assim, na avaliação de novas obras ou no estudo do sistema existente, é levado em consideração apenas o impacto de energia interrompido para o fornecedor de energia elétrica. Desse modo, o custo da energia interrompida deve ser calculado com base na tarifa de venda ao consumidor descontado a parcela correspondente ao valor de compra ou de produção própria. Conforme exposto:

$$C_{int} = (C_v - C_e) \times E_{int} \quad [\$] \quad (5.86)$$

Onde:

C_{int} = custo da energia interrompida;

C_e = custo do MWh comprado pela Empresa ou de produção própria;

C_v = custo do MWh vendido aos consumidores;

E_{int} = energia interrompida, determinada da seguinte forma:

$$E_{\text{int}} = (W_{\text{max}} \times fc \times \text{DEC}) / 1.000 \quad [\text{MWh}] \quad (5.87)$$

Onde:

W_{max} = máximo valor de demanda ocorrido no período considerado, em kW;

fc = fator de carga do sistema considerado;

DEC = duração equivalente por consumidor em horas.

A parcela de custo da demanda não é considerada na Equação 5.86, pois a concessionária continuará recebendo dos consumidores a parte referente à demanda, independente da quantidade e duração das interrupções.

5.3.5 Valor Residual das Instalações Elétricas

O sistema elétrico é composto por uma série de componentes com graus de complexidade variada e conseqüentemente vidas úteis diferenciadas. Em função disso, adota-se na prática, a consideração da instalação como um todo, facilitando, deste modo, a determinação do valor residual.

A tabela 5.2 apresenta as principais instalações de um sistema elétrico, com a indicação da vida útil e o valor residual de cada uma.

Tabela 5.2 – Vida útil e valor residual de instalações do sistema elétrico.

TIPO DE INSTALAÇÃO		VIDA ÚTIL (ANO)	VALOR RESIDUAL (%)
Subestação – SE		25	30
* Transformador de Força – TF		25	30
Linha de Transmissão – LT		25	15
Linha de Distribuição – LD	Poste de concreto	20	10
	Poste de madeira	15	10
Rede de Distribuição – RD	Aérea – Poste de concreto	20	10
	Subterrânea	20-25	30

Fontes: (ELETROBRÁS & CODI, 1982a: 97)

* (CIPOLI, 1993: 75)

Uma discussão mais abrangente sobre a consideração da vida útil e valor residual de um bem, é apresentada no capítulo 4, item 4.4.

5.4 Formulação de Alternativas

A formulação de alternativas consiste na definição dos diversos sistemas elétricos viáveis, que podem derivar ou não do sistema existente, como no caso de introdução de uma nova tecnologia.

Cada alternativa deve ser avaliada nos seus aspectos técnicos e econômicos, conforme apresentado neste Capítulo. Cabe salientar, entretanto, que sob o ponto de vista do planejamento, há uma série de procedimentos e critérios particulares a serem observados. Em resumo, as alternativas devem ser preparadas considerando-se:

1. A análise da situação atual do fornecimento, englobando a análise das condições locais e a análise do sistema elétrico;
2. Análise das tendências de evolução da carga, no horizonte de planejamento considerado;
3. Simulação do sistema e das deficiências previstas;
4. Formulação e análise técnico-econômica das alternativas.

Fogem ao escopo deste trabalho a descrição metodológica dos itens 1 e 2. O item 3 é abordado no escopo da análise técnica, apresentada neste capítulo, porém, apenas nos limites dos objetivos deste trabalho.

Enfim, a análise técnico-econômica das alternativas, uma vez superada as questões mencionadas nos itens 1 e 2, é totalmente possível de ser realizada. Portanto, a abordagem feita neste capítulo permite a estruturação de alternativas, enquanto que a análise econômica, a partir de um método específico, pode ser feita escolhendo-se um dos métodos específicos apresentados no Capítulo 4.

5.5 Estruturação da Metodologia

A metodologia para avaliação técnico-econômica de sistemas elétricos está estruturada na Figura 5.12. Antes porém, será detalhado, passo a passo, os procedimentos para aplicação da metodologia.

Cumpra observar, que embora este estudo tenha como objetivo a avaliação de uma tecnologia não-convencional apropriada ao atendimento a pequenas cargas, o método é abrangente.

Será detalhado, a seguir, cada passo do fluxograma, tendo como referência todo conteúdo já apresentado neste trabalho.

➤ **Passo 1-** Coleta de dados:

Esta é a fase de juntar e selecionar as informações de interesse para análise e/ou formulação de alternativas;

➤ **Passo 2-** Análise e /ou formulação de alternativas

Neste estágio, podem acontecer duas situações: apenas a análise, ou análise e formulação de alternativas. Isto porque, em se tratando de uma tecnologia não-convencional já implantada, inicialmente pode ser de interesse apenas a análise de seu desempenho. O mesmo se aplica a uma instalação convencional já existente, onde o objetivo principal, em um primeiro momento, possa ser a composição de um banco de dados com registro do desempenho de várias instalações, em função do qual serão efetuadas as propostas para composição do plano geral de obras, seja de implantação, reforma, adequação ou substituição.

Também é nesta fase, a análise das condições atuais de fornecimento, análise das tendências de evolução da carga no horizonte considerado e o estabelecimento de prioridades, a serem consideradas na formulação das alternativas.

➤ **Passo 3-** Avaliação dos limites de tensão

Avaliar os limites de tensão, ou verificar o nível de tensão, tem como ponto de partida a projeção da carga no horizonte de estudo, os carregamentos de condutores, equipamentos

e por fim, o cálculo da queda de tensão, verificação de sobretensões, etc. Em sistemas mais simples, é possível o cálculo manual, como exposto nos itens 5.2.1.2, 5.2.1.3. Em sistemas mais complexos, ou quando se tem disponível software adequados, como por exemplo o Alternative Transient Program – ATP, o Analisador de Redes – ANAREDE e outros, os cálculos e simulações são efetuados utilizando-se de recursos computacionais. Este é o caso da tecnologia PRE, como visto no Capítulo 3.

No caso de instalações já existentes, a verificação do nível de tensão pode ser feita diretamente através de medição, seja por registradores gráficos ou leituras periódicas em subestações com operadores;

➤ **Passo 4-** Verificar se atende a Portaria 047 do DNAEE.

Essa verificação consiste em comparar o resultado calculado, ou oriundo de simulações computacionais, com os valores regulamentados. Nesta fase, podem ocorrer duas situações distintas. A primeira consiste em resultado compatível com a tensão regulamentada, o que significa prosseguir com o processo. A segunda, que diz respeito a valores de tensão insuficientes, pode indicar a necessidade de desativação da tecnologia não-convencional, caso existente, ou reformulação da alternativa, caso ainda esteja na fase de estudos.

➤ **Passo 5-** avaliação do desequilíbrio de tensão.

O desequilíbrio de tensão está associado a cargas desequilibradas e às particularidades da tecnologia aplicada, como no caso do PRE. O desequilíbrio é expresso através da relação da componente de tensão de seqüência negativa – V_2 , pela componente de tensão de seqüência positiva – V_1 . Esse fator, em termos percentuais, não deve ser maior que 2%, ou seja: $k\% \leq (V_2/V_1) \times 100$.

A avaliação é feita na fase de estudos elétricos, ou por medição direta, no caso de instalação existente.

➤ **Passo 6-** Verificar se o desequilíbrio de tensão é menor ou igual a dois por cento

Se a relação V_2/V_1 conduz a um valor menor que 2%, o processo de avaliação segue normalmente, passando-se à etapa seguinte. Vale ressaltar, que em medições feitas no sistema convencional, tem sido verificado desequilíbrio bem acima de 2%, sem que haja registro de reclamação por parte dos consumidores. Por essa razão, admitindo-se que a

tecnologia não-convencional tenha desequilíbrio superior ao estabelecido em norma, mesmo assim é dado seqüência ao processo de avaliação técnico-econômica.

➤ **Passo 7-** Avaliação das tensões de passo e toque.

Esses dados são calculados na fase de estudos e projetos e, uma vez concluída a instalação, são monitorados periodicamente, visto ser um dado intimamente relacionado com a segurança humana. A abordagem teórica e processos de cálculo das tensões de passo e toque, foram feitos no Capítulo 3.

➤ **Passo 8:** Verificar se as tensões de passo e toque são menores que 50 Volts.

Se o valor encontrado é menor que 50 Volts, segue-se o processo em frente, caso contrário, é preciso que sejam tomadas providências, ou seja, é preciso analisar o problema e formular propostas alternativas.

Por se tratar de um dado limite à segurança humana, não havendo possibilidade técnica de solucionar o problema, a instalação deve ser desativada. Esta hipótese não está sendo considerada para a tecnologia convencional, admitindo-se suficiente conhecimento técnico da mesma, enquanto que para a não-convencional, pode haver situações de contorno ainda não estudadas, ou seja, situações que demandem estudo e pesquisa.

➤ **Passo 9:** Dados de interrupções e suas respectivas causas.

Esta fase consiste em acessar o banco de dados da operação e manutenção referente aos registros das interrupções e suas respectivas causas, bem como aos registros de taxa de falhas em componentes do sistema.

➤ **Passo 10:** Cálculo do DEC e FEC

Esta é uma das fases mais importante do processo de avaliação da confiabilidade do sistema em análise, dado a sua relevância, tanto na formulação de alternativas, quanto na análise de uma instalação já existente.

O cálculo do DEC e FEC por causa, permite identificar quais os fatores críticos, ou que fatores afetam de forma mais significativa, a confiabilidade do sistema. Em outras

palavras, o DEC e FEC por causa indicam qual o fator, ou componentes, com maior participação nas ocorrências das interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Na maioria das vezes se deseja conhecer o nível de confiabilidade do sistema como um todo, como por exemplo: Qual a confiabilidade do PRE? Este objetivo é alcançado calculando-se o DEC e o FEC do sistema atual.

Utilizando-se os dados históricos do desempenho do sistema já existente, como por exemplo a taxa de falhas por km de linha, é possível calcular o desempenho esperado de uma alternativa proposta.

Enfim, o tipo de cálculo a ser desenvolvido, vai depender da finalidade do estudo que se está fazendo.

➤ **Passo 11:** Sistema não-isolado?

Se o sistema não é isolado, continuar com o processo. Caso contrário, observar que a Portaria 046 do DNAEE, no seu artigo 15, inciso I, exclui as áreas com menos de 5.000 consumidores supridas por sistemas isolados, da obrigatoriedade de apresentar índices de continuidade conforme regulamentação. Por esta razão, se o sistema se enquadra na condição acima, o processo de avaliação vai para a fase seguinte, caso contrário é preciso verificar se atende a Legislação

➤ **Passo 12:** Verificar se atende a Portaria 046 do DNAEE.

Esta fase é similar ao **Passo 4**. Se atende a Portaria, o processo continua, caso contrário, verifica-se se a alternativa é convencional ou não-convencional.

Considerando-se o conhecimento existente sobre a tecnologia convencional, se esta não atende à Portaria 046, a alternativa deve ser reformulada, ou se for instalação já existente, deve-se tomar providências urgentes para regularização do fornecimento de energia, o que implica em análise e formulação de alternativas. Inversamente, em se tratando de tecnologia não-convencional, a adequação da alternativa pode ainda depender de estudo e

pesquisa¹⁷. Assim, se a adequação não é possível o processo de avaliação para aquela alternativa é paralisado (temporariamente).

- **Passo 13:** Levantamento do investimento
Proceder conforme sugerido no item 5.3.1.
- **Passo 14:** Levantamento do custo de operação
Tomar como referência o item 5.3.2 e subitem 5.3.2.1;
- **Passo 15:** Levantamento do custo da manutenção;
Tomar como referência o item 5.3.2 e subitem 5.3.2.2;
- **Passo 16:** Levantamento do custo das perdas técnicas
Tomar como referência o item 5.3.3 e seus subitens;
- **Passo 17:** Levantamento dos custos da energia interrompida.
Tomar como referência o item 5.3.4;
- **Passo 18:** Cálculo da depreciação e valor residual
Tomar como referência o item 5.3.5 e o Capítulo 4, item 4.4
- **Passo 19:** Organização dos dados econômicos
Esta etapa consiste na organização das alternativas com seus respectivos valores tabulados;
- **Passo 20:** Escolha do método de avaliação econômica
Vários métodos para avaliação econômica foram abordados no Capítulo 4. Assim, nesta fase, basta selecionar um daqueles métodos;
- **Passo 21:** Aplicação do método

¹⁷ Neste caso, está se admitindo a proposição de uma alternativa não-convencional submetida aos passos metodológicos que está sendo exposto. Em se tratando de uma tecnologia não-convencional já implantada, parte-se do princípio de que todas essas questões restritivas já foram estudadas. Tecnologias destinadas ao atendimento a pequenas cargas em sistemas isolados não se enquadram neste conceito.

Uma vez escolhido o método, esta fase consiste em sua aplicação;

➤ **Passo 22:** Análise de sensibilidade

Nesta fase procura-se verificar quais dados exercem maior influência sobre o resultado apresentado. A importância deste procedimento está no fato de se poder detectar que tipo de dado merece maior atenção quanto à sua veracidade. Neste sentido, o Capítulo 4, no seu item 4.5, apresenta algumas sugestões.

➤ **Passo 23:** Seleção de alternativas

Esta fase consiste no ordenamento das alternativas que forem julgadas mais convenientes, tanto no aspecto técnico, quanto econômico, uma vez que as alternativas só são analisadas economicamente se atendem aos requisitos técnicos.

➤ **Passo 24:** conclusão/Decisão

Esta é a fase de decisão, em função das alternativas selecionadas. Também é a fase de se tirar conclusões sobre todo o estudo realizado;

➤ **Passo 25:** Fim

Encerramento do processo de avaliação técnico-econômica de sistemas elétricos.

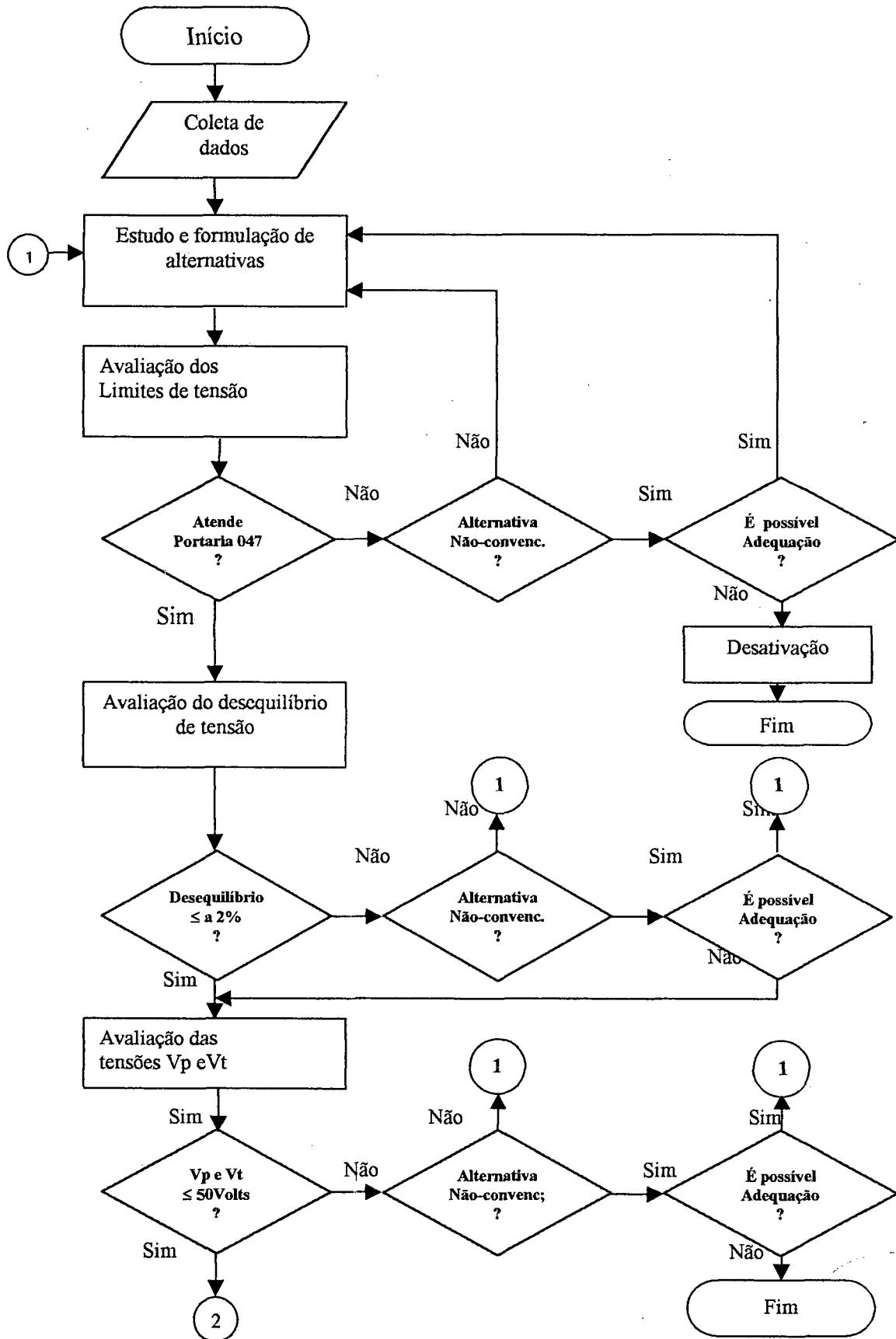
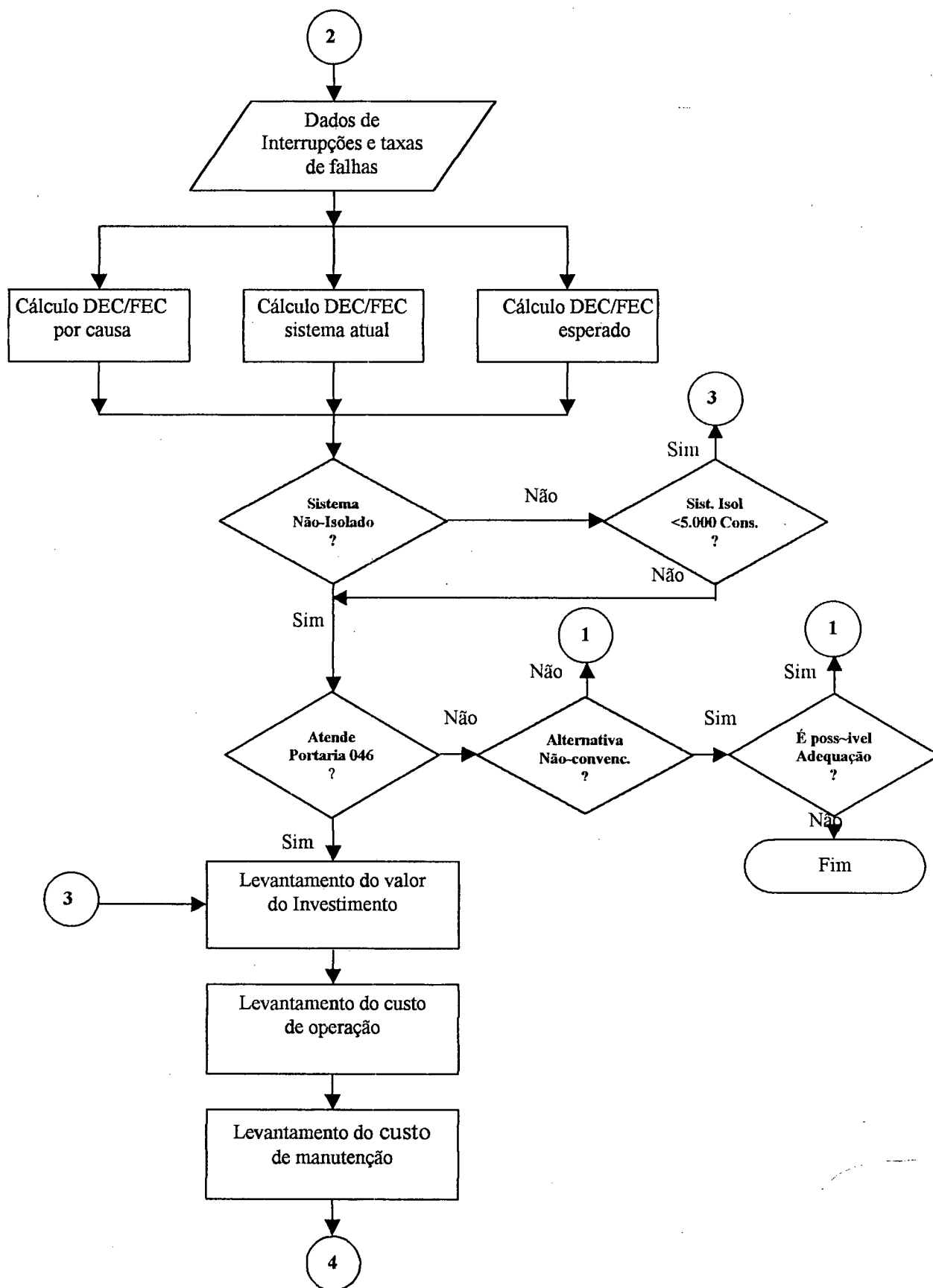


Figura 5.12- Fluxograma para avaliação técnico-econômica de sistemas elétricos

Continuação da Figura 5.12- Fluxograma da para avaliação técnico-econômica de sistemas elétricos



Continuação da Figura 5.12- Fluxograma da para avaliação técnico-econômica de sistemas elétricos



Figura 5.12- Fluxograma para avaliação técnico-econômica de sistemas elétricos

CAPÍTULO 6

AVALIAÇÃO TÉCNICO –ECONÔMICA DA TECNOLOGIA PRE EM JARU

6.1 Introdução

A tecnologia PRE utilizada para atender a cidade de Jaru e demais localidades interligadas ao seu sistema elétrico, será mencionada neste trabalho como Sistema PRE Jaru, ou simplesmente PRE Jaru, estando abrangido nesta designação as seguintes partes principais:

- Estação supridora, ou subestação supridora Ariquemes II, ou simplesmente SEQM;
- Estação distribuidora, ou subestação distribuidora Jaru I, denominada operacionalmente de SEJA;
- Linha de interligação entre as subestações SEQM e SEJA, designada por linha PRE Ariquemes II/Jaru I, ou simplesmente linha PRE.
- Sistema de aterramento.

Nos capítulos anteriores tem sido afirmado que a tecnologia PRE é apropriada para atendimento a pequenas cargas. Assim, para explicar as razões pelas quais a localidade de Jaru foi contemplada com a implantação desta tecnologia, mesmo não se enquadrando como pequena carga, procurou-se inicialmente, levantar o contexto histórico referente a sua inclusão no sistema de transmissão associado à UHE Samuel.

Considerando ser esta a primeira experiência brasileira na implantação da tecnologia PRE, foi dado bastante ênfase ao seu desempenho técnico, motivo pelo qual a abordagem é feita desde o comissionamento da instalação.

Quanto à estruturação do Capítulo, é tomado como referência o fluxograma apresentado na Figura 5.12 (ver Cap. 5), fazendo-se as devidas adaptações, visto ser aquela

proposta de caráter abrangente. Deste modo, foram incorporadas ao texto informações relevantes na avaliação da tecnologia, como por exemplo a comparação de seu desempenho técnico-econômico em relação a outras tecnologias convencionais equivalentes, com ênfase para a LT 34,5 KV e subestações associadas.

Os levantamentos econômicos que não têm uma referência bibliográfica suporte, foram feitos a partir de entrevistas com os técnicos que trabalham na operação e manutenção do PRE. Os critérios de rateio do custo das equipes envolvidas com a tecnologia, é um exemplo dessa situação. Ainda com a preocupação de tornar perene os dados econômicos, os mesmos foram convertidos para a moeda americana, embora todos os cálculos tenham sido feitos considerando-se os valores em reais.

Por fim, as principais fontes de dados primários utilizados no desenvolvimento deste Capítulo foram:

- Livros de operação da subestação Ariquemes;
- Livros de operação do sistema elétrico de Jarú;
- Mapas diários de operação, com registros de tensão na barra da subestação Ariquemes II e barra de carga da subestação da Usina Térmica – UTE;
- Mapa diário de operação com registros das potências ativa e reativa;
- Mapa com o resumo mensal das ocorrências no sistema;
- Relatório de ocorrências no alimentador PRE, em Jarú;
- Planilhas de medição das tensões de passo e de toque em Ariquemes e Jarú;
- Planilhas de medição de tensão para cálculo do desequilíbrio de seqüência negativa;
- Anotações do autor do trabalho, como participante da equipe de comissionamento do PRE e como gerente de manutenção de sistemas elétricos da CERON no período considerado neste estudo, ou seja de 1996 a 1998.
- Planilhas consolidadas de medição dos serviços relacionados à construção do Sistema PRE Jarú.

6.2 Dados Físicos e Socioeconômicos do Município de Jaru

A cidade de Jaru está localizada às margens da BR 364, distante 288 Km de Porto Velho. De acordo com o documento: Indicadores Municipais, 1996-1997, produzido pela Secretaria de Estado do Planejamento e Coordenação Geral do Estado de Rondônia – SEPLAN (1999), a localidade de Jaru foi elevada à categoria de município através da Lei Complementar nº 6.921 de 16 de junho de 1981, possuindo atualmente uma área de 2.909,6 Km², abrangendo os distritos de Bom Jesus, Santa Cruz da Serra, Tarilândia, Colina Verde e Nova Olinda.

Outros aspectos físicos relevantes, contidos no diagnóstico socioeconômico, produzido pelo Serviço de Apoio às Micro e Pequenas Empresas de Rondônia- SEBRAE-RO(1999), são:

- Altitude média do Município: 162 metros acima do nível do mar;
- Latitude Sul: 10^o 26' 21'';
- Longitude Oeste: 62^o 27' 51'';
- Clima: Tropical – quente e úmido;
- Temperatura média: de 28 a 33^oC;
- Pluviometria anual média: de 1800 a 2400mm, ocorrendo no trimestre de junho a agosto o período de menor precipitação pluviométrica;
- Umidade relativa do ar: em torno de 75%.

De acordo com o SEBRAE, em 1998 o município possuía uma população de 47.437 habitantes, com 30.151 na zona urbana e 17.286 na zona rural; conta com 27 unidades de saúde, entre estabelecimentos públicos e privados, disponibilizando um total de 325 leitos; no aspecto sanitário existem 41.863 metros de rede de abastecimento de água e inexistente rede de esgotamento sanitário. Ainda segundo a mesma fonte, o município dispõe de 170 escolas na rede de ensino público e privado, sendo 25 escolas na zona urbana e 145 escolas na zona rural, incluindo creches, pré-escolas, 1^o e 2^o graus e ensino supletivo.

Segundo informação contida no Anuário Estatístico Agropecuário, produzido pela SEPLAN e Associação de Assistência Técnica e Extensão Rural do Estado de Rondônia - EMATER/RO, a estrutura fundiária do Município está composta basicamente por pequenas

propriedades, havendo 2.493 imóveis rurais, dos quais 1.835 possuem até 100 hectares - ha. (SEPLAN & EMATER, 1995). A economia está centrada na produção agrícola e pecuária, cujos dados mais relevantes estão mostrados nas Tabelas 6.1 e 6.2, a seguir.

Tabela 6.1 – Produção agrícola do município de Jaru – 1997

PRODUTOS	ÁREA (ha)		P R O D U Ç Ã O	
	Plantada	Colhida	Qtd. Produzida	Rend.Médio (Kg/ha)
Arroz (em casca).	14.161	13.635	24.543	1.800
Feijão (em grãos)	8.455	8.455	6.530	600
Café (em côco)	6.666	7.795	12.432	1.600
Cacau (em amêndoas)	7.640	-	3.420	450
Milho (em grãos)	18.225	17.505	31.500	1.800
Banana (em mil cachos)	3.589	2.994	2.994	1.000
Mandioca	2.402	2.805	56.100	20.000
Algodão herbáceo	642	50	48	960

Fonte: (SEPLAN, 1999:75)

Tabela 6.2- Rebanhos efetivos no período de 95 a 96

Efetivo	Quantidade	Efetivo	Quantidade
Bovinos	197.285	Suínos	15.757
Bubalinos	-	Ovinos	1.480
Eqüinos	5.635	Caprinos	315
Asininos	32	Aves	171.000
Muare	514	-	-

Fonte: (SEPLAN, 1999:76)

No setor industrial, o município de Jaru possuía, em 1997, 226 indústrias, compondo o conjunto dos nove municípios com mais de 100 indústrias (Federação das Indústrias do Estado de Rondônia – FIERO, 1997). Apesar dos reflexos da mudança na economia, e da necessidade de cumprir as exigências legais de controle da extração da madeira, o segmento madeireiro ainda é o que mais oferece oportunidade de emprego no Município (SEBRAE, 1999).

Enfim, a sustentação do desenvolvimento regional depende de uma série de fatores, entre os quais a energia elétrica. Mas como tem sido a oferta de energia elétrica em Jaru?

6.3 A Energia Elétrica no Município de Jaru

O abastecimento de energia elétrica à cidade de Jaru teve início em 1977, com a instalação de uma usina dieselétrica com capacidade instalada de 144 KW. Este valor foi ampliado sucessivamente, tendo como fator determinante o aumento populacional, advindo de intenso fluxo migratório para Rondônia, estimulado pelos programas de distribuição de terras gratuitas, coordenadas pelo Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária- INCRA.

De acordo com Rivero (1991:47), “a migração durante a década de 70 foi predominantemente de origem rural, equivalente a 68,94%, embora apenas parte deste contingente se fixasse na zona rural”, ou seja, parcela significativa dos migrantes fixou-se nos núcleos urbanos, sendo este fato responsável pelo crescimento no consumo de energia elétrica uma vez que, inicialmente, a oferta foi restrita aos núcleos urbanos emergentes. Enfim, a relação entre aumento populacional e as principais grandezas indicativas do aumento no consumo de energia elétrica pode ser percebida analisando-se os dados apresentados na Tabela 6.3.

Tabela 6.3- Evolução da potência instalada, demanda máxima, número de consumidores e energia requerida em Jaru

Ano	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Potência Instalada (KW)	2.184	2.528	2.528	6.600	6.600	5.960	5.640	5.000	5.000	12.850
Demanda Máxima (KW)	1.700	1.700	2.130	2.790	4.020	4.120	3.900	3.950	3.150	5.680
Número de Consumidores	1.576	1.818	2.018	2.146	3.782	4.615	4.970	5.354	5.874	6.355
Energia Requerida (MWh)	7.691	10.250	12.010	14.306	17.168	19.696	19.549	20.920	23.090	22.857

Fonte: CERON, 1994a.

Os dados apresentados na Tabela anterior mostram que, apesar da evolução crescente na potência instalada, demanda máxima e número de consumidores, houve uma retração no montante da energia requerida¹ em 1994, indicando uma taxa de crescimento negativa, em

¹ Energia Requerida: Corresponde à parcela de energia faturada mais a parcela de perdas.

torno de - 5,9% em relação a 1993. Uma das explicações para este fato pode ser encontrada a partir da análise do gráfico da Figura 6.1, a seguir apresentada.

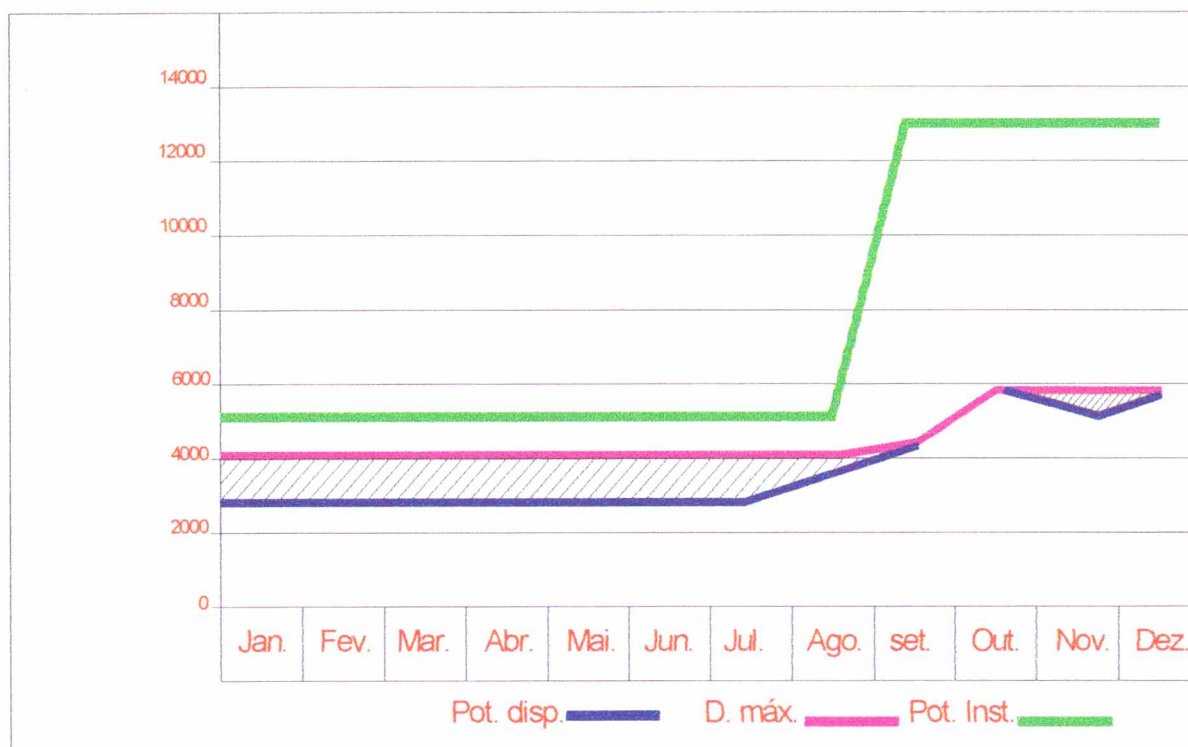


Figura 6.1- Balanço energético da UTE de Jarú em 1994

Fonte dos dados: CERON, 1994a; CERON, 1994b.

O balanço energético² da Figura 6.1, mostra que a demanda máxima exigida pelo sistema é maior que a potência disponível durante quase todo o ano. Este fato evidencia a ocorrência de racionamento de energia elétrica por insuficiência de geração.

Observa-se uma tendência de equilíbrio a partir de julho. Em setembro, com a ampliação do parque gerador, o equilíbrio é mantido, porém revelando uma outra realidade do sistema, ou seja, a parcela de demanda reprimida. Isto fica claro a partir do momento em que se disponibiliza mais potência. O equilíbrio indica ainda que a demanda seria maior, caso

² O balanço energético foi preparado tomando-se como referência o valor da máxima demanda já ocorrida no sistema. Assim, quando a potência disponível é inferior àquela referência, está caracterizada a possibilidade de racionamento em potencial. Dado que a carga é variável ao longo do dia e a demanda máxima mensal também pode ser diferente de um mês para outro, o método utilizado na plotagem do gráfico pode conduzir a um valor maior ou menor do déficit de potência. Entretanto, em um cenário de escassez de oferta de energia elétrica, onde se verifica elevados índices de demanda reprimida, o método utilizado passa a ser uma confiável ferramenta na indicação da ocorrência de racionamento.

houvesse correspondente aumento na oferta de energia. Ao contrário, observa-se que, apesar do aumento na potência instalada, a potência disponível volta a ser menor que a demanda (já verificada) a partir de outubro. A análise feita neste parágrafo revela as condições precárias do parque gerador e está de acordo com a CERON (1994a:1), que afirma:

“A Empresa vinha enfrentado durante anos, sérios problemas de racionamentos, causados principalmente por quebras de máquinas, que na sua maioria são de origem estrangeira e dependem de peças de reposição para as manutenções preventivas e corretivas e ainda pela insuficiência de geração na hora da ponta”.

A crise no abastecimento verificada em 1994, foi mais acentuada no município de Jaru. Portanto, a história da energia elétrica nesta região tem sido marcada, sobretudo, pela escassez. Esse cenário contribui com a mudança de estratégia em relação à energia elétrica produzida pela UHE Samuel. Como Jaru foi inserido neste contexto?

6.4 A Inclusão de Jaru no Sistema de Transmissão

A denominação de Sistema de Transmissão, está basicamente relacionada à Linha de Transmissão (LT) em 230 KV, que transporta a energia elétrica produzida pela Usina Hidrelétrica (UHE) de Samuel, e demais Usinas Térmicas (UTE's) complementares da Eletronorte, para o interior do Estado. Usualmente é empregada a expressão: “Sistema de Transmissão associado à UHE Samuel”.

Desde março/90, quando entrou em operação a segunda turbina da UHE Samuel, até a entrada em operação do Sistema de Transmissão em 1994, que em Porto Velho havia excedente de energia. Em situação diametralmente oposta, o interior do Estado vinha sofrendo racionamentos constantes. É nesse confronto de situações opostas que acontece a mudança de estratégia: A classe política ao invés de fazer gestões para a conclusão da UHE Samuel, centra o discurso sobre a necessidade de resolver a crise de energia elétrica para o interior do Estado. **Linhão** foi a palavra usada como marketing.

Conforme planejamento, a LT 230 KV seria construída até Ji-Paraná, com subestações abaixadoras em Ariquemes e Ji-Paraná. Nessa mesma época a ELETRONORTE, através do engenheiro Ary D’Ajuz, começou a estudar a aplicação em Rondônia da tecnologia

denominada de cabos pára-raios energizados (PRE), tecnologia esta desenvolvida pelo professor Francesco Iliceto e outros pesquisadores da Universidade de Roma.

Interessada em atender as pequenas localidades ao longo do Linhão, de forma confiável e a custo inferior à produção de energia via UTE, a CERON celebrou convênio com a ELETRONORTE para implantação do sistema PRE. Embora não seja considerada como pequena carga, Jaru foi incluída entre as localidades a fazer parte deste Sistema.

6.5 Características Construtivas do Sistema PRE Jaru

A inserção da cidade de Jaru no Projeto PRE, está associada a uma série de fatores, sendo o principal, a crise no abastecimento de energia elétrica ocorrida em 1994. Como visto, já naquela época a demanda máxima suprida pelo sistema térmico foi de 5.680 kW (ver Tab. 6.3). Considerando a evolução da demanda, mais o atendimento da parcela reprimida, caracteriza-se uma situação onde a aplicação da tecnologia PRE em Jaru assume a responsabilidade de resolver dois problemas: Primeiro o de normalizar o abastecimento de energia atendendo uma parte da carga e segundo, como alternativa supostamente viável na postergação de investimento em linha de transmissão 69 kV, ou subestação abaixadora a partir da LT 230 kV.

Devido a magnitude da carga, previu-se para Jaru um sistema com duas fontes supridoras distintas. Trata-se das subestações supridoras Ariquemes II e Ouro Preto D'Oeste. Os dois sistemas foram previstos para operação em separado, sendo considerado no projeto de Jaru as subestações distribuidoras Jaru I e Jaru II, com 4 MVA cada. Esses detalhes técnicos estão mostrados na Figura 3.2.

Embora o PRE de Rondônia tenha sido desenvolvido para atendimento a seis localidades (ver Tab. 3.1), até final de 1999 só foram concluídos os projetos do PRE Jaru e de Itapuã D'Oeste, antigo Jamari.

O sistema PRE de Jaru entrou em operação no dia 30/12/95, com uma potência instalada de 7MVA na subestação Ariquemes II e 4 MVA na subestação Jaru I. Como a carga

de Jarú em dezembro de 95 já havia atingido o patamar de 6.630 KW, ou 7.366 KVA (considerando-se fator de potência igual a 0,9), parte da carga foi suprida pelo PRE e outra parte pelo sistema térmico remanescente.

Para descrever as características construtivas do PRE Jarú, será utilizado como referência a Figura 6.2, por tornar possível a visualização esquemática das principais partes da instalação.

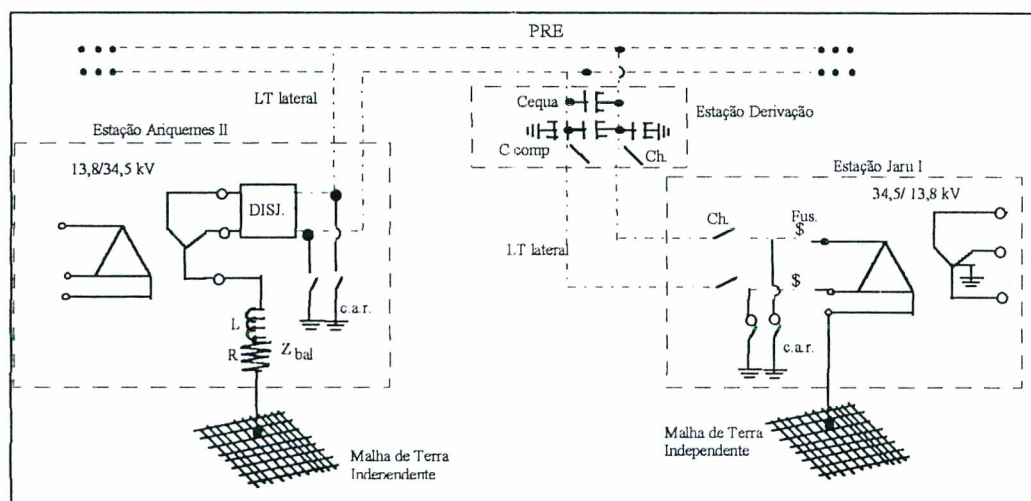


Figura 6.2- Representação esquemática do Sistema PRE Jarú

Fonte: (Cruz et al. 1996:2)

As principais características da instalação, conforme figura anterior, são:

a- Estação supridora³

- Transformador elevador, 13,8/34,5 kV - 5,6/7,0 MVA, equipado com LTC⁴;
- Impedância de balanceamento (Z_{bal}), composta pela indutância L e resistor R;
- Disjuntor;
- Chave de aterramento rápido - Car;
- Malha de terra independente;
- Malha de terra de segurança⁵

A Figura 6.3, a seguir, mostra como é o arranjo físico desta parte da instalação. Da mesma forma, a Figura 6.4 mostra a conexão do cabo da 3ª fase (eletrodo de terra) à malha de terra independente, numa extensão de 0,18 Km.

³ Estação supridora: o mesmo que subestação supridora

⁴ LTC: O mesmo que Load Tap Changing, ou comutador de tap sob carga

⁵ Malha de terra de segurança: É a malha utilizada no local onde são instalados os equipamentos da subestação

Cumpra observar, que a indutância e resistência que compõem a impedância de balanceamento, estão mostradas em destaque na Fig. 3.17.



Figura 6.3- Estação supridora Ariquemes II – SEQM.

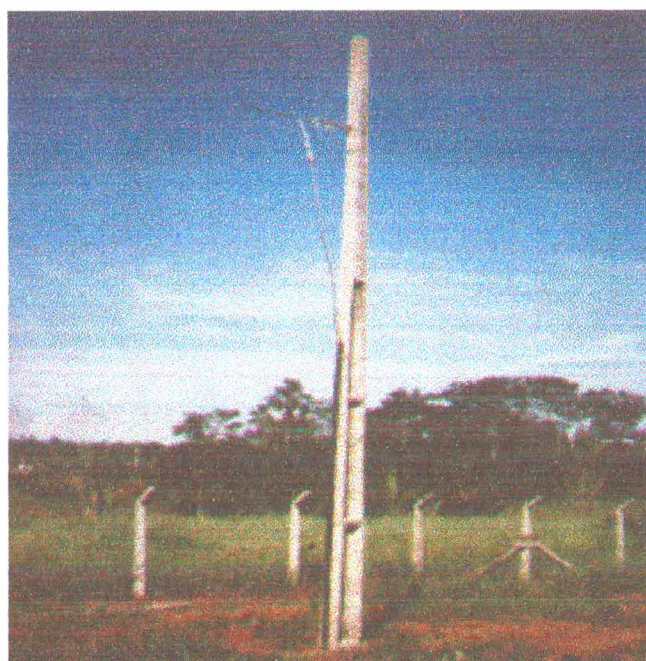


Figura 6.4- Conexão do cabo da 3ª fase à malha de terra independente em Ariquemes

b- Linha bifásica, composta por:

- 0,4 km de linha lateral, sobre poste de concreto dulo T, na conexão das fases A e B aos cabos pára-raios da LT 230 kV, em Ariquemes;
- 90 km de linha sobre as torres;
- 1,6 km de linha lateral, na derivação em Jarú.

As Figuras 3.6 e 3.7, mostram os cabos pára-raios da LT 230 kV e a derivação para a linha lateral em Ariquemes, enquanto a Figura 6.5, a seguir, mostra a linha lateral em Jaru.



Figura 6.5- Linha lateral em Jaru

O cabo que está instalado abaixo da cruzeta, é o eletrodo de terra nº 2, utilizado para conectar a 3ª fase ao sistema de aterramento da Torre 221(contrapeso). Já o eletrodo de terra nº 1, que conecta a 3ª fase à malha de terra principal, está mostrado na Figura 6.6.



Figura 6.6- Eletrodo de terra nº 1, em Jaru

A extensão do eletrodo de terra nº 1 é de 0,36 km, ou seja, a malha independente está a 360 metros do local onde estão instalados os equipamentos da subestação distribuidora Jarú I (SEJA).

c- Estação de derivação, na saída da Torre 221, em Jarú, composta por:

- Capacitores de compensação e equalização;
- Pára-raio tipo estação;
- Chave seccionadora bipolar.

A Figura 6.7 mostra a estrutura onde estão instalados os capacitores e pára-raios tipo estação, enquanto a Figura 6.8 mostra a estrutura onde está instalada a chave seccionadora bipolar



Figura 6.7-Capacitores e pára-raios tipo estação na derivação em Jarú

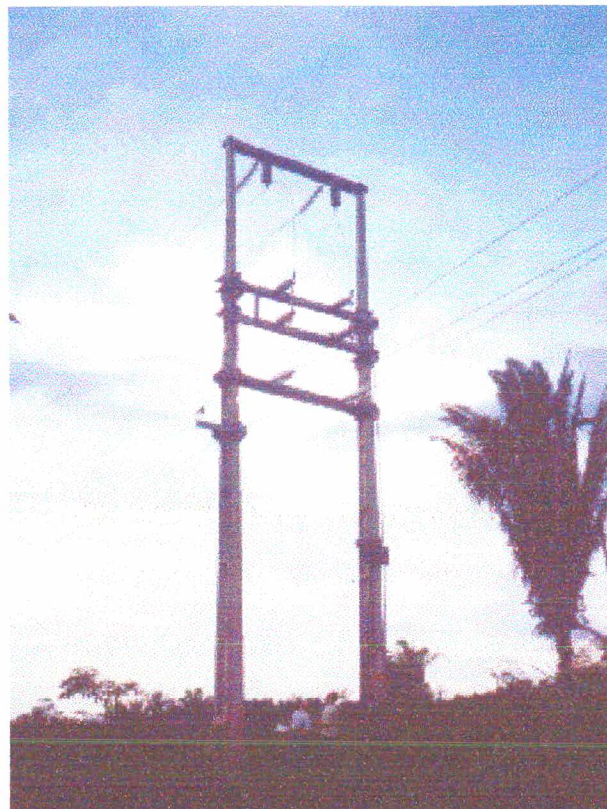


Figura 6.8- Detalhe da instalação da chave bipolar na estação derivação em Jaru

d- Estação distribuidora Jaru I, composta de:

- Chave seccionadora bipolar;
- Chaves fusíveis, HXO, unipolares;
- Chave de aterramento rápido;
- 02 transformadores de 2 MVA, cada;
- 02 religadores a vácuo, no lado de 13,8 KV, utilizados na saída dos dois expressos que interligam a Estação distribuidora Jaru I à subestação da Usina Térmica – UTE.

A Figura 6.9 mostra os equipamentos instalados na Estação Jaru I e a Figura 6.10 mostra o diagrama unifilar da subestação da UTE, denominada operacionalmente de SEJR.



Figura 6.9- Estação distribuidora Jaru I

Observa-se na figura 6.10, que a SEJR apresenta três barras de carga independentes, com possibilidade de chaveamento seqüencial entre elas. As duas barras existentes, identificadas operacionalmente como JRBR2-01 e JRBR2-03, recebem os alimentadores advindos da subestação PRE Jaru I e identificada como JAJR-LT2-01 e JAJR-LT2-02.

A barra central, identificada como JRBR2-02 tem o recurso de chaveamento e quando necessário opera com a Usina Térmica isoladamente. A rede de distribuição urbana é atendida através de três alimentadores identificados como JRAL2-01, JRAL2-02 e JRAL2-03.

O arranjo físico da SEJR permite várias combinações entre a UTE e a SEJR, de forma que, nas situações em que uma ou outra instalação entra em estado de indisponibilidade, ou de limitação de carga, é possível proceder ao remanejamento entre alimentadores no âmbito da subestação, o que representa menor tempo de manobra.

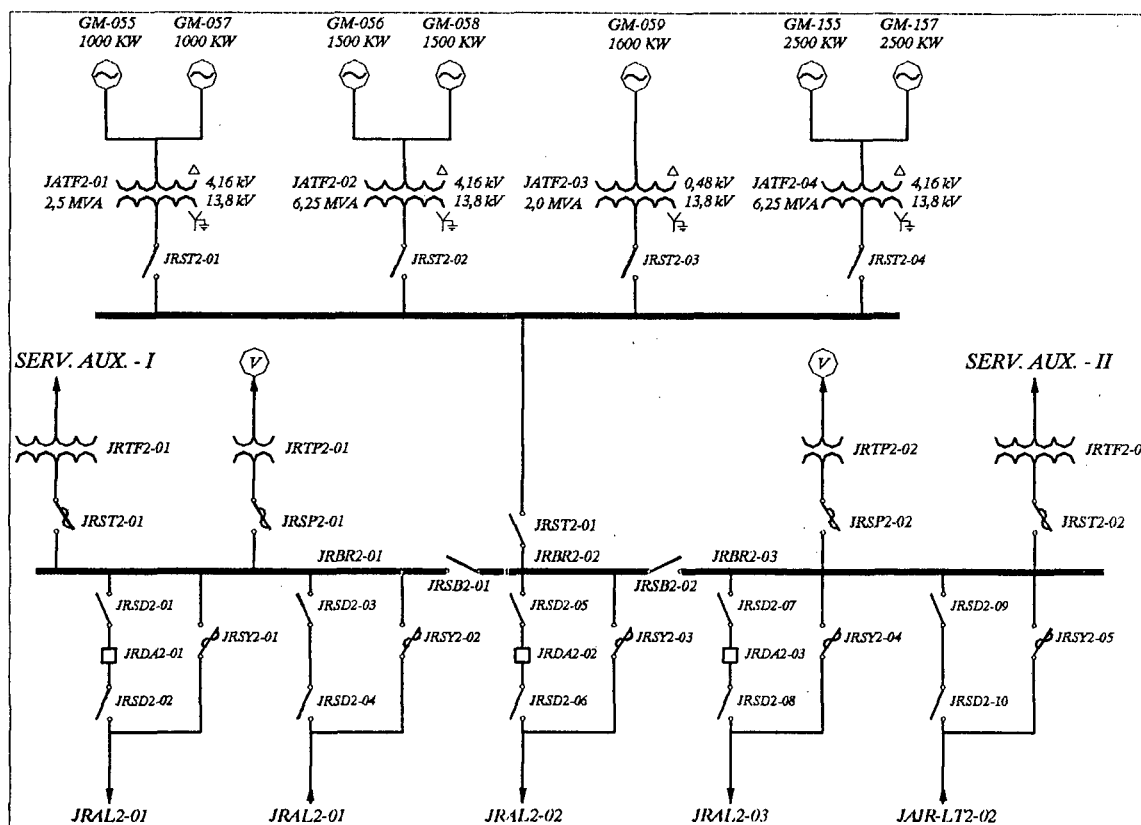


Figura 6.10- Diagrama unifilar simplificado da SEJR

Fonte: CERON- PPOT, 1996

Esse recurso foi amplamente utilizado e seu reflexo está registrado nos relatórios de ocorrência do sistema, cujos dados foram tabulados e fazem parte do estudo do desempenho operacional, apresentado nos itens seguintes.

Já foi mencionado, que a operação dos dois sistemas são independentes. Mas, seria possível a operação dos dois sistemas em paralelo?

Para operar em paralelo é preciso que os valores eficazes das tensões⁶ sejam idênticos, tenham a mesma forma de onda, estejam exatamente em oposição de fase, tenham a mesma frequência, a mesma seqüência de fase e que as fontes, no caso UTE e o sistema composto pela UHE Samuel e UTE's associadas, tenham características de velocidade da máquina primária descendente com a aplicação da carga (Kosow, 1979).

⁶ Dado que a tensão alternada é uma função senoidal com valor máximo V_m , a tensão eficaz corresponde a $0,707 \times V_m$ ou $V_m/\sqrt{2}$. Os valores de tensão para fornecimento ao consumidor, como por exemplo, 220/127 Volts, são valores eficazes.

Todas as condições mencionadas, exceto a última, foram verificadas a partir do painel de paralelismo das unidades geradoras da UTE, confirmando a possibilidade de colocação dos sistemas em paralelo, porém, essa condição não foi estudada, especialmente no que diz respeito à proteção na ocorrência de rejeição de carga.

Para evitar que os problemas ocorridos na rede de distribuição -RD, venham ocasionar a saída da SEJR ou do Sistema PRE, os três alimentadores mencionados possuem relés de sobrecorrente de fase e de neutro para isolar o alimentador com falha. Também os expressos de interligação, possuem relés de sobrecorrente instalados na subestação Jaru I – SEJA. Este fato possibilitou a classificação das interrupções com um maior grau de acerto.

6.6 Comissionamento do Sistema PRE de Jaru

Comissionar uma instalação significa submeter a testes seus equipamentos e esquemas operacionais com o objetivo de verificar se os resultados estão de acordo com aqueles ensaiados em fábrica, e/ou conforme previsto em projeto. Assim, todos os equipamentos das instalações em Ariquemes e Jaru foram testados conforme procedimentos de praxe. Atenção especial foi dada nos testes referentes às medições da resistência de aterramento das malhas independentes e do desequilíbrio de tensão⁷, manifestada através do componente de tensão de seqüência negativa.

Optou-se por fazer medição da resistência de aterramento aplicando-se o método de injeção de corrente diretamente na malha, e calculando-se o valor da resistência a partir das leituras de tensão e corrente. Obteve-se com esse método, o valor de $5,87\Omega$ na malha de aterramento independente em Ariquemes II. Este valor ficou 2% abaixo do valor previsto (ver Tab. 3.9).

⁷ Neste trabalho, o desequilíbrio de tensão, calculado, em termos percentuais, através da relação entre os componentes de seqüência negativa e positiva de tensão, ou seja, $k = \frac{V_2}{V_1} \cdot 100$, será sempre indicado por V_2 e referido como desequilíbrio de seqüência negativa, ou tensão de seqüência negativa.

Aplicando-se o mesmo método na malha independente de Jaru I, foi encontrado o valor de $12,41\Omega$, bem acima do valor previsto, que foi de $2,61\Omega$. Para se obter a redução do valor encontrado, foi feito a interligação da malha independente com a malha de segurança da subestação Jaru I e também a extensão de um eletrodo desta subestação à torre 221 da LT 230kV. Esse eletrodo está mostrado na Fig. 6.5, pois ele foi instalado na mesma estrutura da linha lateral. Em cada poste da linha lateral foi feito aterramento complementar, interligado através do referido eletrodo. Esses procedimentos proporcionaram a obtenção de um valor final na ordem de $3,5\Omega$.

Embora o valor obtido em Ariquemes II tenha sido inferior ao previsto, procedimento semelhante ao de Jaru I foi adotado, conseguindo-se reduzir ainda mais o valor da resistência de aterramento, obtendo-se o valor de $2,38\Omega$. Na Tabela 6.4 estão apresentados os resumos dos valores calculados e valores finais medidos.

Tabela 6.4 – Valores previstos e encontrados do sistema de aterramento da subestação Ariquemes II e Jaru I.

SUBESTAÇÃO	RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO	
	Valor Previsto	Valor Obtido(*)
Ariquemes II (SEQM)	5,99 Ω	2,38 Ω
Jaru I (SEJA)	2,61 Ω	3,50 Ω

(*) Fonte: Cruz, *et al.*, 1996.

As medições de tensão, no lado de baixa tensão, em locais previamente selecionados, foram feitas antes da entrada em operação do PRE Jaru, ou seja, mediu-se as tensões do sistema térmico. O pior resultado foi encontrado no conjunto de medições realizados dias 29/12/95, às 20:15 H, sendo obtidos os seguintes valores: $VAB^8 = 203V$; $VBC = 204V$; $VCA = 205V$; $V_1 = 194,97V$ e $V_2 = 2,04\%$ (Cruz et al. 1996). Essa medição foi realizada para se ter um parâmetro de referência quando da energização experimental do PRE, que ocorreu no dia

⁸VAB: Valor de tensão entre as fases A e B. Da mesma forma, VBC e VCA, correspondem aos valores de tensão entre as fases B e C e entre C e A respectivamente.

30/12/95. Ao se efetuar medições de tensão na Subestação Jaru I, foram observados os seguintes resultados:

- Tensão induzida na linha QMJA-PR3-01⁹: 1,5KV
- Tensão induzida com a chave de aterramento rápido, QMCA3-02 fechada em Ariquemes II - SEQM: 0,7KV
- Tensão induzida com a chave de aterramento rápido, JACA3-01, também fechada: 0,0V.

De acordo com o Eng^o. Ary D'Ajuz¹⁰, que esteve no local acompanhando os trabalhos de comissionamento, estes valores estão coerentes com os resultados obtidos na fase de estudos, realizados com o auxílio do Programa EMTP.

A Figura 6.11 apresenta o diagrama unifilar operacional de todo Sistema PRE Jaru, com o objetivo de tornar claro a compreensão de todas as manobras citadas no processo de energização inicial e na operação do sistema.

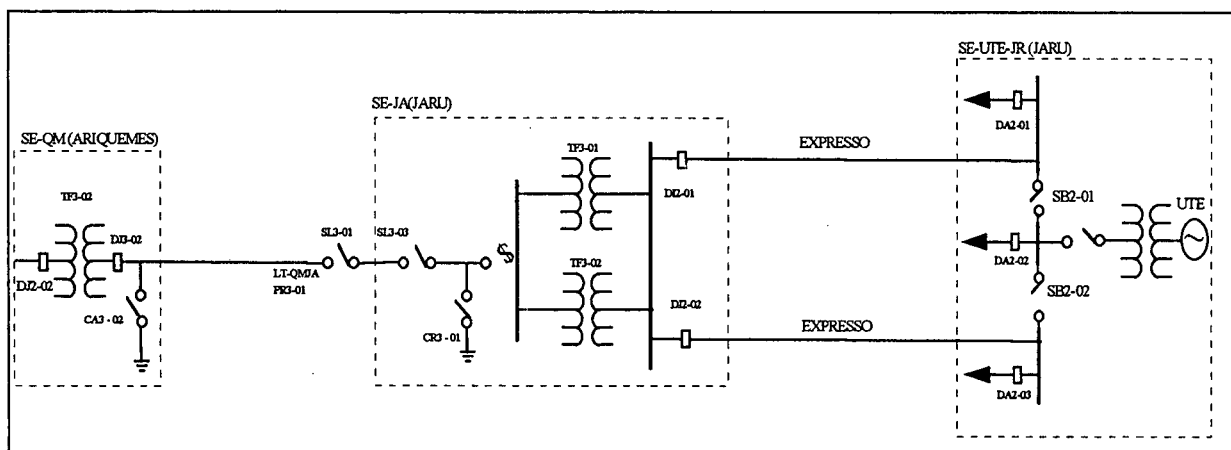


Figura 6.11 – Diagrama unifilar operacional do Sistema PRE Jaru

Fonte: Cruz et al., 1996

Superada a fase de energização experimental, foi dado início aos procedimentos visando a colocação de carga no sistema. Nesse sentido, o trafo¹¹ de 5,6/7,0 MVA, com LTC, instalado na SEQM, foi ajustado para o Tap Lower 8, equivalente à tensão de 32,775 KV ou

⁹ QMJA-PR3-01 é o código operacional da linha PRE, interligando a Subestação Ariquemes II-SEQM à Subestação Jaru I-SEJA.

¹⁰ Eng^o. Ary D'Ajuz, empregado da Eletronorte à época do comissionamento, e responsável pela introdução da tecnologia PRE no Brasil.

¹¹ Trafo = é a expressão técnica utilizada para designar o transformador.

0,95 pu¹². Após esse procedimento, fechou-se o disjuntor QMDJ2-02, no lado de 13,8 KV na SEQM, estando o circuito fechado até os transformadores abaixadores da SEJA. Essa operação implicou na energização de trafo + linha + trafo, enquanto a energização prevista pelos estudos era de energização do trafo de 7 MVA, 13,8/34,5 KV e posteriormente, linha + trafo. Isso não foi possível devido aos problemas apresentados na instalação do disjuntor de 34,5 KV em Ariquemes II (SEQM), identificado operacionalmente como QMDJ3-02. Essa situação foi previamente estudada pela equipe de planejamento da Eletronorte, que assegurou não haver maiores problemas nesta operação. Rose (1997) também estudou essa questão, concluindo que a energização trafo + linha + trafo não apresentava problema. De fato, desde a energização experimental, não foi detectado nenhum problema, caracterizado por sobretensão indesejável, que poderia colocar em risco a integridade dos equipamentos envolvidos.

Uma vez energizada a barra de 13,8 KV na SEJA, procedeu-se à energização dos Expressos I e II, interligando as barras de 13,8 KV das subestações SEJA (PRE) e SEJR (UTE). As medições, após colocado carga no sistema, foram as seguintes:

- Potência ativa: 3,7 MW
- Potência reativa: 0,8 MVar
- Corrente no lado de 34,5 KV: 63 A
- Corrente no lado de 13,8 KV: 149 A
- Tensão no lado de 34,5 KV: 36 KV (medido em Ariquemes II)
- Tensão no lado de 13,8 KV: 12,96 KV (medido em Jaru I)
- Tensão de toque: 7,0 V¹³ (maior valor)
- Tensão de passo: 1,29 V (maior valor)
- Desequilíbrio de seqüência negativa: 1,28% (valor mais crítico).

Os resultados obtidos foram considerados satisfatórios, sendo liberado para operação. Portanto, uma vez operando em regime normal, qual o seu desempenho levando em consideração a múltipla função dos cabos pára-raios da LT 230kV?

¹² Pu = por unidade, em relação à tensão nominal considerada. Assim, 0,96pu, equivale a 0,96 x 34,5kV.

¹³ Este foi o maior valor encontrado e corresponde a medição feita na cerca frontal da Subestação Jaru I (SEJA).

Como visto no Capítulo 3, a resistência de aterramento é afetada por uma série de fatores, destacando-se a umidade e a temperatura. Então, como se comportarão as tensões de passo e toque uma vez que esses parâmetros variam com a carga e com as condições meteorológicas locais?

No que tange ao desequilíbrio de seqüência negativa, Rose (1997) chama atenção para o fato de que a principal diferença entre os estudos de regime permanente convencionais e os do PRE é a análise do desequilíbrio, especialmente o de seqüência negativa, uma vez que valores elevados podem provocar sobreaquecimento e danos em motores elétricos trifásicos. Assim, qual terá sido a performance operacional do sistema em relação a essa variável? Estas questões serão abordadas no item seguinte.

6.7 Desempenho Operacional do Sistema PRE Jarú

6.7.1 Procedimento Operacionais

A operação do sistema PRE é relativamente simples, não impondo a necessidade de treinamento complementar àqueles que já trabalham na operação do sistema térmico e da subestação convencional da ELETRONORTE¹⁴. A única particularidade está relacionada à operação sistemática das chaves de aterramento rápido. Essas chaves aterram a linha QMJA-PR3-01 (ver Fig. 6.11), na ocorrência de qualquer falha que provoque a atuação das proteções. Isso impõe a necessidade de que em cada ocorrência seja aberta a chave para reenergização, além de ser um item de constante monitoramento operacional.

A particularidade operacional relacionada às chaves de aterramento rápido agrega um pouco mais de tempo na recomposição do sistema. Esse aspecto guarda relação direta com o tempo médio de restabelecimento do componente (τ) e por conseguinte do DEC e do TMA, como definidos no Capítulo 5.

¹⁴ O sistema é operado pela ELETRONORTE, em Ariquemes e pela CERON em Jarú.

Como já foi dito, o abastecimento do sistema elétrico de Jaru passou a ser feito através do PRE e da UTE, estando a equipe de operação sediada na Usina Térmica e Subestação associada, identificada como SEJR. Das três barras independentes desta subestação (ver Fig. 6.10), as barras laterais passaram a ser utilizadas preferencialmente pelo PRE e a barra central pela UTE. Assim os alimentadores 1 e 3, identificados como JRAL2-01 e JRAL2-03 passaram a operar, em condições normais, pelo PRE e o alimentador 2, identificado como JRAL2-01, passou a operar pela UTE. Os detalhes operacionais sobre como operar o sistema envolvendo duas fontes distintas, estão condensados no Manual de Operação do Sistema Jaru e que faz parte deste trabalho, (ver Anexo I).

6.7.2 Comportamento do Sistema PRE Jaru com Carga

Esta análise será feita utilizando-se as curvas de carga, dado que essas oferecem múltiplas oportunidades para se tirar variadas conclusões. Dessa feita, serão utilizadas as curvas de carga dos dias 03, 06 e 07 de janeiro/96, correspondente a quarta-feira, sábado e domingo, sendo estas as três situações típicas de carregamento, conforme mostrado a seguir, através das Figuras 6.12, 6.13 e 6.14. Estão plotados nessas figuras, as curvas da potência aparente (em MVA), potência ativa (em MW) e potência reativa (em MVA_r).

Normalmente as curvas de carga são representadas apenas pela potência ativa, mas aqui, tem-se como objetivo principal analisar o carregamento do PRE, que, como visto no item 3.7 (ver. Cap. 3) depende do fator de potência da carga ($\cos \phi$), que por sua vez está relacionado com as potências mencionadas. A conveniência de se plotar as três curvas também enriquece a análise quanto à interpretação de qual variável está contribuindo com maior queda de tensão (ΔV).

Finalmente, ao observar-se os gráficos das três figuras mencionadas percebem-se a nítida distinção entre elas.

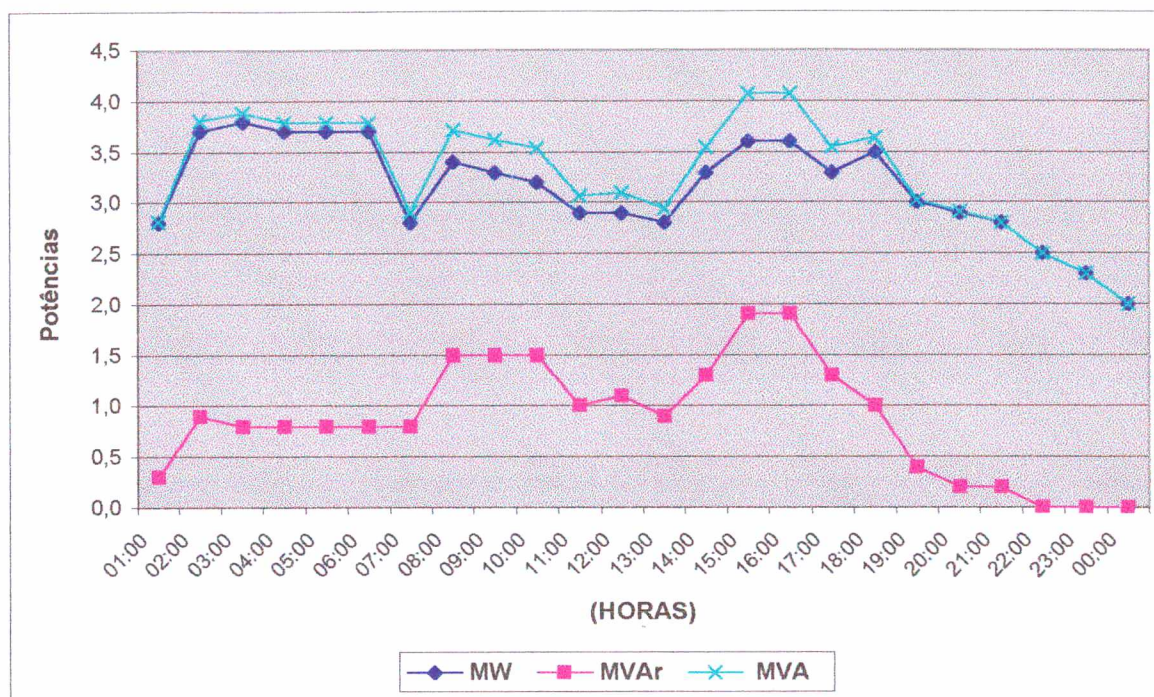


Figura 6.12- Curvas de carga do PRE Jaru, referente a uma quarta-feira

Fonte dos dados: CERON. Mapa de operação do dia 03/01/96.

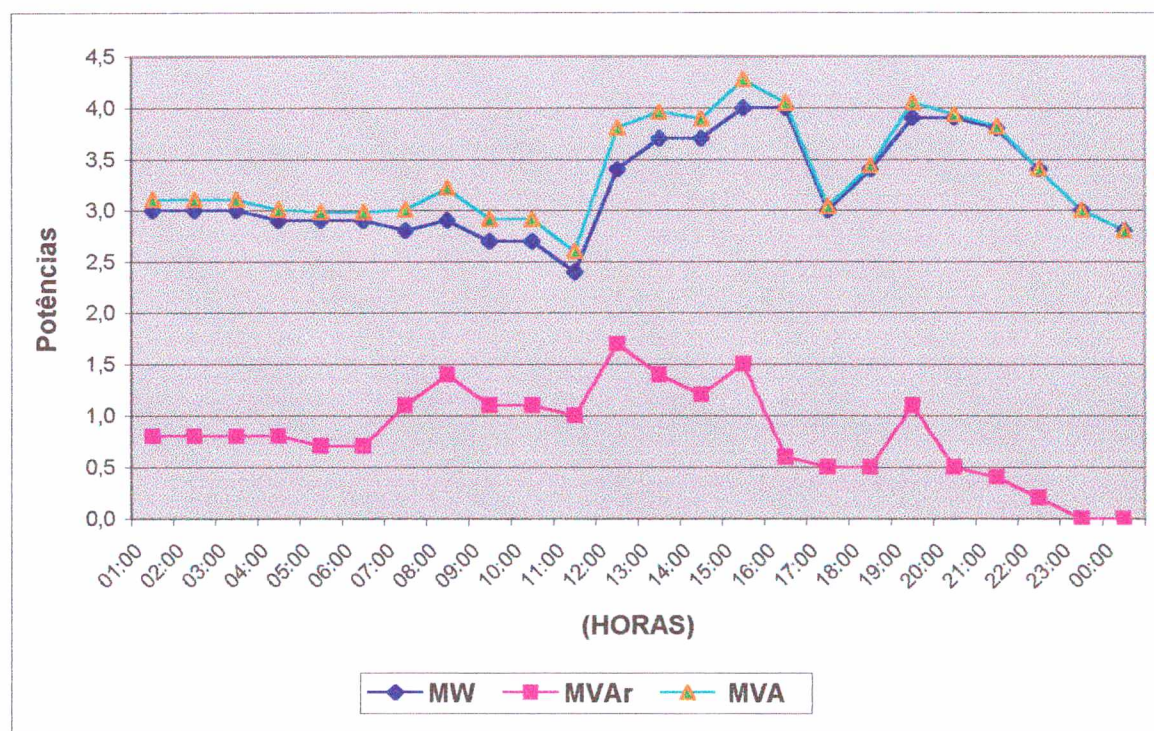


Figura 6.13- Curvas de carga do PRE Jaru, referente a um sábado

Fonte dos dados: CERON. Mapa de operação do dia 06/01/96.

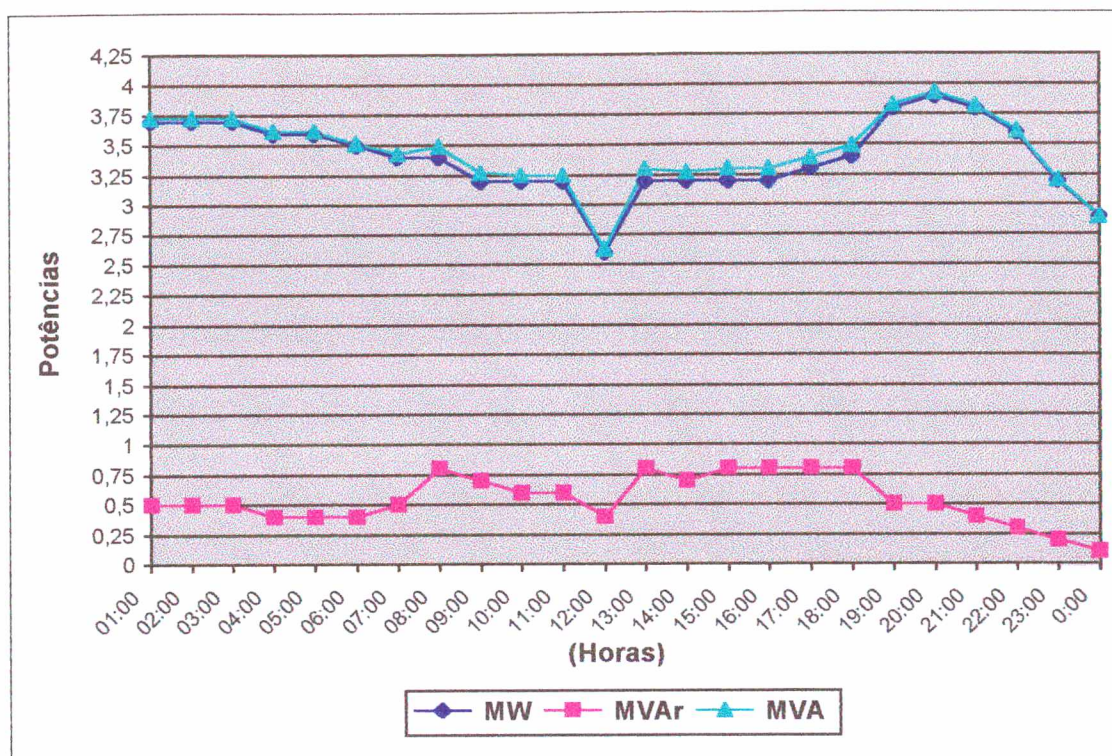


Figura 6.14- Curvas de carga do PRE Jarú, referente a um domingo

Fonte dos dados: CERON. Mapa de operação do dia 07/01/96.

As curvas da Fig. 6.12, mostram o perfil da carga representativa dos dias úteis da semana, exceto o sábado. O seu perfil irregular, com carregamentos máximos durante a madrugada, indica o procedimento operacional de chavear o máximo de carga possível pelo PRE, deixando a UTE somente para complementação. O distanciamento entre as curvas MW e MVA está diretamente relacionado com o aumento na solicitação de MVar. Esse comportamento indica o atendimento as cargas industriais¹⁵. Como se pode observar, ela se manifesta a partir da 7:00Hs, com máximos entre 15:00H e 16:00H. Este fato impõe maior queda de tensão ao sistema, apesar da potência ativa ou potência útil, ser menor que o verificado no intervalo das 2:00H às 6:00H.

Quanto maior o distanciamento entre as curvas MW e MVA, menor o fator de potência. Assim, esta variável representa o nível de eficiência do sistema, ou seja, sistema eficiente possui alto fator de potência. Com esta abordagem, percebe-se que a partir das 19:00H, acompanhando a redução da curva de MVar, o sistema vai se tornando cada vez mais

¹⁵ As cargas industriais são determinadas basicamente por motores elétricos. Essas cargas de natureza indutiva impõem solicitação de maior reativo da rede, embora o torque no motor, para produzir trabalho, seja determinado pelo componente de potencia ativa, expresso em Watts ou seus múltiplos.

eficiente ao ponto em que $MVA = MW$; MVA_r próximo de *zero* e o fator de potência próximo de 1.

A Figura 6.13 mostra que as atividades industriais no sábado vão de 7:00H às 16:00H, pois é neste intervalo que se verifica maior demanda de potência reativa (MVA_r). Nota-se que às 15:00H, a potência aparente, igual a 4,27 MVA, é superior à capacidade dos dois transformadores da SEJA, equivalente a 4 MVA. A partir das 16:00H percebe-se que as potências ativas e aparentes se aproximam chegando a se igualar a partir da 23:00H, quando a potência reativa tende a *zero*. Nestas condições o fator de potência é elevado, aproximando-se de 1 (ponto de máxima eficiência).

Curiosamente, verifica-se que a redução de carga sistemática à hora do almoço ocorre no intervalo das 10:00H a pouco mais de 11:00H. Nos outros dias, esse intervalo aconteceu entre 11:00H e 13:00H, com mínima carga às 12:00H.

As curvas da Figura 6.14 mostram baixo perfil da curva de potência reativa. Em consequência, o fator de potência durante todo o domingo é alto, o que significa curvas de potência ativa (MW) e potência aparente (MVA) muito próximas.

As curvas de carga do domingo, verificado no dia 07/01/96, representam o comportamento da carga de todo o sistema elétrico de Jarú¹⁶. O baixo nível de potência reativa, é o responsável pela quase sobreposição das curvas de potências aparentes e ativa e conseqüentemente, de fatores de potência elevados (de 0,97 a 1,0) durante todo o dia. Este patamar de eficiência se traduz em reduzidas perdas elétricas.

A grande concentração de dados no intervalo de 3,0 MW a 3,5 MW e a ocorrência da ponta de carga com valor próximo a 3,9 MW (ocorrência verificada às 20:00H) indica fator de carga elevado, equivalente a 0,87, calculado conforme Eq. 5.68 (ver Cap. 5). A título de

¹⁶ As sedes dos municípios de Theobroma, com 237 consumidores ao final de 1995 e Governador Jorge Teixeira, com 181 consumidores ao final do mesmo ano, também fazem parte do sistema elétrico de Jarú (Boletim Estatístico, CERON, 1995).

comparação, o fator de carga do mês de Janeiro, só do PRE, foi de 0,79 e da CERON como um todo, 0,65 (CERON, 1996).

Os resultados apresentados através das curvas de carga confirmam a previsão do estudo referente a função dos capacitores de compensação (ver. Cap. 3, item 3.6), pois ao assegurarem baixo perfil de potência reativa no sistema, criam as condições para a transmissão de maior potência através do PRE.

Aliás, ao se pesquisar os mapas de operação, onde são registrados, hora-a-hora, os dados de potência ativa, reativa e as tensões nas barras das subestações SEQM e SEJR, percebe-se que à medida que se foi ganhando maior segurança operacional foi sendo admitido maior carregamento do PRE, conforme mostrado na Fig. 6.15.

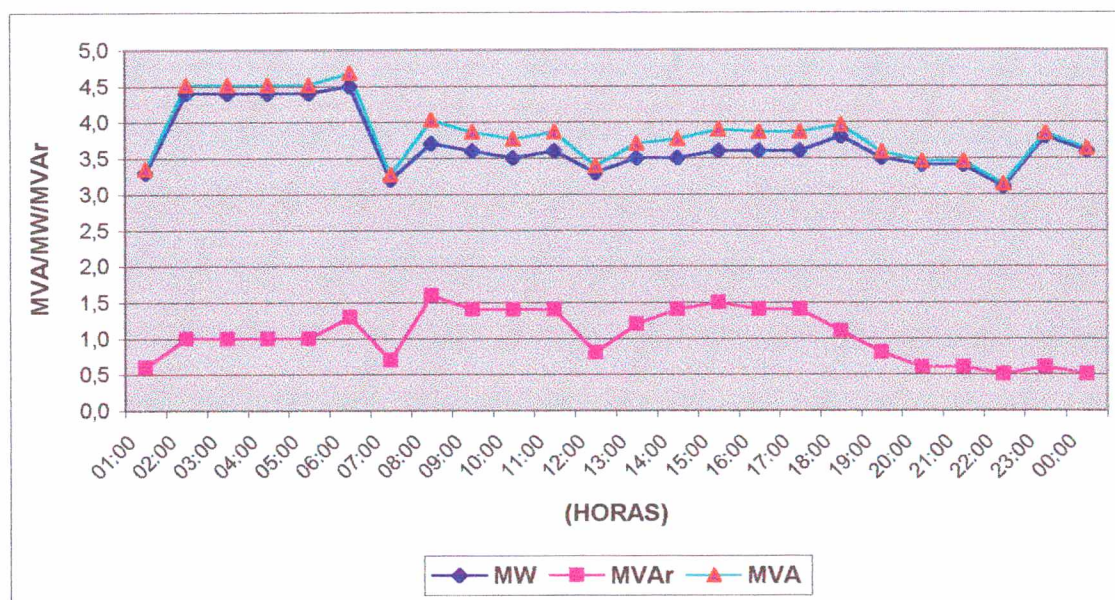


Figura 6.15- Curvas de carga do PRE Jarú com carregamento máximo

Fonte dos dados: CERON. Mapa de operação do dia 10/04/96.

Ao se comparar as curvas de carga da Fig. 6.15, com aquela da Fig. 6.12 percebe-se a semelhança entre elas, confirmando-se, desta feita, que há semelhança de comportamento da carga durante os dias úteis da semana. Fica evidente também a forma de operar o sistema entre 20:00H e 06:00H, cujo objetivo é carregar ao máximo o PRE. Esse objetivo é alcançado

durante a madrugada porque a demanda de reativo (indutivo)¹⁷ da carga, predominantemente residencial neste intervalo, é compensada pelos capacitores associados à tecnologia PRE. À medida que o nível de atividade começa a se diversificar (a partir das 7:00H), cresce a demanda de reativo, ultrapassando a capacidade de compensação dos capacitores do PRE.

Observa-se ainda, que os transformadores da subestação distribuidora (SEJA), correspondente a dois trafos de 2MVA cada, foram submetidos a sobrecarga de 10% no intervalo das 2:00H às 5:00H e 12,5% às 6:00H. Os outros aspectos relevantes são similares àqueles analisados no gráfico da Fig. 6.12. A curva de carga do sistema contendo a participação do PRE e UTE é apresentada na Figura 6.16. Como a participação do PRE no fornecimento de energia é praticamente o dobro da participação da UTE, a curva de carga do PRE tem maior similaridade com a curva total.

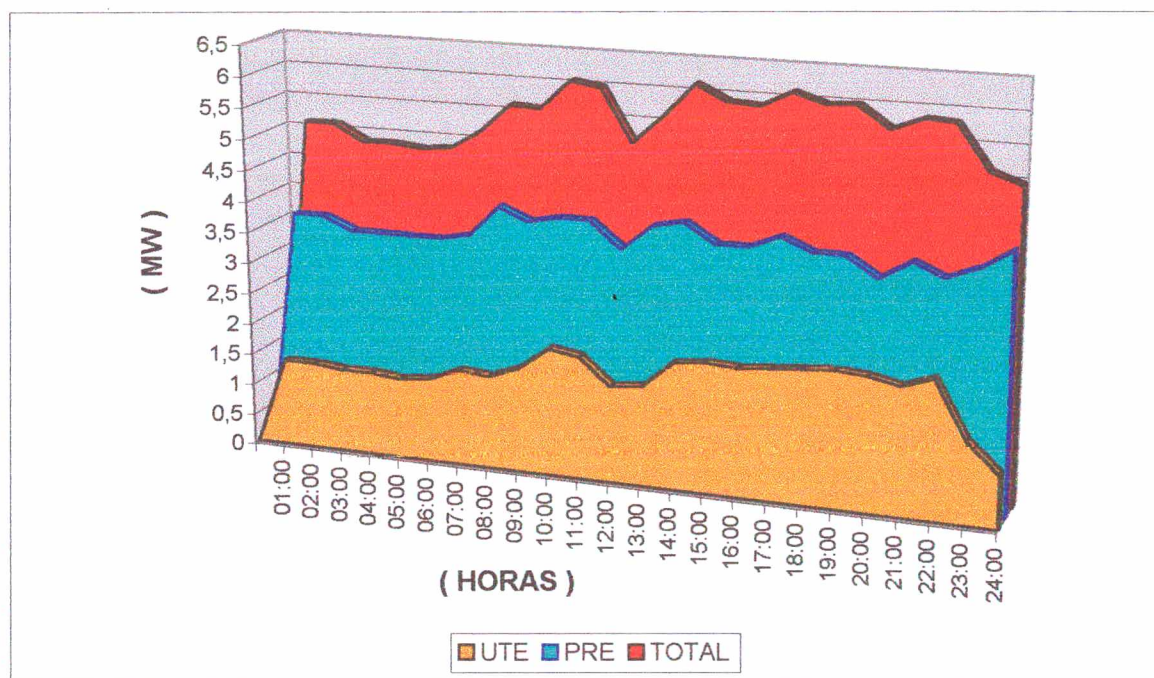


Figura 6.16- Curva de carga total do Sistema Elétrico de Jaru

Fonte dos dados: CERON. Mapa de programação de carga diária referente ao dia 18/09/96

Mas o que há de mais relevante a ser observado no gráfico da Figura 6.16 é que, mantendo-se a performance operativa do PRE sem limitações de carregamento até os seus

¹⁷ A potência reativa indutiva é em consequência do atraso da corrente em relação à tensão. A compensação é feita por meio de capacitores que fornecem potência capacitiva, caracterizada por corrente adiantada da tensão.

valores nominais, a responsabilidade de complementação da energia requerida pelo sistema passa a ser da UTE. Por várias razões, entre as quais a econômica, nem sempre se verificou a disponibilidade de geração suficiente para suprir a demanda, originando daí um quadro de intenso racionamento, impondo a necessidade de constantes manobras na RD. Esse fato repercutiu sensivelmente na composição dos índices DEC e FEC do Sistema PRE Jaru determinados pelas causas externas, como se verá nos tópicos seguintes. Antes, porém, será feito o estudo do comportamento da tensão em função do carregamento será abordado no item seguinte.

6.7.3 Avaliação dos Limites de Tensão do PRE Jaru

A avaliação dos limites de tensão, ou da variação da tensão com o carregamento do PRE, será feita a partir dos mesmos dados empregados na elaboração das curvas de carga mostradas nas Figuras 6.12, 6.13, 6.14 e 6.15.

Esta avaliação tem como objetivo conhecer a queda de tensão do PRE Jaru em função da carga. Entretanto, os dados de leitura não permitem que esta avaliação seja feita de maneira direta, porque só existem medições na barra da subestação Ariquemes II – SEQM e da subestação da Usina Térmica – SEJR, como ilustrado na Figura 6.17.

Conclui-se a partir da referida figura que a queda de tensão na linha PRE depende dos valores de tensão no início da linha (V_{QM}) e final da linha ($V_{JA_{AT}}$), ou seja, na barra de 34,5KV da SEJA. Como visto, V_{QM} representa os valores de tensão medidos, enquanto que $V_{JA_{AT}}$ é obtido indiretamente, multiplicando-se o valor de tensão no lado de baixa tensão, $V_{JA_{BT}}$, pela relação de transformação dos trafos, de acordo com o tap selecionado. No entanto, o valor de $V_{JA_{BT}}$ também é obtido de forma indireta, uma vez que a medição de tensão é feita na barra de carga da SEJR. Então, para se obter o valor de $V_{JA_{BT}}$ é necessário que se conheça as quedas de tensão nos transformadores da SEJA (ΔV_t) e nos expressos (ΔV_e). A necessidade de se conhecer estes dois valores de queda de tensão justificaram a elaboração dos Anexos III e IV.

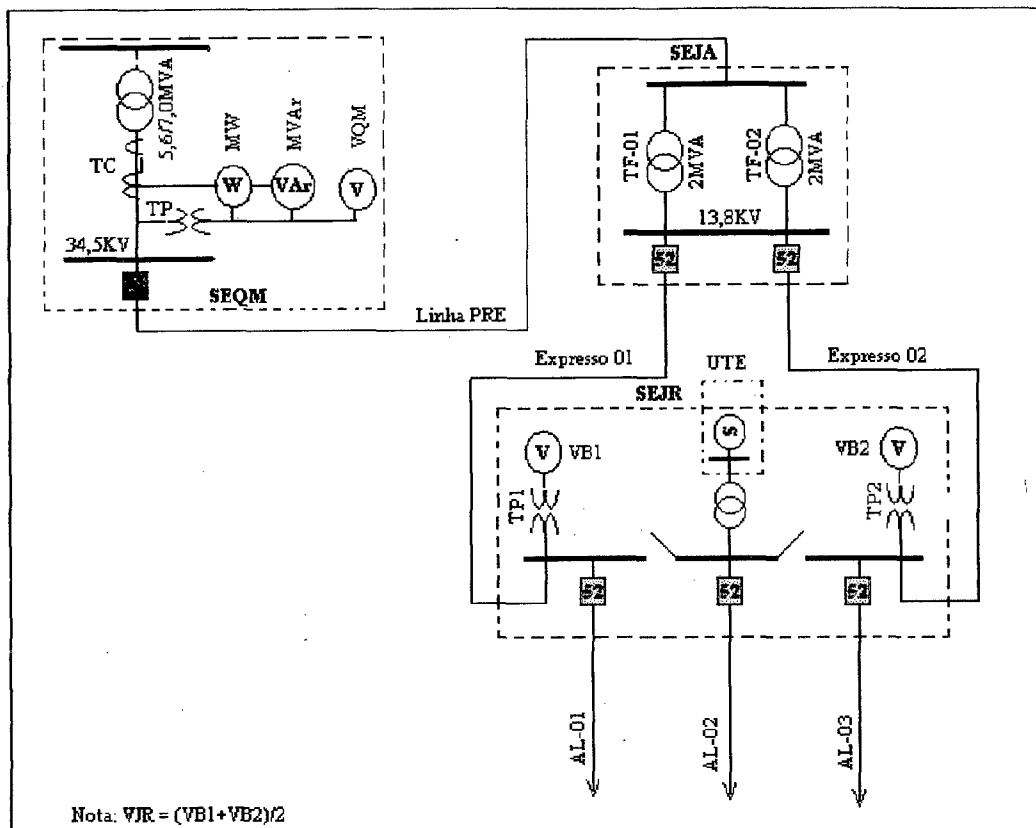


Figura 6.17- Pontos de medição no Sistema PRE Jaru

Uma vez conhecidas as quedas de tensão nos transformadores e nos expressos, em seguida foram desenvolvidos os cálculos visando conhecer a queda de tensão na linha PRE. Para tanto foram utilizados os recursos associados a planilha Excel, cujos resultados estão mostrados nas Tabelas 6.5 a 6.8. Antes porém, será apresentado o significado de cada coluna das referidas tabelas, como se segue:

- **HORA:** Nessa coluna são registradas as horas em que foram efetuadas as leituras de tensão, potências ativa e reativa;
- **Pot. Ativa:** Corresponde à potência ativa, em MW, medida na subestação Ariquemes II – SEQM;
- **Pot. Reat.:** Corresponde à potência reativa, em MVAR, medida na SEQM;
- **Pot. Apar.:** Corresponde à potência aparente, em MVA, e é calculada a partir da Equação 5.15, adaptada para a seguinte expressão:

$$MVA = \sqrt{MW^2 + MVAR^2} \quad [MVA]$$

- $\cos\varphi$: Corresponde ao fator de potência calculado através da Equação 5.11, adaptada para a seguinte expressão:

$$fp = \cos \varphi = \frac{MW}{MVA}$$

- V_{JR} : É a tensão obtida, pela média aritmética, entre V_{B1} e V_{B2} . Os valores estão mostrados em KV e em pu. O valor em pu tem como referência, ou valor base, a tensão nominal do sistema, igual a 13,8 KV. Deste modo, uma tensão medida igual a 13,8 KV equivale a 1 pu, enquanto que uma tensão medida de 13,3 KV, equivale a 0,96 pu (13,3/13,8);
- Exp. ΔV_e : Essa é a coluna referente a queda de tensão nos expressos que interligam as barras de 13,8 KV da SEJA com a SEJR. Os valores lançados nessa coluna foram calculados no Anexo III;
- Trafo ΔV_t : Nessa coluna estão lançados os valores das quedas de tensão verificados nos transformadores da SEJA. Estes cálculos foram efetuados no Anexo IV;
- $V_{JA_{BT}}$: Corresponde a tensão no lado de baixa dos transformadores da SEJA e foram obtidos da seguinte forma:

$$V_{JA_{BT}} = V_{JR} + \left(\frac{\Delta V_e + \Delta V_t}{1000} \right) \quad [\text{KV}];$$

- $V_{JA_{AT}}$: Equivale a tensão refletida nos terminais de alta dos transformadores da SEJA e seu valor é obtido a partir de $V_{JA_{BT}}$, de acordo com a expressão:

$$V_{JA_{AT}} = V_{JA_{BT}} \times \frac{V_{n_{AT}}}{V_{n_{BT}}} \quad [\text{KV}];$$

Onde:

$V_{n_{AT}}$ = Tensão nominal, em KV, no lado de alta tensão dos transformadores da SEJA;

$V_{n_{BT}}$ = Tensão nominal, em KV, no lado de baixa tensão dos transformadores da SEJA;

- V_{QM} : Equivale à tensão, em KV, medida na barra de 34,5 KV da subestação Ariquemes II – SEQM;

- VQM(pu): Corresponde ao valor de tensão medido em relação à tensão nominal de 34,5 KV. Assim, uma tensão medida de 36,0 KV é igual a 1,04 pu (36,0/34,5);
- ΔVPRE: Corresponde à queda de tensão percentual na linha PRE, obtida pela aplicação da Eq. 5.4, conforme as seguintes adaptações:

$$\Delta V = \frac{VQM - VJA_{AT}}{VQM} \times 100 \quad [\%]$$

A seguir são apresentadas as tabelas que servirão como referência à avaliação que se pretende fazer neste item.

Tabela 6.5- Queda de tensão no PRE Jaru – ref. 03/01/96 (Quarta-feira)

Hora	Pot. Ativa (MW)	Pot. Reat. (MVar)	Pot. Apar. (MVA)	Cosφ	VJR (KV)	VJR (pu)	Exp. ΔVe (Volts)	Trafo ΔVt (Volts)	VJA-BT (KV)	VJA-AT (KV)	VQM-AT (KV)	VQM (pu)	ΔV PRE (%)
01:00	2,8	0,3	2,82	0,99	13,3	0,96	35,12	187,60	13,52	33,81	36,0	1,04	6,09
02:00	3,7	0,9	3,81	0,97	13,0	0,94	54,65	355,20	13,41	33,52	36,0	1,04	6,88
03:00	3,8	0,8	3,88	0,98	12,9	0,93	54,17	338,40	13,29	33,23	35,5	1,03	6,39
04:00	3,7	0,8	3,79	0,98	12,9	0,93	53,05	334,00	13,29	33,22	35,5	1,03	6,43
05:00	3,7	0,8	3,79	0,98	12,9	0,93	53,05	334,00	13,29	33,22	35,5	1,03	6,43
06:00	3,7	0,8	3,79	0,98	12,9	0,93	53,05	334,00	13,29	33,22	35,5	1,03	6,43
07:00	2,8	0,8	2,91	0,96	13,2	0,96	42,97	294,10	13,54	33,84	35,5	1,03	4,67
08:00	3,4	1,5	3,72	0,91	12,3	0,89	60,97	469,10	12,83	32,08	35,5	1,03	9,65
09:00	3,3	1,5	3,62	0,91	12,0	0,87	59,84	464,70	12,52	31,31	34,5	1,00	9,24
10:00	3,2	1,5	3,53	0,91	12,0	0,87	58,70	460,20	12,52	31,30	34,5	1,00	9,28
11:00	2,9	1,0	3,07	0,95	12,5	0,91	47,26	341,00	12,89	32,22	35,5	1,03	9,24
12:00	2,9	1,1	3,10	0,93	12,8	0,93	48,86	362,20	13,21	33,03	35,8	1,04	7,74
13:00	2,8	0,9	2,94	0,95	12,9	0,93	44,55	315,30	13,26	33,15	36,0	1,04	7,92
14:00	3,3	1,3	3,55	0,93	12,3	0,89	56,59	422,30	12,78	31,95	34,5	1,00	7,40
15:00	3,6	1,9	4,07	0,88	12,5	0,91	69,83	562,60	13,13	32,83	35,0	1,01	6,20
16:00	3,6	1,9	4,07	0,88	12,9	0,93	69,83	562,60	13,53	33,83	35,5	1,03	4,70
17:00	3,3	1,3	3,55	0,93	12,8	0,93	58,59	422,30	13,28	33,20	35,5	1,03	6,47
18:00	3,5	1,0	3,64	0,96	13,1	0,95	54,01	367,60	13,52	33,80	36,0	1,04	6,10
19:00	3,0	0,4	3,03	0,99	14,0	1,01	38,90	217,80	14,26	35,64	37,0	1,07	3,67
20:00	2,9	0,2	2,91	1,00	13,6	0,99	34,67	170,70	13,81	34,51	36,0	1,04	4,13
21:00	2,8	0,2	2,81	1,00	13,7	0,99	33,57	166,30	13,90	34,75	36,0	1,04	3,47
22:00	2,5	0,0	2,50	1,00	13,6	0,99	27,18	110,30	13,74	34,34	36,0	1,04	4,60
23:00	2,3	0,0	2,30	1,00	13,9	1,01	24,99	101,40	14,03	35,07	36,0	1,04	2,59
24:00	2,0	0,0	2,00	1,00	14,0	1,01	21,71	88,20	14,11	35,27	36,0	1,04	2,01

Fonte: CERON. Mapa de operação do dia 03/01/96, referentes aos dados das potências ativa e reativa, tensões nas barras VJR e VQM.

Os dados mostrados na Tab. 6.5 permitem visualizar, em termos numéricos, as relações existentes entre carregamento (manifestado através dos dados de potência) e fator de potência, com o nível de tensão. Observa-se então, valor crítico de queda de tensão ocorrido às 08:00H, atingindo 9,65%, não obstante a tensão na supridora ser de 35,5kV, em torno de 3%, maior que a tensão nominal (34,5kV). Depreende-se daí a dependência do nível de tensão do fator de potência.

Com o mesmo nível de tensão na SEQM, foi possível carregar o PRE com 3,8 MW, (maior valor do dia), obtendo fator de potência 0,98 e queda de tensão em torno de 6,4%, conforme dados registrados às 3:00H. Este fato confirma, que é possível aumentar o carregamento com potência útil, desde que o fator de potência seja alto. Em outras palavras, é menor a queda de tensão, quando se tem alto fator de potência.

Quando o fator de potência é igual a 0,97 (verificado às 02:00H) a queda de tensão é de 6,88% e a carga 3,7 MW e 0,9 MVar. A rigor, este valor prático é melhor que aquele obtido através do gráfico da Fig. 3.10 (ver Cap. 3).

Quanto aos valores medidos de tensão na barra de carga (barra da SEJR) e relacionados na coluna identificada por VJR, observa-se variações de 12,0 KV a 14,0 KV ou de 0,87 pu a 1,01 pu. Utilizando-se estes valores na Eq. 5.2 (ver Cap. 5), é encontrado valor de regulação igual a 14,50%.

O percentual elevado de regulação dificulta sobremaneira o ajuste nos tap's dos transformadores da RD, para atender a Portaria 047 (ver Anexo III) quanto aos níveis de tensão aos consumidores ligados à rede de baixa tensão – BT. A alternativa inicialmente adotada para o problema, foi a alteração nos tap's dos transformadores da SEJA. Como já mencionado, nesta subestação existem dois transformadores trifásicos similares, com 2 MVA cada, cujas tensões dos enrolamentos (bobinas) são:

- AT: 34.500 V (enrolamentos ligados em delta)

- BT¹⁸: 13.110 V; 13.455 V; 13.800 V; 14.145 V; 14.490 V; 14.835 V (enrolamentos ligados em estrela com neutro acessível)

A mudança de tap foi feita no dia 05/01/96, sendo mudado de 13.800 V (13,8 KV) para 14.145 V, de forma que os dados mostrados nas Tabelas 6.6, 6.7 e 6.8, já reproduzem os efeitos desta alteração.

Tabela 6.6- Queda de tensão no PRE Jarú – ref. 06/01/96 (Sábado)

Hora	Pot. Ativa (MW)	Pot. Reat. (MVAR)	Pot. Apar. (MVA)	Cos ϕ	VJR (KV)	VJR (pu)	Exp. ΔV_e (Volts)	Trafo ΔV_t (Volts)	VJA-BT (KV)	VJA-AT (KV)	VQM-AT (KV)	VQM (pu)	ΔV PRE (%)
01:00	3,0	0,8	3,10	0,97	13,9	1,01	44,05	295,10	14,24	34,73	35,0	1,01	0,77
02:00	3,0	0,8	3,10	0,97	13,9	1,01	44,05	295,10	14,24	34,73	35,0	1,01	0,77
03:00	3,0	0,8	3,10	0,97	14,0	1,01	44,05	295,10	14,34	34,97	35,0	1,01	0,08
04:00	2,9	0,8	3,01	0,96	14,0	1,01	42,97	290,80	14,33	34,96	35,5	1,03	1,52
05:00	2,9	0,7	2,98	0,97	14,0	1,01	41,43	270,00	14,31	34,91	35,5	1,03	1,67
06:00	2,9	0,7	2,98	0,97	14,0	1,01	41,43	270,00	14,31	34,91	35,5	1,03	1,67
07:00	2,8	1,1	3,01	0,93	13,4	0,97	46,51	348,60	13,80	33,65	35,0	1,01	3,87
08:00	2,9	1,4	3,22	0,90	12,9	0,93	52,29	414,90	13,37	32,60	34,0	0,99	4,11
09:00	2,7	1,1	2,92	0,93	13,1	0,95	45,42	344,30	13,49	32,90	34,5	1,00	4,63
10:00	2,7	1,1	2,92	0,93	13,2	0,96	45,42	344,30	13,59	33,15	34,5	1,00	3,93
11:00	2,4	1,0	2,60	0,92	13,6	0,99	40,60	310,60	13,95	34,03	35,0	1,01	2,78
12:00	3,4	1,7	3,80	0,89	12,5	0,91	62,56	498,50	13,06	31,86	34,8	1,01	8,46
13:00	3,7	1,4	3,96	0,94	13,1	0,95	61,12	449,50	13,61	33,20	34,2	0,99	2,93
14:00	3,7	1,2	3,89	0,95	13,3	0,96	57,95	408,10	13,77	33,58	35,0	1,01	4,07
15:00	4,0	1,5	4,27	0,94	12,6	0,91	66,03	483,20	13,15	32,07	34,8	1,01	7,84
16:00	4,0	0,6	4,04	0,99	12,9	0,93	51,85	296,50	13,25	32,31	35,0	1,01	7,68
17:00	3,0	0,5	3,04	0,99	14,0	1,01	39,45	232,70	14,27	34,81	36,0	1,04	3,31
18:00	3,4	0,5	3,44	0,99	14,1	1,02	43,78	249,90	14,39	35,11	35,4	1,03	0,83
19:00	3,9	1,1	4,05	0,96	13,6	0,99	58,58	396,00	14,05	34,28	35,2	1,02	2,62
20:00	3,9	0,5	3,93	0,99	13,4	0,97	49,21	271,40	13,72	33,46	35,0	1,01	4,39
21:00	3,8	0,4	3,82	0,99	13,8	1,00	46,58	246,20	14,09	34,37	35,0	1,01	1,79
22:00	3,4	0,2	3,41	1,00	13,9	1,01	39,19	187,40	14,13	34,46	35,0	1,01	1,56
23:00	3,0	0,0	3,00	1,00	13,9	1,01	31,86	128,50	14,06	34,29	34,0	0,99	-0,86
24:00	2,8	0,0	2,80	1,00	14,0	1,01	29,72	119,90	14,15	34,51	34,0	0,99	-1,50

Fonte: CERON. Mapa de operação do dia 06/01/96, referentes aos dados das potências ativa e reativa, tensões nas barras VJR e VQM.

Observa-se na Tabela 6.6, que um perfil de carga com baixo fator de potência impõe maior queda de tensão ao sistema. É o que pode ser constatado às 12:00H, com ocorrência do

¹⁸ Cada valor de tensão corresponde a um tap ou derivação.

pior fator de potência do dia, em torno de 0,89, cuja consequência foi a maior queda de tensão verificada, entre 8,4% e 8,5%. De qualquer forma, quando comparado com os dados da tabela anterior, verifica-se valor menor de queda de tensão.

Às 15:00H e 16:00H, ocorre o máximo carregamento de potência ativa, equivalente a 4,0 MW, com quedas de tensão em torno de 7,84% e 7,68%. Observa-se ainda, que a tensão na fonte (VQM) é aproximadamente 1,01pu para os dois casos. Esta situação mostra a forte relação da queda de tensão com o perfil de reativo, manifestado através do fator de potência ($\cos \phi$), ou seja, a queda de tensão é maior quando o fator de potência é menor.

Verifica-se às 23:00H e 24:00H queda de tensão negativa, quando o fator de potência é igual a 1¹⁹. Assim, o resultado prático mostra que, quando toda potência reativa indutiva da carga, é compensada pelos capacitores de compensação do PRE, de tal forma que o fator de potencia seja igual a 1, é possível atender considerável carga.

É interessante observar que há um ganho de tensão na linha PRE, quando se compara a tensão na fonte (VQM) com a tensão na barra de SEJA, lado AT, representada por VJA-AT. O resultado com queda de tensão negativa, a princípio, confirma a hipótese implícita no estudo da implantação do PRE de Rondônia, onde se previu que a tensão induzida pela LT 230 kV tende a compensar a queda de tensão natural dos cabos pára-raios. Aliás, verificou-se no comissionamento que com a linha desenergizada há o surgimento de uma tensão induzida equivalente a 1,5 kV.

Quanto à variação de tensão na barra de carga, verifica-se valores entre 12,5 e 14,1 KV, como limite inferior e superior respectivamente. Este intervalo conduz à valor de regulação igual a 11,60%. Ainda é um valor alto, porém abaixo daquele verificado no caso anterior. Deste modo, tanto este como os outros resultados, mostram que a mudança de tap teve reflexos positivos.

¹⁹ A rigor, fator de potência igual a 1 reflete uma situação ideal, o que não é o caso. O resultado igual a 1, se deve ao processo de arredondamento, em função de se ter limitado a avaliação para duas casas decimais.

Tabela 6.7- Queda de tensão no PRE Jaru - Ref. 07/01/96 (Domingo)

HORA	Pot. Ativa (MW)	Pot. Reat. (MVar)	Pot. Apar. (MVA)	Cos ϕ	VJR (KV)	VJR (pu)	Exp. ΔV_e (Volts)	Trafo ΔV_t (Volts)	VJA-BT (KV)	VJA-AT (KV)	VQM (AT)	VQM (pu)	ΔV PRE (%)
01:00	3,7	0,5	3,73	0,99	13,30	0,96	47,04	262,80	13,61	33,19	34,0	0,99	2,37
02:00	3,7	0,5	3,73	0,99	13,30	0,96	47,04	262,80	13,61	33,19	34,0	0,99	2,37
03:00	3,7	0,5	3,73	0,99	13,30	0,96	47,04	262,80	13,61	33,19	34,0	0,99	2,37
04:00	3,6	0,4	3,62	0,99	13,40	0,97	44,41	237,70	13,68	33,37	34,0	0,99	1,85
05:00	3,6	0,4	3,62	0,99	13,40	0,97	44,41	237,70	13,68	33,37	34,0	0,99	1,85
06:00	3,5	0,4	3,52	0,99	13,40	0,97	43,33	233,40	13,68	33,36	34,0	0,99	1,89
07:00	3,4	0,5	3,44	0,99	13,30	0,96	43,78	249,90	13,59	33,16	34,0	0,99	2,48
08:00	3,4	0,8	3,49	0,97	12,90	0,93	48,41	312,30	13,26	32,34	34,0	0,99	4,87
09:00	3,2	0,7	3,28	0,98	13,00	0,94	44,69	282,90	13,33	32,51	34,0	0,99	4,39
10:00	3,2	0,6	3,26	0,98	13,20	0,96	43,15	262,10	13,51	32,94	34,0	0,99	3,12
11:00	3,2	0,6	3,26	0,98	13,00	0,94	43,15	262,10	13,31	32,45	34,0	0,99	4,55
12:00	2,6	0,4	2,63	0,99	13,40	0,97	33,61	194,80	13,63	32,24	34,0	0,99	2,24
13:00	3,2	0,8	3,30	0,97	13,10	0,95	46,23	303,70	13,45	32,80	34,0	0,99	3,52
14:00	3,2	0,7	3,28	0,98	13,10	0,95	44,69	282,90	13,43	32,75	34,0	0,99	3,68
15:00	3,2	0,8	3,30	0,97	13,40	0,97	46,23	303,70	13,75	33,54	34,5	1,00	2,79
16:00	3,2	0,8	3,30	0,97	13,40	0,97	46,23	303,70	13,75	33,54	34,5	1,00	2,79
17:00	3,3	0,8	3,40	0,97	13,50	0,98	47,32	308,00	13,86	33,79	34,5	1,00	2,05
18:00	3,4	0,8	3,49	0,97	13,50	0,98	48,41	312,30	13,86	33,81	35,0	1,01	3,41
19:00	3,8	0,5	3,83	0,99	13,50	0,98	48,12	267,10	13,82	33,70	35,0	1,01	3,73
20:00	3,9	0,5	3,93	0,99	13,60	0,99	49,21	271,40	13,92	33,95	34,8	1,01	2,43
21:00	3,8	0,4	3,82	0,99	13,70	0,99	46,58	246,20	13,99	34,13	35,0	1,01	2,49
22:00	3,6	0,3	3,61	1,00	13,90	1,01	42,88	216,80	14,16	34,54	35,2	1,02	1,89
23:00	3,2	0,2	3,21	1,00	14,20	1,03	37,03	178,80	14,42	35,16	35,5	1,03	0,96
24:00	2,9	0,1	2,90	1,00	14,30	1,04	32,29	145,10	14,48	35,31	35,5	1,03	0,53

Fonte: CERON. Mapa de operação do dia 07/01/96, referentes aos dados das potências ativa e reativa, tensões nas barras VJR e VQM.

O comportamento da carga no domingo é de baixo perfil de reativo. Em consequência os fatores de potência (Cos ϕ) são altos e as quedas de tensão são baixas. O pior resultado é verificado às 8:00H, com queda de tensão em torno de 4,87%, porém associado a este resultado verifica-se que a tensão na fonte (VQM) é inferior a 34,5 KV.

O maior carregamento é verificado às 20:00H, no patamar de 3,9 MW. Apesar deste valor expressivo a queda de tensão é de apenas 2,43%. Novamente as grandezas que provocam esta diferenciação são o fator de potência e a tensão na fonte.

A variação de tensão na barra de carga foi de 12,9 KV a 14,30 KV, correspondente a 13,40%, enquanto a regulação de tensão na fonte foi de 4,3%. Este resultado prático também confirma o efeito dos capacitores de compensação, que por serem fixos, quando na ocorrência de carga leve tendem a impor valor de tensão superior ao nominal.

Tabela 6.8- Queda de tensão do PRE Jaru – ref. 10/04/96 (Quarta-feira)

Hora	Pot. Ativa (MW)	Pot. Reat. (MVar)	Pot. Apar. (MVA)	Cos ϕ	VJR (KV)	VJR (pu)	Exp. ΔV_e (Volts)	Trafo ΔV_t (Volts)	VJA-BT (KV)	VJA-AT (KV)	AT (KV)	VQM (pu)	ΔV PRE (%)
01:00	3,3	0,6	3,35	0,98	14,20	1,03	44,23	266,40	14,51	35,90	34,0	0,99	-4,09
02:00	4,4	1,0	4,51	0,98	13,30	0,96	62,51	396,80	13,76	33,56	34,0	0,99	1,30
03:00	4,4	1,0	4,51	0,98	13,40	0,97	62,51	396,80	13,86	33,80	34,0	0,99	0,58
04:00	4,4	1,0	4,51	0,98	13,40	0,97	62,51	396,80	13,86	33,80	34,0	0,99	0,58
05:00	4,4	1,0	4,51	0,98	13,20	0,96	62,51	396,80	13,66	33,32	34,0	0,99	2,01
06:00	4,5	1,3	4,66	0,96	13,10	0,95	68,38	463,30	13,63	33,25	34,0	0,99	2,21
07:00	3,2	0,7	3,28	0,98	13,00	0,94	44,69	282,90	13,33	32,51	34,0	0,99	4,39
08:00	3,7	1,6	4,03	0,92	12,50	0,91	64,30	490,90	13,06	31,84	34,0	0,99	6,35
09:00	3,6	1,4	3,86	0,93	12,70	0,92	60,01	445,20	13,21	32,21	34,0	0,99	5,27
10:00	3,5	1,4	3,77	0,93	12,50	0,91	58,90	440,90	13,00	31,71	34,0	0,99	6,74
11:00	3,6	1,4	3,86	0,93	12,90	0,93	60,01	445,20	13,41	32,70	34,0	0,99	3,84
12:00	3,3	0,8	3,40	0,97	13,10	0,95	47,32	308,00	13,46	32,82	34,0	0,99	3,48
13:00	3,5	1,2	3,70	0,95	12,40	0,90	55,75	399,50	12,86	31,35	34,0	0,99	7,78
14:00	3,5	1,4	3,77	0,93	12,60	0,91	58,90	440,90	13,10	31,95	34,0	0,99	6,03
15:00	3,6	1,5	3,90	0,92	12,60	0,91	61,60	465,90	13,13	32,02	34,5	1,00	7,19
16:00	3,6	1,4	3,86	0,93	13,00	0,94	60,01	445,20	13,51	32,94	34,5	1,00	4,52
17:00	3,6	1,4	3,86	0,93	12,90	0,93	60,01	445,20	13,41	32,70	34,5	1,00	5,23
18:00	3,8	1,1	3,96	0,96	13,40	0,97	57,48	391,70	13,85	33,78	35,0	1,01	3,49
19:00	3,5	0,8	3,59	0,97	13,40	0,97	49,50	316,60	13,77	33,58	35,0	1,01	4,07
20:00	3,4	0,6	3,45	0,98	13,50	0,98	45,32	270,70	13,82	33,70	34,8	1,01	3,17
21:00	3,4	0,6	3,45	0,98	13,70	0,99	45,32	270,70	14,02	34,19	35,0	1,01	2,33
22:00	3,1	0,5	3,14	0,99	13,60	0,99	40,53	237,00	13,88	33,85	35,2	1,02	3,84
23:00	3,8	0,6	3,85	0,99	13,40	0,97	49,67	287,90	13,74	33,51	35,5	1,03	5,62
24:00	3,6	0,5	3,63	0,99	13,60	0,99	45,95	258,50	13,90	33,91	35,5	1,03	4,47

Fonte: CERON. Mapa de operação do dia 10/04/96, referentes aos dados das potências ativa e reativa, tensões nas barras VJR e VQM.

A análise dos dados de um dia típico da semana, passado os primeiros meses de operação, tem como objetivo avaliar as variações de tensão com o carregamento a partir de um resultado que reflita maior experiência operacional por parte da equipe de operação do Sistema PRE Jaru.

O maior carregamento é verificado às 6:00H, com 4,5 MW, 1,3 MVA_r e 4,68 MVA. Nestas circunstâncias a queda de tensão foi de 2,21%. O pior resultado, queda de tensão igual a 7,78%, é verificado às 13:00H, com um carregamento, em termos de MVA, cerca de 21% menor que o máximo do dia. Ainda vale observar, que a tensão na fonte é igual para ambos os casos. Verifica-se então, que o ponto determinante na eficiência do sistema, diz respeito ao fator de potência. A sensibilidade em termos de respostas à queda de tensão é tal, que a expressiva diferença de carregamento esta relacionado a fator de potência 0,96 e 0,95.

Também é importante verificar a diferença entre os valores de queda de tensão, onde associado ao máximo carregamento tem-se queda em torno de 2,2% e com carregamento 21% menor, queda de tensão em torno de 7,8%.

Os valores de tensão registrados à 01:00H na barra de carga, devem conter algum equívoco. Percebe-se a inconsistência desses valores quando se compara com o carregamento similar ocorrido às 07:00H, cuja queda de tensão é superior a 4%. Conclui-se então, que o valor de queda de tensão negativa, na ordem de -4,09%, não é verdadeiro. Deste modo, avaliação feita neste item permite tirar as seguintes conclusões:

1. A queda de tensão é afetada sensivelmente pelo nível de reativo, expresso através do fator de potência;
2. A capacidade de transmissão ou de carregamento depende do fator de potência resultante entre a carga e a parcela compensada pelo PRE.
3. Com a mudança de tap no lado de baixa tensão dos trafos da SEJA, verifica-se a manutenção de tensão na carga com variação abaixo de 10% não obstante a redução no nível de tensão da fonte, conforme dados da Tabela 6.8.
4. A rigor, o resultado prático obtido em relação a queda de tensão é melhor que aquele previsto no estudo e mostrado no gráfico da Figura 3.10.

6.7.4 Avaliação do Desequilíbrio de Seqüência Negativa no PRE Jaru

O desequilíbrio de seqüência negativa, avaliado através da relação percentual entre V_2/V_1 , fez parte do conjunto de itens de maior preocupação, quanto à verificação prática de seus valores.

As medições de tensão para cálculo dessa variável foram feitas no lado de baixa dos transformadores da RD, em locais previamente selecionados. A Figura 6.18, mostra a localização dos pontos de medição, sendo escolhidos quatro (4) transformadores identificados como:

- Trafo Deisemara
- Trafo UTE Jaru
- Trafo da Exposição
- Trafo da Câmara

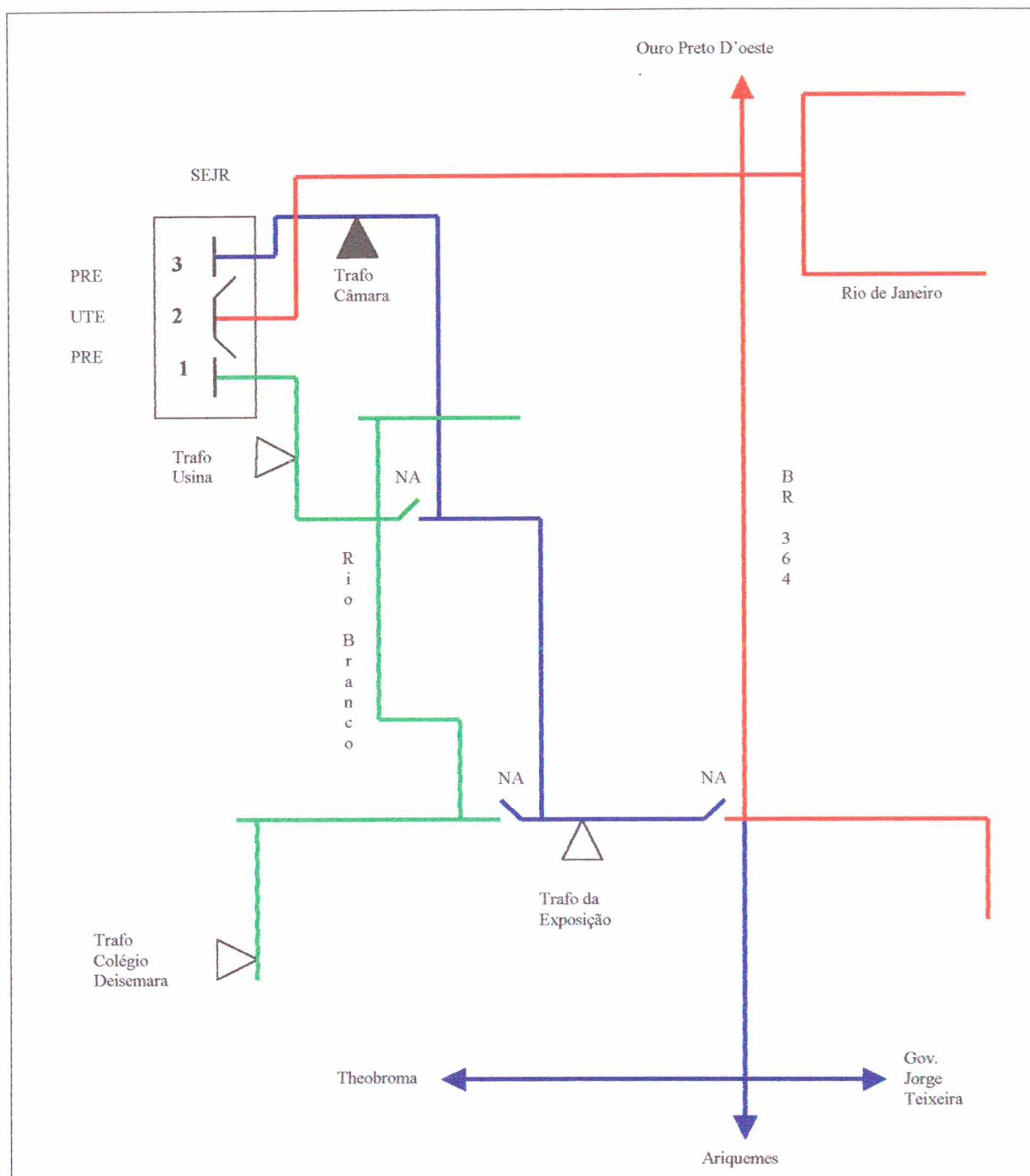


Figura 6.18- Diagrama unifilar da RD de Jarú com os pontos de medição de tensão

Fonte: CERON. *Diagrama da rede de alta Tensão- AT, de Jarú, 2000.*

Quase todas as medições foram feitas nos primeiros meses de operação do PRE. À medida que se foi constatando operação normal do sistema, apesar de encontrado alguns valores de desequilíbrio superiores a 2%, as medições vão sendo reduzidas. A maioria das medições estão reproduzidas nas Tabelas 6.9 a 6.11.

Tabela 6.9- Desequilíbrio de sequência negativa, PRE Jarú - ref. Jan/96

Pontos de Medição	Dia	Hora	Carga PRE		Tensão med. (V)			Corrente med. (A)			Deseq. Corr. (%)	Tensão Seq. + (V)	Deseq. V2/V1 (%)
			MW	MVA _r	VAB	VBC	VCA	IA	IB	IC			
					(V)	(V)	(V)	(A)	(A)	(A)			
TF Deisemara	02	18:00	2,4	0,4	206	206	208	*S/L	*SL	*S/L	x	206,66	0,64
TF UTE Jarú	02	18:10	2,4	0,4	205	207	209	S/L	S/L	S/L	x	206,99	1,11
TF Exposição	02	17:40	2,4	0,4	216	216	215	S/L	S/L	S/L	x	215,66	0,31
TF Câmara	02	17:50	2,4	0,4	206	206	208	S/L	S/L	S/L	x	206,66	0,64
TF Deisemara	09	09:00	3,3	1,2	198	204	195	S/L	S/L	S/L	x	198,96	2,66
TF UTE Jarú	09	09:20	3,3	1,2	200	207	201	S/L	S/L	S/L	x	202,64	2,16
TF Exposição	09	09:55	3,4	1,3	204	210	204	S/L	S/L	S/L	x	205,98	1,95
TF Câmara	09	09:35	3,4	1,3	200	207	200	S/L	S/L	S/L	x	202,30	2,32
TF Deisemara	22	14:10	3,2	0,9	211	214	207	S/L	S/L	S/L	x	210,65	1,92
TF UTE Jarú	22	14:35	3,4	1,2	203	210	203	S/L	S/L	S/L	x	205,30	2,28
TF Exposição	22	14:30	3,4	1,2	216	216	210	S/L	S/L	S/L	x	213,98	1,86
TF Câmara	22	14:20	3,2	0,9	202	209	202	S/L	S/L	S/L	x	204,30	2,29
TF Deisemara	27	10:10	3,00	1,00	202	201	207	S/L	S/L	S/L	x	201,66	0,33
TF UTE Jarú	27	10:40	3,00	1,00	203	203	212	S/L	S/L	S/L	x	205,95	2,93
TF Exposição	27	10:30	3,00	1,00	215	210	210	S/L	S/L	S/L	x	211,65	1,58
TF Câmara	27	10:20	3,00	1,00	203	203	209	S/L	S/L	S/L	x	204,98	1,96
TF Deisemara	29	09:00	3,40	1,30	205	202	208	44	76	86	25,24	204,98	1,69
TF UTE Jarú	29	09:15	3,40	1,30	197	197	202	48	40	60	21,62	198,65	1,68
TF Exposição	29	09:25	3,40	1,30	207	206	203	S/L	S/L	S/L	x	205,32	1,16
TF Câmara	29	09:35	3,40	1,30	199	204	198	156	135	108	17,29	200,31	1,86
TF Deisemara	31	11:15	3,00	1,00	209	214	206	S/L	S/L	S/L	x	209,64	2,23
TF UTE Jarú	31	11:55	3,00	1,00	218	223	213	S/L	S/L	S/L	x	217,96	2,64
TF Exposição	31	11:45	3,00	1,00	224	228	216	S/L	S/L	S/L	x	222,66	3,15
TF Câmara	31	12:00	3,00	1,00	215	219	211	S/L	S/L	S/L	x	214,97	2,14

Fonte: CERON. Medições nos transformadores da RD, feitas pela Equipe de Distribuição de Jarú

*S/L: Sem Leitura

Os resultados obtidos nas leituras do dia 02/01/96 são inferiores ao valor de referência (2,04%), obtido antes da entrada em operação do PRE. Também é um resultado melhor que o verificado por ocasião do comissionamento (1,28%). Observa-se, neste caso que a carga do PRE é equivalente a 2,4 MW e 0,4 MVA_r.

A situação torna-se preocupante ao se verificar, como nos dias 09 e 22, valores de desequilíbrio superiores a 2%. Uma das providências tomadas foi reduzir em 1 ohms o valor

da resistência que compõe a impedância de balanceamento, instalada na SEQM (Ver. Fig. 3.5). Essa alteração no valor da resistência foi feita dia 28/01/96. Assim, as medições dos dias 27 e 29, deveriam refletir o comportamento do sistema antes e após a modificação. Entretanto, os resultados obtidos dia 31 parecem indicar que o desequilíbrio de seqüência negativa não está relacionado apenas ao valor da impedância de balanceamento. Foi surpreendente o resultado de 3,15% no Transformador da Exposição, pois este estava sem carga.

A Tabela 6.10 apresenta os resultados obtidos a partir das medições feitas no mês de fevereiro/96. Maior atenção é dada na observação do carregamento do transformador onde se está fazendo a medição, razão pela qual as leituras passam a conter, sistematicamente os dados de corrente.

Com o objetivo de analisar a relação entre o carregamento desigual das fases do transformador e o desequilíbrio de seqüência negativa, as tabelas trazem a coluna de desequilíbrio, de corrente, calculado a partir da seguinte expressão:

$$\text{Deseq.} = \left(\frac{I_{\text{máx}}}{I_{\text{médio}}} - 1 \right) \times 100 \quad (6.2)$$

Onde:

I max = Corrente na fase mais carregada.

I médio = Valor médio da corrente nas fases.

Tabela 6.10- Desequilíbrio de seqüência negativa, PRE Jaru – ref. Fev/96

Pontos de Medição	Dia	Hora	Carga do PRE		Tensão med (V)			Corrente med.(A)			Deseq. Corr. (%)	Tensão Seq. + (V)	Deseq. V2/V1 (%)
			MW	MVAr	VAB (V)	VBC (V)	VCA (V)	IA (A)	IB (A)	IC (A)			
TF Deisemara	01	10:00	3,40	1,00	202	203	209	85	48	42	45,71	204,64	2,14
TF UTE Jaru	01	10:10	3,40	1,00	205	205	213	46	60	34	28,57	207,63	2,58
TF Exposição	01	10:15	3,40	1,00	217	213	221	0	0	0	0,00	216,97	2,12
TF da Câmara	01	10:20	3,40	1,00	205	202	211	172	141	153	10,73	205,96	2,57
TF Deisemara	02	09:20	2,8	1,3	197	193	201	93	86	119	19,80	196,97	2,34
TF UTE Jaru	02	09:40	2,8	1,3	199	196	204	42	51	33	21,43	199,63	2,34
TF Exposição	02	09:30	2,8	1,3	218	207	213	0	0	0	0,00	212,61	2,98
TF da Câmara	02	09:45	2,8	1,3	202	199	206	115	100	117	5,72	202,31	2,00
TF Deisemara	08	10:05	3,5	1,5	191	197	195	67	76	69	7,55	194,31	1,81
TF UTE Jaru	08	10:15	3,5	1,5	201	208	201	35	33	35	1,94	203,30	2,30
TF Exposição	08	10:25	3,5	1,5	208	213	208	0	0	0	0,00	209,65	1,59
TF da Câmara	08	10:35	3,5	1,5	199	206	199	142	134	140	2,40	201,30	2,33
TF Deisemara	09	09:15	3,5	1,5	196	196	200	52	49	30	19,08	197,32	1,35
TF UTE Jaru	09	09:00	3,5	1,5	206	200	206	6	28	5	115,38	203,98	1,95
TF Exposição	09	09:10	3,5	1,5	210	213	205	0	0	0	0,00	209,30	2,22
TF da Câmara	09	09:20	3,5	1,5	195	197	193	33	98	89	33,64	194,99	1,18
TF Deisemara	13	07:35	3,4	1,3	192	191	195	56	55	48	5,66	192,65	1,25
TF UTE Jaru	13	07:50	3,4	1,3	193	195	201	32	57	71	33,13	196,30	2,46
TF Exposição	13	07:10	3,5	0,8	212	211	215	0	0	0	0,00	212,65	1,13
TF da Câmara	13	07:20	3,5	0,8	194	205	196	69	82	80	6,49	198,27	3,43
TF Deisemara	14	06:20	4,1	1	199	206	205	67	57	73	11,17	203,31	2,14
TF UTE Jaru	14	06:25	4,1	1	200	198	198	42	55	32	27,91	198,66	0,67
TF Exposição	14	06:30	4,1	1	207	202	209	0	0	0	0,00	205,97	2,01
TF da Câmara	14	06:35	4,1	1	194	201	193	100	94	105	5,35	195,96	2,58

Fonte: CERON. Medições nos transformadores da RD, feitas pela Equipe de Distribuição de Jaru

*S/L: Sem Leitura

O pior resultado foi obtido em medições feitas dia 13 de fevereiro, no trafo Deisemara, com desequilíbrio de seqüência negativa igual a 3,43% e desequilíbrio de corrente nas fases do transformador relativamente baixo, quando comparado com outros valores na mesma tabela. Comparando-se o carregamento do PRE com o desequilíbrio de corrente, percebe-se que os resultados obtidos para o desequilíbrio de seqüência negativa são aleatórios. Na Tabela 6.11, esse caráter aparentemente aleatório se repete.

Tabela 6.11-Desequilíbrio de seqüência negativa de março a outubro/96, PRE Jaru

Pontos de Medição	Dia	Hora	Carga do PRE		Tensão med. (V)			Corrente med. (A)			Deseq. Corr. (%)	Tensão Seq. + (V)	Deseq. V2/V1 (%)
			MW	MVA	VAB (V)	VBC (V)	VCA (V)	IA (A)	IB (A)	IC (A)			
Março de 1996													
TF Deisemara	29	11:30	3,40	1,40	199	199	204	73	52	61	17,74	200,65	1,67
TF UTE Jaru	29	até	3,40	1,40	203	204	208	51	70	85	23,79	203,65	1,42
TF Exposição	29		3,40	1,40	211	211	211	0	0	0	0,00	211,00	0,00
TF da Câmara	29	12:30	3,40	1,40	200	202	200	142	132	130	5,45	200,66	0,66
Abril de 1996													
TF Deisemara	30	11:00	3,8	1,2	194	192	195	64	75	61	12,50	193,66	0,91
TF UTE Jaru	30	até	3,8	1,2	186	193	199	48	72	22	52,11	192,57	3,90
TF Exposição	30		3,8	1,2	205	209	198	0	0	0	0,00	203,95	3,14
TF da Câmara	30	12:00	3,8	1,2	210	212	217	124	160	131	15,66	212,97	1,96
Maio de 1996													
TF Deisemara	16	10:30	3,9	1,1	195	193	201	67	60	50	13,56	196,30	2,46
TF UTE Jaru	16	até	3,9	1,1	198	201	205	47	71	41	33,96	201,31	2,02
TF Exposição	16		3,9	1,1	206	207	208	0	0	0	0,00	206,99	0,56
TF da Câmara	16	11:30	3,9	1,1	219	219	223	128	169	140	16,02	230,32	1,21
Junho de 1996													
TF Deisemara	05	10:00	3,5	1,1	206	211	205	40	66	43	32,89	207,31	1,80
TF UTE Jaru	05	até	3,5	1,1	207	213	207	40	40	44	6,45	208,98	1,92
TF Exposição	05		3,5	1,1	215	217	210	0	0	0	0,00	213,98	1,94
TF da Câmara	05	11:00	3,5	1,1	228	226	233	93	108	96	9,09	228,98	1,82
Julho de 1996													
TF Deisemara	18	10:00	3,9	1,6	195	202	194	28	46	71	46,90	196,98	2,57
TF UTE Jaru	18	até	3,9	1,6	199	208	200	62	44	23	44,19	202,29	2,85
TF Exposição	18		3,9	1,6	208	210	203	0	0	0	0,00	206,97	2,00
TF da Câmara	18	11:00	3,9	1,6	206	203	199	96	117	87	17,00	202,64	1,99
Setembro de 1996													
TF Deisemara	04	09:00	4	1,5	206	210	205	25	53	62	32,86	206,65	1,62
TF UTE Jaru	04	até	4	1,5	208	216	209	35	80	17	81,82	210,97	2,40
TF Exposição	04		4	1,5	213	216	206	0	0	0	0,00	211,62	2,79
TF da Câmara	04	10:00	4	1,5	206	213	210	82	176	133	35,04	209,65	1,93
Outubro de 1996													
TF Deisemara	18	10:00	3,9	1,5	201	202	197	37	45	49	3,05	199,98	1,52
TF UTE Jaru	18	até	3,9	1,5	204	205	206	95	68	23	53,23	204,99	0,56
TF Exposição	18		3,9	1,5	215	215	210	0	0	0	0,00	213,32	1,56
TF da Câmara	18	11:00	3,9	1,5	210	212	210	118	167	132	20,14	210,66	0,63

Fonte: CERON. Medições nos transformadores da RD, feitas pela Equipe de Distribuição de Jaru;

*S/L : Sem Leitura.

Em abril é registrado o maior valor de desequilíbrio se seqüência negativa. Por estar coincidindo com desequilíbrio de corrente do transformador, acima de 50%, esta variável deve estar contribuindo com o elevado valor associado à tensão de seqüência negativa, porém sua contribuição é pequena, caso contrário, como explicar os resultados bem acima de 2% obtidos nas medições do trafo da Exposição, sem carga?

Rose (1997), nas simulações feitas com o PRE e a LT 230kV, mostra que o carregamento do PRE e da LT 230kV, tem influência no desequilíbrio de seqüência negativa, assim como as variações na impedância de balanceamento. Também é conhecido o fato de que a disposição assimétrica dos cabos, incluindo os da RD, também contribui com o desequilíbrio de seqüência negativa.

Por ser resultante de uma série de fatores, procurou-se investigar qual o desequilíbrio de um sistema convencional a partir de leituras em pontos previamente selecionados. Conforme Cruz et al. (1996), foram encontrados os seguintes valores:

- Guajará Mirim: Sistema Térmico: 2,34%
- Vilhena: Sistema Hidro-térmico : 3,48%
- Ji-Paraná: Sistema associado à UHE Samuel: 4,15%

Com base nestes resultados conclui-se que a hipótese, assentada na afirmação de que o PRE apresentaria desequilíbrio de tensão superior ao da tecnologia convencional equivalente, não se confirma. Como se viu, ocorrem grandes desequilíbrios nas redes secundárias do sistema de distribuição.

Ao se constatar que os valores obtidos em Jaru não são díspares, associado à observação de que nos meses seguintes todos os valores obtidos foram inferiores ao pico verificado em abril, as medições de monitoramento passaram a ser feitas mais esporadicamente, não sendo constatado, até 1998, valores superiores aos já encontrados.

6.7.5 Avaliação das Tensões de Passo e Toque no PRE Jaru

As tensões de passo e toque estão relacionadas com a corrente que circula pelo solo e com outras variáveis, como umidade e temperatura, que influenciam no valor da resistividade do solo (ver. Cap. 3). Ademais, valores elevados desses potenciais, podem colocar em risco a vida humana. Assim, o monitoramento dessas tensões foi alvo de particular atenção no primeiro ano de operação do PRE. Este é o motivo pelo qual a maioria das medições está concentrada no ano de 1996.

As medições foram feitas tanto em Ariquemes quanto em Jaru, nos locais previamente selecionados. Neste sentido, a Figura 6.19 mostra o croqui do Sistema PRE em Ariquemes, com a indicação dos pontos de medição.

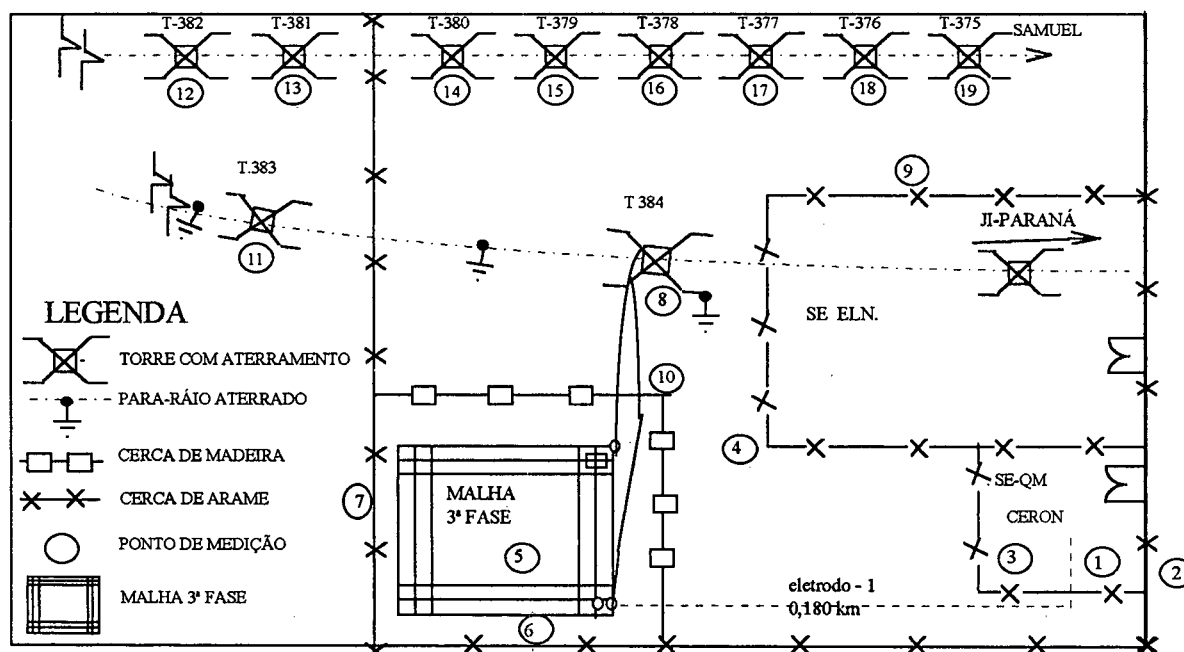


Figura 6.19-Croqui para medição das tensões de passo e toque do PRE em Ariquemes

Fonte: Cruz et al., 1996.

Os resultados das medições, feitas em Ariquemes durante o ano de 1996, estão mostrados na Tabela 6.12, a seguir.

Tabela 6.12- Tensões de passo e toque do PRE em Ariquemes - ref. 1996

Mês	JAN.		FEV.		MAR.		ABR.		JUL.		SET.		OUT.		
	MW/MVAr		3,1/1,0		3,8/1,6		3,6/1,3		3,8/1,3		4,0/1,4		3,9/1,3		
	(Volts)		Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	
P O N T O S D E M E D I Ç Ã O	1	0,3	s/m	1,9	s/m	1,3	s/m	0,8	s/m	0,8	s/m	2,7	s/m	1,3	s/m
	2	0,8	6,1	0,7	4,0	0,6	5,6	0,8	5,5	1,8	1,8	0,9	9,7	0,9	5,6
	3	0,3	0,0	1,2	s/m	1,0	s/m	0,4	s/m	1,8	10,3	2,6	s/m	1,0	s/m
	4	0,9	4,3	0,8	0,4	0,7	5,0	0,6	5,5	1,0	0,0	1,9	8,3	0,9	5,8
	5	1,5	0,0	2,1	s/m	1,5	s/m	2,5	s/m	2,0	0,9	1,7	2,0	4,1	2,1
	6	0,3	1,4	1,0	1,8	0,5	1,2	1,2	2,1	3,1	1,0	1,9	2,8	1,3	2,5
	7	0,4	0,8	1,2	1,6	1,3	0,0	0,7	1,7	0,5	3,5	1,3	0,5	1,2	2,1
	8	1,2	1,8	0,8	1,4	1,3	1,3	0,8	1,8	2,5	4,6	1,3	2,4	1,7	1,2
	9	0,6	1,7	1,1	1,2	0,7	1,3	0,4	1,6	2,4	7,4	1,4	2,3	0,5	1,4
	10	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	1,5	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m
	11	0,5	2,6	0,7	2,0	s/m	s/m	1,0	4,7	3,7	6,5	4,5	4,5	2,0	5,1
	12	1,0	1,8	1,5	2,2	1,3	4,7	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m
	13	1,8	1,6	2,2	2,0	1,8	3,4	2,2	3,8	3,7	6,5	4,6	5,7	2,6	2,7
	14	s/m	s/m	1,1	2,8	1,3	2,6	0,8	3,3	3,4	7,4	5,4	6,1	2,8	3,4
	15	s/m	s/m	0,9	2,7	1,5	2,8	1,4	4,4	3,9	6,3	5,6	8,4	2,7	4,8
	16	s/m	s/m	s/m	s/m	1,8	2,4	2,4	3,7	3,0	5,7	4,3	5,9	2,8	3,6
	17	s/m	s/m	s/m	s/m	1,5	2,5	2,7	3,4	s/m	s/m	5,3	8,0	2,6	2,9
	18	s/m	s/m	s/m	s/m	2,0	3,3	1,9	3,8	4,8	7,2	4,4	7,6	3,0	4,2
	19	s/m	s/m	s/m	s/m	1,6	3,8	2,6	4,5	3,3	8,6	3,5	7,9	2,5	4,5

Fonte: CERON. Planilhas de medição de tensões de passo e toque em Ariquemes, 1996.

s/m ; sem medição

O maior valor de tensão, registrada em 1996, correspondente à tensão de toque (Vt), no ponto de medição nº 3, verificado no mês de julho e correspondente a 10,3 Volts.

As medições feitas na malha da 3ª fase e cerca próxima (pontos de medição 5, 6 e 7), bem como na Torre 384 (ponto de medição 8), apresentam valores bem inferiores ao limite máximo, tomado como referência que é de 50 Volts.

Qual terá sido o resultado das medições em Jaru? A Figura 6.19 mostra o croqui do PRE com a indicação dos locais onde foram feitas as leituras sistematicamente.

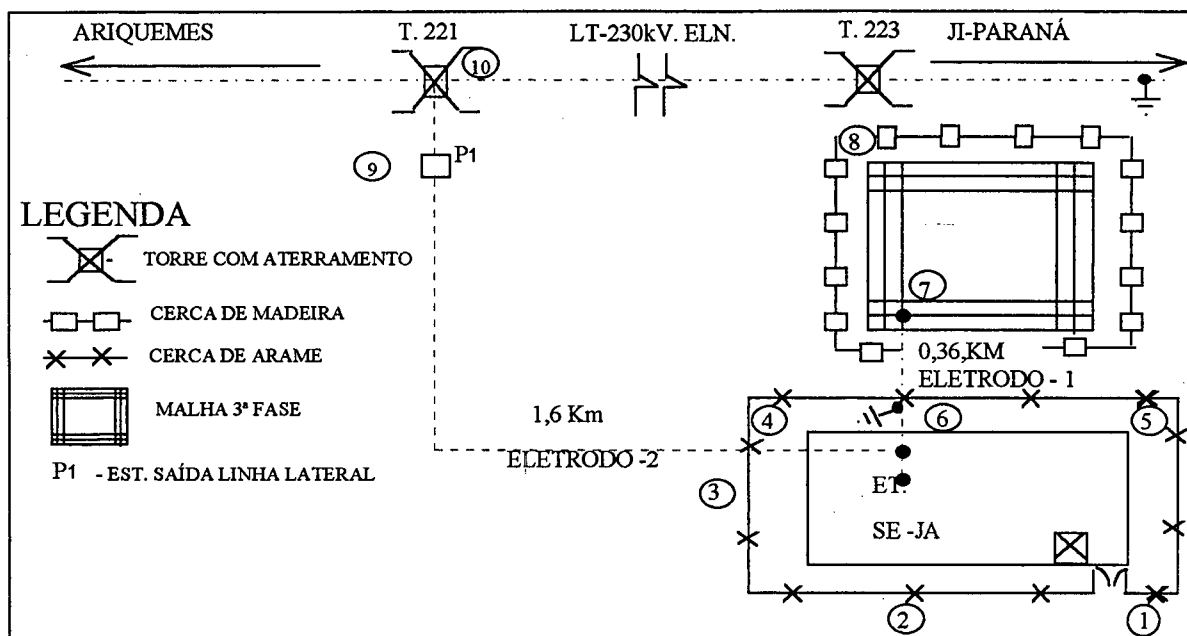


Figura 6.20- Croqui para medição das tensões de passo e toque do PRE em Jaru

Fonte: Cruz et al., 1996.

O resultado das medições, feitas em em Jaru no ano de 1996, estão mostrados na Tabela 6.13, a seguir:

Tabela 6.13- Tensões de passo e toque do PRE em Jaru, ref. 1996

Mês	JAN.		FEV.		MAR.		ABR.		MAIO		JUN.		JUL.		SET.		OUT.		
	MW/MVAr	3,4/1,2	3,4/1,4	3,5/1,4	3,8/1,6	3,9/1,4	3,5/1,1	3,9/1,6	4,0/1,5	3,9/1,5									
Volts	Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	
D.	1	1,4	1,1	0,8	0,4	0,9	2,8	1,2	0,3	1,2	0,4	1,6	0,1	1,4	5,7	2,1	2,3	0,8	0,2
	2	0,8	3,6	0,3	2,5	0,9	2,8	0,5	2,8	3,0	0,5	4,6	0,6	1,7	9,6	2,0	7,8	0,7	0,3
M	3	1,9	6,9	1,5	2,5	1,2	1,2	0,8	1,9	2,9	2,9	3,1	3,2	5,6	8,1	4,2	2,2	6,0	5,0
	4	0,9	s/m	1,2	s/m	2,2	s/m	2,3	s/m	3,4	s/m	3,4	s/m	3,9	s/m	3,2	s/m	7,0	s/m
S	5	1,4	s/m	0,9	s/m	1,2	s/m	1,4	s/m	1,6	s/m	2,6	s/m	2,1	s/m	1,9	s/m	1,0	s/m
	6	7,4	s/m	3,9	s/m	7,5	s/m	5,8	s/m	7,3	s/m	7,9	s/m	10,9	s/m	11,4	s/m	5,0	s/m
N	7	2,1	s/m	4,5	s/m	5,3	s/m	3,8	s/m	2,8	s/m	6,0	s/m	7,9	s/m	9,4	s/m	0,3	s/m
	8	4,7	s/m	2,8	s/m	4,3	s/m	3,3	s/m	3,5	s/m	4,4	s/m	5,7	s/m	4,8	s/m	0,4	s/m
P	9	0,5	s/m	0,8	s/m	0,8	s/m	1,2	s/m	1,0	s/m	0,8	s/m	0,6	s/m	0,8	s/m	0,7	s/m
	10	2,3	3,7	2,0	6,0	2,5	9,2	2,8	18,9	3,8	11,8	2,8	12,8	8,8	24,8	8,1	19,8	4,0	12,0

Fonte: CERON. Planilhas de medição de tensões de passo e toque em Jaru, 1996.

O maior valor de tensão medido em Jarú, foi de 24,8 Volts, referente ao ponto de medição nº 10 e, assim como no caso de Ariquemes, diz respeito à tensão de toque (Vt). Nos locais principais de acesso, como por exemplo, o portão de entrada à SEJA (ponto de medição nº 1) o máximo valor foi de 5,7 Volts. Verifica-se ainda que os maiores valores de tensão de passo, são medidos nos pontos 6 e 7, relacionado ao eletrodo 1 (ver Fig. 6.6) e à malha independente. A partir dos resultados satisfatórios, obtidos em 1996, as medições passam a ser feitas esporadicamente em alguns meses, como mostra as Tabelas seguintes, a começar pela Tabela 6.14.

Tabela 6.14- Tensões de passo e toque do PRE em Ariquemes, ref. 1997 e 1998

Mês	MAR/97		JUN/97		JUL/97		AGO/97		NOV/97		MAR/98		ABR/98		
	(Volts)		Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	
P O N T O S D E M E D I Ç Ã O	1	3,6	*s/m	0,9	s/m	0,8	s/m	1,4	s/m	0,3	s/m	0,4	s/m	0,2	s/m
	2	1,6	0,9	0,7	2,7	1,3	3,9	0,7	2,9	0,2	1,0	0,6	0,8	0,2	1,0
	3	1,3	s/m	0,2	s/m	1,7	s/m	0,7	s/m	0,1	s/m	0,4	s/m	0,2	s/m
	4	1,1	6,4	0,8	6,3	1,3	8,6	1,2	1,0	0,5	3,1	0,7	2,9	0,7	0,3
	5	2,3	0,9	3,0	0,3	4,3	2,6	1,7	1,9	0,5	0,6	0,1	1,3	0,6	0,5
	6	1,0	1,6	0,9	1,3	0,9	1,2	0,6	1,4	0,6	1,3	0,6	0,9	0,3	0,5
	7	0,8	1,2	0,1	1,6	0,6	1,0	0,2	0,5	0,3	0,7	0,3	0,6	0,2	0,2
	8	1,3	2,8	1,3	2,4	1,6	2,3	1,6	2,8	0,9	3,0	0,6	0,8	0,8	1,3
	9	1,3	2,4	0,7	2,0	0,4	2,0	2,0	2,2	0,3	0,8	0,6	0,8	0,8	1,0
	10	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m
	11	1,1	4,4	1,3	3,9	2,0	4,8	2,9	5,8	1,1	3,0	0,9	2,4	0,7	2,6
	12	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m	s/m
	13	2,0	3,9	2,6	3,6	4,3	5,8	5,4	4,5	1,6	1,6	1,5	1,3	1,4	2,3
	14	2,7	3,9	2,8	4,6	5,2	5,8	6,0	5,4	1,6	1,4	1,8	1,7	1,5	2,0
	15	2,0	4,5	2,8	5,9	4,5	7,2	4,4	7,8	1,4	2,0	1,3	2,5	1,3	3,0
	16	2,0	4,0	3,3	4,8	4,2	5,3	4,4	4,4	1,9	1,8	2,0	2,1	1,1	2,1
	17	2,4	4,9	2,2	4,9	5,1	5,9	6,0	6,0	2,0	1,5	2,0	2,2	1,7	2,2
	18	4,0	4,5	3,9	6,4	3,9	5,6	4,6	5,5	1,8	1,8	2,4	2,7	2,0	2,7
	19	3,0	5,1	2,9	7,5	4,0	6,5	5,9	7,4	1,3	2,1	1,8	3,21	2,4	3,6

Fonte: CERON. Planilhas de medição de tensões de passo e toque em Ariquemes, 1997/1998.

*s/m: sem medição.

Quando comparado os resultados das leituras da Tabela 6.14 com a Tabela 6.12, percebe-se que até agosto/97, não há variações surpreendentes. Porém os resultados de

Nov/97 e dos dois meses de 1998, apresentam a maioria dos valores inferiores aos registrados anteriormente. Este fato é devido ao menor carregamento do PRE no momento da leitura. Como se pode notar, o carregamento em Nov/97 foi de 1,3 MW / 0,3 MVar. O maior valor registrado, nas medições efetuadas entre 97 e 98, foi de 8,6 Volts, verificado no ponto 4 (canto da certa da subestação 230kV da ELETRONORTE (SEAQ)).

Tabela 6.15- Tensões de passo e toque do PRE em Jaru, ref. 1997 e 1998

Mês		NOV/97		JAN/98		FEV/98		MAIO/98	
MW/MVar		1,8/0,3		1,3/0,5		3,6/1,7		3,1/	
(Volts)		Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt	Vp	Vt
P O N T O S M E D.	1	0,5	0,8	0,5	0,8	0,5	0,7	0,5	1,5
	2	0,4	4,0	1,2	1,3	0,8	1,4	0,7	6,2
	3	1,2	0,5	0,5	0,4	1,9	0,7	1,2	2,0
	4	1,0	s/m	0,7	s/m	1,5	s/m	1,2	s/m
	5	0,5	s/m	0,4	s/m	0,9	s/m	0,7	s/m
	6	3,5	s/m	2,2	s/m	1,6	s/m	5,0	s/m
	7	3,0	s/m	3,1	s/m	2,9	s/m	4,3	s/m
	8	2,2	s/m	2,5	s/m	1,6	s/m	2,6	s/m
	9	8,0	s/m	0,6	s/m	0,7	s/m	0,6	s/m
	10	8,0	s/m	1,3	6,2	0,9	6,3	1,8	9,3

Fonte: CERON. Planilhas de medição de tensões de passo e toque em Jaru, 1997/1998.

s/m = sem medição

Pelas mesmas razões já comentadas, as medições após 1996, passaram a ser aleatórias²⁰, razão pela qual há somente o registro de um conjunto de medições feitas em Jaru no ano de 1997. Observa-se, entretanto, que não há registros de valores surpreendentemente maiores que aqueles verificados em 96. É interessante observar que a maior leitura de tensão contínua sendo obtida no ponto 10, Torre 221.

Em uma análise mais abrangente de todas as medições, percebe-se que os maiores valores de tensão ocorreram entre junho e setembro, coincidindo assim com o período de menor incidência de chuvas. Para embasar este viés de observação, procurou-se obter o histórico dos índices pluviométricos de Ariquemes e Jaru. Como nestas localidades não há

²⁰ A orientação técnica era para se proceder as medições sistematicamente todos os meses. Porém, a CERON, a partir de 97 começa a ser preparada para a privatização, cuja manifestação objetiva foi à redução drástica de pessoal, repercutindo diretamente nos trabalhos de acompanhamento do desempenho operacional do PRE.

nenhum órgão oficial que faça a pesquisa desta variável, utilizou-se os dados de Ouro Preto D'Oeste, medidos rotineiramente pela Comissão Executiva do Plano da Lavoura Cacaueira – CEPLAC (1999). A cidade de Ouro Preto está a 40km de Jarú e 110km de Ariqueemes, de forma, que os dados não refletem como de fato tem sido o índice pluviométrico nas cidades de Jarú e Ariqueemes, mas serve como indicativo de como tem sido o comportamento dessa variável nas duas localidades.

Assim, com o objetivo de analisar as relações entre os valores de tensão medidos e o teor de unidade do solo, é apresentado a Tabela 6.16, com os dados pluviométricos verificados em Ouro Preto D'oeste

Tabela 6.16- Dados pluviométricos de região próxima a Jarú - (Precipitação em mm.)

ANO	M E S E S												TOT.
	JAN.	FEV.	MAR.	ABR.	MAIO	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OUT.	NOV.	DEZ.	
1996	295,4	220,1	468,2	243,0	101,0	16,0	0,0	116,8	59,0	181,1	213,0	293,0	2.206,6
1997	193,0	172,0	277,9	90,6	73,6	20,6	0,0	70,6	117,4	164,2	130,7	176,7	1.487,3
1998	364,9	292,8	300,5	84,5	47,1	0,0	5,0	16,2	48,8	132,6	298,3	329,2	1.919,9

Fonte: CEPLAC, 1999.

Como visto no Capítulo 3, item 3.8, os potenciais máximos toleráveis ou as tensões máximas toleráveis, em volts, são calculados levando-se em consideração e resistividade do solo, que por sua vez varia em função da temperatura e da umidade. Em função disso, percebe-se que, realmente, os valores mais expressivos de tensão são obtidos numa combinação de carregamento elevado (maior corrente, maior temperatura) e período de pouca ou provável inexistência de chuva.

Pelo exposto, verifica-se que o maior valor de tensão, medido, no ponto 10 (Torre 221), e equivalente a 24,8 Volts, ocorreu no mês de julho/96, quando em Ouro Preto, foi registrada precipitação igual a zero, conforme mostrado na Tabela 6.16.

Ainda, com a preocupação sobre os efeitos da temperatura na variação da resistividade, especialmente com relação ao fenômeno de ressecamento do solo²¹, no dia 18/03/97 foi feita inspeção na malha de terra independente da subestação PRE de Jaru (SEJA), compreendendo escavação para verificar estado do cabo e do solo. Tal verificação foi feita pelos Eng^{os}. da ELETRONORTE Ary D'Ajuz e Wanderley de Souza Pinto acompanhados pela equipe técnica da CERON. Nesta inspeção, não foram verificados indícios de sobreaquecimento no cabo e amostras do solo foram recolhidas e encaminhadas para análise no CEPEL. A Fig. 6.20 mostra uma conexão dos cabos em um dos cantos da malha

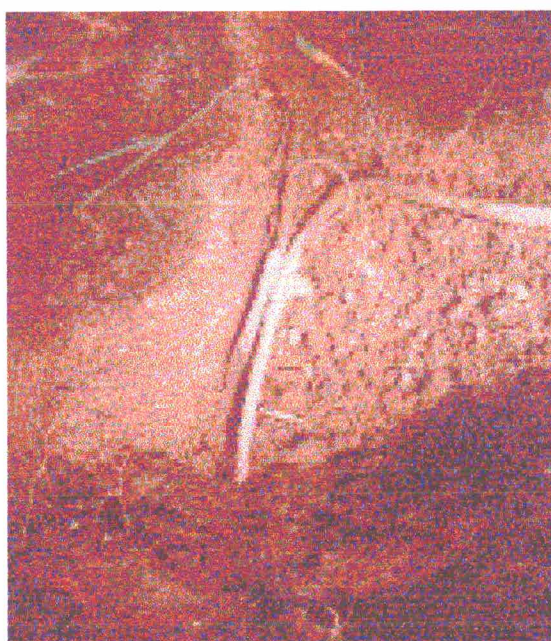


Figura 6.21 – Cabo da malha independente da subestação distribuidora Jaru I.

Os resultados práticos obtidos através das medições de tensão de passo e toque confirmam as hipóteses implícitas no estudo do sistema de aterramento quanto à adoção de metodologia voltada a assegurar valores de tensão inferior ao limite máximo de 50 Volts. Como se viu, o máximo valor obtido foi 24,8 Volts em Jaru. Os estudos previam valores máximos de potenciais de passo equivalentes a 42 Volts para Jaru – Jaru I, e 46 Volts para Ariquemes – Ariquemes II (ABB & Marte, 1995).

²¹ Como visto no Cap. 3, foi procurando evitar a possibilidade de ressecamento do solo, cujas conseqüências seriam a elevação abrupta da resistividade e conseqüentemente das tensões de passo e toque, que se adotou a fórmula de *Ollendorff*, para cálculo dos parâmetros que define os potenciais máximos do sistema de aterramento.

6.7.6 Avaliação das Interrupções no Sistema PRE Jaru

A partir dos resultados observados em relação às interrupções no fornecimento de energia elétrica e suas respectivas causas, verificados no Sistema PRE Jaru, no período de 96 a 98, pretende-se, neste item, buscar resposta às seguintes questões:

- Quais as principais causas das interrupções?
- Qual a duração equivalente de interrupção por consumidor?
- Qual a frequência equivalente de interrupção por consumidor?
- Qual o índice de confiabilidade do sistema?
- Qual o montante de energia interrompida?

Considerando a dupla função dos cabos pára-raios da LT 230KV, a de cumprir com sua função original, proporcionando proteção a linha principal contra descargas atmosféricas e a de transporte de energia, compondo as duas fases de um sistema onde o solo é tomado como terceira fase, tem-se como hipótese a assertiva de que *“as descargas atmosféricas são as principais causadoras das interrupções no PRE.* Esta hipótese, é confirmada na prática? Esta e outras questões serão analisadas a partir do conjunto de informações apresentadas nos itens seguintes.

6.7.6.1 Metodologia Utilizada no Levantamento das Interrupções

As interrupções foram classificadas, conforme Anexo V, tomando-se como referência a abordagem feita no Cap. 5, item 5.2.2.4. Assim, foram considerados os seguintes códigos de identificação:

1. Origem externa programada;
2. Origem externa não-programada;
3. Programada;

- 3.1 – Alteração / Adequação;
- 3.2 – Manutenção;
- 3.3 – Não classificada;
- 4. Não – programada
 - 4.1 – Meio Ambiente;
 - 4.2 Terceiros;
 - 4.3 Falha humana;
 - 4.4 Próprias do sistema;
 - 4.5 Falha de componentes;
 - 4.6 Outro órgão / companhia;
 - 4.7 Outros eventos;
 - 4.8 Desconhecidas.

Portanto, quando uma determinada interrupção é identificada, por exemplo, com o nº 2, significa: interrupção cuja causa é de origem externa não-programada.

Os levantamentos dos dados das interrupções foram feitos a partir de pesquisa no banco de dados do COS da CERON, nos livros de operação existentes na subestação Ariquemes II (SEQM) e subestação Jaru I (SEJA). Também foram utilizados para consulta os relatórios de ocorrências no sistema produzidos pela Equipe de operação de Jaru, bem como as anotações do autor do trabalho, dado à sua participação nas fases de Comissionamento e acompanhamento do desempenho operacional do sistema PRE em Rondônia.

Nem sempre as informações contidas nos livros de operação traziam com clareza a causa da interrupção, até porque em alguns casos, a saída do PRE, na versão dos operadores, não tinha nenhuma causa aparente, pois não havia nenhum problema na RD e o tempo, tanto em Jaru como em Ariquemes, estava bom. Nas situações descritas, a interpretação da causa da interrupção se deu a partir da análise das proteções atuadas, tendo por base a filosofia da proteção implantada (ver Cap. 3) e as ocorrências similares, minuciosamente detalhadas pela operação. Neste sentido, verificou-se que todas as atuações do relé 46 (seqüência negativa), estavam relacionadas com curtos-circuitos na RD em Jaru. De acordo

com Montalvão et al. (1995), tomando-se como referência o diagrama unifilar semelhante ao apresentado na Fig. 3.14, verificou-se, em simulações, que defeitos com resistência de até 200 ohms, deixaram as proteções 51c (relé de sobrecorrente temporizado com controle de tensão) insensíveis, tanto pelas baixas correntes de curto, quanto pela pouca queda de tensão, sendo que nestes casos o relé 46 se mostrou efetivo.

Então, combinando os relatos das causas suficientemente conhecidas com as proteções atuadas, bem como a informação sobre as condições do tempo quando na ocorrência da interrupção, foi possível sua classificação como apresentado nas planilhas que compõem o Anexo II. Essas planilhas são as referências para as tabelas e gráficos apresentados, a começar pela Tabela 6.17, onde estão relacionadas as interrupções com as respectivas proteções atuadas.

Os resultados práticos, mostrados na tabela mencionada acima, confirmam as previsões do estudo relacionado à função do relé 46. Nos três anos de operação do PRE ocorreram 62 atuações advindas de falhas na Rede de Distribuição - RD, em Jarú. Verifica-se ainda, que mais de 95% das atuações simultâneas dos relés 50 das fases A e B (50. A; B), estão relacionados com descargas atmosféricas (4.1). Aliás, é interessante notar, que quase sempre, a atuação do relé de sobrecorrente instantânea, unidade 50, está associada a curto-circuito provocado por descarga atmosférica. Essas observações facilitaram a codificação da causa quando a informação operacional não foi suficientemente clara.

Teria sido bem mais simples a descrição da causa associada a cada interrupção, caso houvesse uma coordenação mais fina entre os relés de sobrecorrente dos expressos que interligam as barras de 13,8 KV da SEJA com a SEJR.

Outro critério adotado também para decidir se houve atuação na RD ou na linha PRE foi o tempo de interrupção, normalmente curto quando a falha é na linha e longo quando é na RD. Quando não se teve suficiente segurança para dirimir qual a causa da falha, esta recebeu o código 4.8, indicando ser desconhecida.

Tabela 6.17- Proteções atuadas versus causas das interrupções no PRE Jaru

Proteção atuada	Causa	1996	1997	1998	Total
46	2	12	39	11	62
50 - A	4.1	6	1	5	12
	2	0	3	0	3
50 - B	4.1	2	1	0	3
	2	0	0	0	0
50 - A; B	4.1	18	22	27	67
	2	0	3	0	3
51c - A	4.1	8	8	10	26
	2	9	12	3	24
51c - B	4.1	22	9	8	39
	2	22	12	9	43
51c - A; B	4.1	0	2	2	4
	2	1	0	0	1
51c - B; 50 - A	4.1	0	1	0	1
	2	0	0	0	0
51c - B; 50 - B	4.1	3	3	3	9
	2	0	0	1	1
51c - A; 46	2	0	1	0	1
51c - B; 50 - A; B	4.1	0	0	1	1
51c - B; 27	4.8	1	0	0	1
51c - B	4.8	1	0	0	1
27		1	0	0	1
59		1	0	0	1
63P		2	0	0	2
CF		4	10	1	15
Total:		113	127	81	321

Fonte dos dados: 1- CERON: Livros de operação do sistema elétrico de Jaru, Boletins de ocorrências e banco de dados do COS;

2- ELETRONORTE. Livros de operação da subestação Ariquemes.

No caso da atuação do relé 27, esta foi descrita pelo operador da subestação de Ariquemes como subtensão na barra de 13,8KV do serviço auxiliar. Como aconteceu uma única vez e em janeiro/96, é provável que o ajuste deste relé tenha sido modificado. Da mesma forma, constata-se uma única atuação do relé de sobretensão (59), instalado na SEJA. Essa proteção atuou quando houve falha nas conexões dos cabos que interligam os

capacitores que compõem o banco de equalização e compensação, como mostrado na Fig. 6.7.

Quanto às proteções relacionadas a válvula de pressão súbita do trafo de 7MVA (63 P) e chave de fluxo de ar do resistor que compõe a impedância de balanceamento (CF), suas atuações estão diretamente vinculadas com o equipamento ou a elas próprias, de forma que a codificação 4.5, está isenta de equívocos.

No que se refere ao tempo gasto em cada interrupção, optou-se por considerar apenas o tempo em que a parcela do sistema atendida pelo PRE ficou efetivamente sem energia elétrica. Este fato está devidamente esclarecido nas planilhas do Anexo II.

Apesar do objetivo deste item ser voltado a esclarecer a metodologia utilizada na classificação das interrupções, verifica-se na Tabela 6.17, que estas foram num total de 321 associadas às atuações das proteções. Mais detalhes serão vistos nos itens seguintes.

6.7.6.2 Avaliação dos Índices DEC e FEC Verificados no PRE Jaru

Pretende-se neste item, verificar a continuidade no fornecimento de energia elétrica proporcionada pela tecnologia PRE à localidade de Jaru e demais localidades que compõe o sistema local, no período de 96 a 98. A análise dos dados será feita a partir dos conceitos apresentados nos itens 5.2.2 e 5.2.3 do Cap. 5. Assim sendo, vale observar que os índices operativos **D** e **F**, definidos pelas Equações 5.25 e 5.29, terão a mesma conceituação referente aos indicadores de continuidade DEC e FEC, definidos numericamente através das Equações 5.23 e 5.24, visto que, no caso em questão, o conjunto considerado corresponde ao número total de consumidores atingidos pelo PRE, ou seja, a saída do PRE atinge sempre o total de consumidores atendidos por ele. Este fato introduz também simplificações no processo de cálculo, pois se o número de consumidores atingidos em cada interrupção $Ca(i)$, é igual ao número de consumidores do sistema Cs , as equações para cálculo dos índices DEC e FEC se reduzem a:

$DEC = \sum_{i=1}^n t_{(i)} =$ Somatório do tempo de interrupção verificado no período considerado;

$FEC = \sum_{i=1}^n \frac{Cs_{(i)}}{Cs} =$ Somatório do número de interrupções no período considerado.

Pelo exposto, os termos da Equação 5.35 passam a ter, para o mesmo período considerado, os seguintes significados:

$d = D = DEC;$

$\lambda = F = FEC/\ell,$ onde ℓ representa o comprimento da linha em Km;

$\tau = DEC/FEC$

O tempo médio de restabelecimento do PRE, representado por τ , já traz embutido os tempos de espera, localização e correção da falha. De acordo com o que foi apresentado no Capítulo 5, neste caso, $\tau = TMA$, considerando que esse é o período transcorrido desde o desligamento do circuito até a reenergização do mesmo. O DEC e FEC refletem diretamente a relação com o consumidor, razão pela qual estes índices são evidenciados nas tabelas seguintes a começar pela Tabela 6.18. De uma maneira geral, esta tabela mostra o desempenho operacional do PRE Jaru no período de 96 a 98.

Objetivamente o tempo total de indisponibilidade do PRE, representado pelo DEC, foi de 210,69 horas, ou 8 dias, 18 horas e mais aproximadamente 41 minutos. Da mesma forma, foram verificadas em três anos de operação, 394 interrupções representadas pelo FEC. Ao todo, foram 623,56 MWh de energia interrompida. Ainda, é possível concluir que o maior tempo de indisponibilidade do sistema²² é devido às interrupções de origem externa, programada e não-programada. Elas participam com 53,94% em relação ao total.

²² A duração equivalente por consumidor – DEC é igual ao tempo de interrupção do sistema uma vez que o conjunto de consumidores atendidos pelo sistema PRE de Jaru (Cs) é igual ao número de consumidores atingidos em cada interrupção(i) ou seja, $Cs = Ca(i)$.

Tabela 6.18- DEC e FEC total do Sistema PRE Jaru

Código	Classificação Das Interrupções	DEC (horas)	(%)	FEC	(%)	Energia Int. (MWh)	(%)
1	Origem externa programada	24,73	11,74	19	4,82	70,14	11,25
2	Origem externa não-programada	88,92	42,20	172	43,65	269,95	43,29
3	Programada	11,97	5,68	14	3,55	40,09	6,43
3.1	Alteração/Adequação	4,50	2,14	6	1,52	15,59	2,50
3.2	Manutenção	7,47	3,55	8	2,03	24,50	3,93
3.3	Não-classificada	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
4	Não-programada	85,07	40,38	189	47,97	243,38	39,03
4.1	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	61,58	29,23	157	39,85	163,20	26,17
4.2	Terceiros	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
4.3	Falha humana	0,23	0,11	1	0,25	0,84	0,13
4.4	Próprias do sistema	0,65	0,31	2	0,51	2,81	0,45
4.5	Falha de componentes	20,52	9,74	24	6,09	71,13	11,41
4.6	Outro órgão/ Companhia	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
4.7	Outros eventos	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
4.8	Desconhecidas	2,09	0,99	5	1,27	5,40	0,87
TOTAL:		210,69	100,00	394	100,00	623,56	100,00
Média Anual:		70,23		131,33		207,85	

A participação expressiva das interrupções de origem externa também é refletida na frequência equivalente de interrupção por consumidores – FEC, bem como na energia interrompida, com participações equivalentes a 48,47% e 54,54% respectivamente.

As interrupções não-programadas foram responsáveis por 40,38% do tempo total de indisponibilidade, mais aproximadamente 48% do FEC e 39,03% da energia interrompida. Nestes resultados verifica-se a relevância das interrupções por descarga atmosférica (4.1) e falha de componentes (4.5). No total das interrupções não-programadas as relacionadas as descargas atmosféricas respondem 73,54% do DEC, 83,5% do FEC e cerca de 68% da energia interrompida. De maneira geral é possível concluir que:

- a- As interrupções de origem externa, programadas e não-programadas, são superiores às interrupções associadas especificamente à tecnologia PRE;
- b- Excluindo-se as interrupções de origem externa, de fato as descargas atmosféricas são as principais causadoras das interrupções no PRE.

Com relação ao tempo médio de restabelecimento, obtido através da relação entre o DEC e o FEC, verifica-se que, de uma maneira geral, o Sistema PRE Jaru apresentou um valor médio de 0,53 hora/interrupção, equivalente a cerca de 32 minutos. Se forem consideradas as saídas do PRE somente por descargas atmosféricas, o tempo médio de restabelecimento passa a ser de 0,39 horas/interrupção, equivalente a cerca de 23,5 minutos. Este resultado está condizente com aqueles obtidos por Cruz *et al.* (1996) no levantamento dos sete primeiros meses de operação do PRE, ou seja, as ocorrências por descargas atmosféricas são frequentes (elevado FEC), porém, de curta duração (baixo DEC). Este é um resultado muito bom, se levado em consideração que toda saída do PRE provoca o fechamento da chave de aterramento rápido, tanto na SEQM, quanto na SEJA. Essa particularidade do PRE impõe a necessidade de abrir a chave toda vez que for restabelecer o sistema, sendo que essa operação é feita manualmente (ver ilustração na Fig. 6.9).

Para se ter uma idéia do efeito das manobras nas chaves de aterramento rápido sobre o tempo de restabelecimento, a chave instalada na SEQM está distante 150 metros da sala de operação e, em Jaru, a distância entre o Centro de Operação da Distribuição - COD e a SEJA é de aproximadamente 2 Km, sendo que o deslocamento é feito com o veículo do plantão.

A título de comparação, os tempos médios de restabelecimento associados as interrupções de origem externa (códigos 1 e 2) e programadas (grupo 3), correspondem a 0,59 hora (35,4 minutos) e 0,85 hora (51 minutos) respectivamente.

As análises feitas com base na Tabela 6.18, pouco informa sobre o que de fato aconteceu ou pouco explica o porque deste resultado operacional. Assim, a investigação sobre quais os fatores determinantes no desempenho operacional do PRE Jaru, será feita a partir de maior detalhamento, a começar pelas Figuras 6.22 e 6.23, onde são mostrados os gráficos do DEC e FEC, verificados mês-a-mês, durante os três anos considerados.

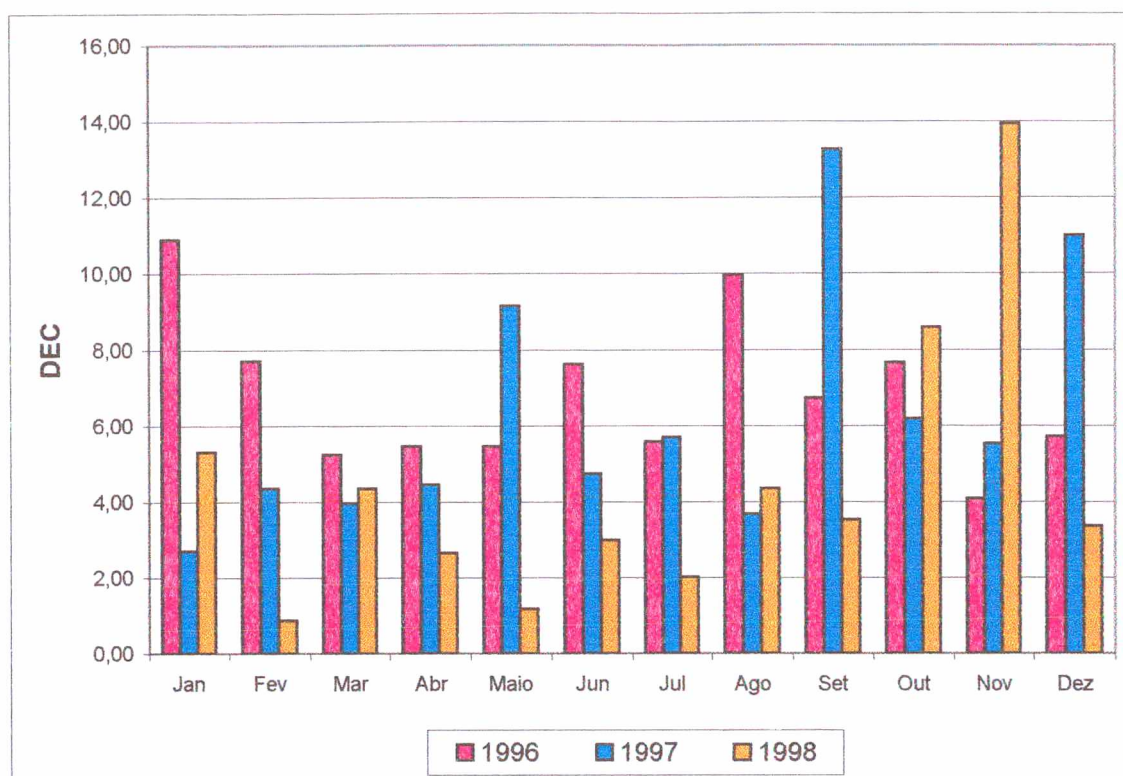


Figura 6.22- Representação gráfica do DEC - PRE Jaru

O gráfico da Fig. 6.22 permite visualizar o comportamento da duração equivalente por consumidor, suscitando assim os seguintes questionamentos:

- Quais as causas do elevado DEC em janeiro/96?
- Quais os fatores do crescimento do DEC em setembro/97?
- O que terá acontecido em novembro/98 para que o índice operativo DEC fosse o maior verificado durante todo o período de operação do PRE Jaru?

As possíveis relações entre o DEC e FEC, no período considerado, poderão ser visualizadas através do gráfico apresentado na Figura 6.23, a seguir.

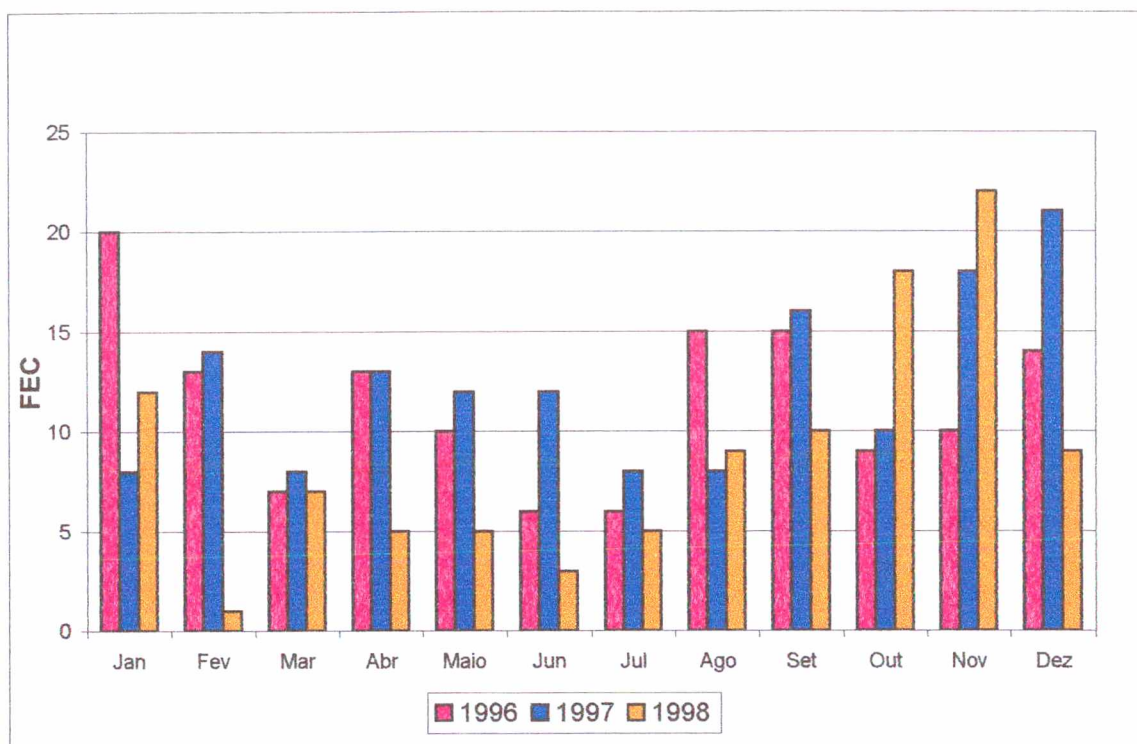


Figura 6.23- Representação gráfica do FEC – PRE Jaru

Além das questões anteriormente levantadas, ao se comparar o gráfico da frequência das interrupções por consumidor, FEC, com o DEC, surgem os seguintes questionamentos:

- Qual a causa, com maior participação, na composição do FEC de janeiro/96?
- Quais os fatores determinantes na composição do FEC, verificado em fevereiro/97?
- O que determinou o comportamento inverso entre o FEC de junho/98 e o DEC do mesmo período?
- Quais as causas determinantes no FEC apurado em Agosto e Setembro/96.
- Qual a relação entre o FEC de fevereiro e novembro de 98?

As questões levantadas dizem respeito às causas das interrupções, razão pela qual a análise das mesmas será feita através do detalhamento das ocorrências, como mostrado nas seis tabelas seguintes.

Tabela 6.19- DEC por causa, verificado no PRE Jaru – Ano de 1996

Cód.	Causas Descrição	JAN		FEV		MAR		ABR		MAIO		JUN		JUL		AGO		SET		OUT		NOV		DEZ		TOTAL			
		DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%
1	Orig. externa prog.	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	1,67	2,0	4,97	6,1
2	Orig. ext. não-prog.	1,75	2,1	0,55	0,7	2,0	2,4	2,68	3,3	1,90	2,3	4,10	5,0	4,58	5,6	6,37	7,8	4,13	5,0	1,82	2,2	2,15	2,6	1,65	2,0	1,65	2,0	33,66	41,0
	Subtotal	1,75	2,1	0,55	0,7	1,98	2,4	2,68	3,3	1,90	2,3	6,77	8,2	4,58	5,6	6,37	7,8	4,76	5,8	1,82	2,2	2,15	2,6	3,32	4,0	3,32	4,0	38,63	47,1
3	Programadas	4,78	5,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,76	10,67
3.1	Alteração/Adeq.	4,50	5,5	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	4,50	5,5
3.2	Manutenção	0,28	0,3	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	4,26	5,2
3.3	Não-classificada	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
4	Não-programada	5,20	6,34	7,15	8,71	3,25	3,96	2,78	3,39	3,55	4,33	0,85	1,04	1,00	1,22	0,40	0,49	1,97	2,40	5,05	6,15	1,93	2,35	2,38	2,90	2,35	2,90	35,51	43,27
4.1	Meio Ambiente*	1,65	2,0	3,78	4,6	1,33	1,6	2,25	2,7	2,12	2,6	0,85	1,0	0,00	0,0	0,17	0,2	1,52	1,9	4,58	5,6	1,93	2,4	2,38	2,9	2,38	2,9	22,56	27,5
4.2	Terceiros	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
4.3	Falha humana	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,23	0,3	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,23	0,3
4.4	Próprias do sist.	0,50	0,6	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,50	0,6
4.5	Falha de comp.	3,05	3,7	3,37	4,1	1,92	2,3	0,00	0,0	1,43	1,7	0,00	0,0	1,00	1,2	0,00	0,0	0,45	0,5	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	11,22	13,7
4.6	Outro órgão/Cia	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
4.7	Outros eventos	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
4.8	Desconhecidas	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,53	0,6	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,47	0,6	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	1,00	1,2
	TOTAL	11,73	14,3	7,70	9,4	5,23	6,4	5,46	6,7	5,45	6,6	7,62	9,3	5,58	6,8	9,97	12,1	6,73	8,2	7,65	9,3	4,08	5,0	5,70	6,9	5,70	6,9	82,90	101,0

* Meio ambiente: Descarga Atmosférica

Tabela 6.20- DEC por causa, verificado no PRE Jaru no ano de 1997

Cód.	Causas Descrição	JAN		FEV		MAR		ABR		MAIO		JUN		JUL		AGO		SET		OUT		NOV		DEZ		TOTAL			
		DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%
1	Orig. externa prog.	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	1,3	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	4,75	6,4	0,27	0,4	0,25	0,3	0,00	0,0	6,92	9,3
2	Orig. ext. não-prog.	1,55	2,1	2,30	3,1	2,20	2,9	2,35	3,1	2,37	3,2	3,73	5,0	4,75	6,4	1,62	2,2	7,98	10,7	1,93	2,6	1,93	2,6	0,88	1,2	6,58	8,8	38,24	51,2
	Subtotal	1,55	2,1	2,30	3,1	2,20	2,9	2,35	3,1	3,02	4,0	4,73	6,3	4,75	6,4	1,62	2,2	12,73	17,0	2,20	2,9	2,20	2,9	1,13	1,5	6,58	8,8	45,16	60,5
3	Programadas	0,00	0,0	0,00	0,0	1,62	2,2	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,47	0,6	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,92	1,2	0,20	0,3	0,00	0,0	3,21	4,3
3.1	Alteração/Adeq.	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
3.2	Manutenção	0,00	0,0	0,00	0,0	1,62	2,2	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,47	0,6	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,92	1,2	0,20	0,3	0,00	0,0	3,21	4,3
3.3	Não-classificada	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
4	Não-programada	1,15	1,5	2,04	2,7	0,15	0,2	2,10	2,8	6,13	8,2	0,00	0,0	0,47	0,6	2,06	2,8	0,53	0,7	3,05	4,1	4,20	5,6	4,20	5,6	4,42	5,9	26,30	35,2
4.1	Meio Ambiente*	1,15	1,5	1,82	2,4	0,00	0,0	2,10	2,8	0,00	0,0	0,00	0,0	0,47	0,6	0,92	1,2	0,53	0,7	2,80	3,7	1,80	2,4	1,80	2,4	4,42	5,9	16,01	21,4
4.2	Terceiros	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
4.3	Falha humana	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
4.4	Próprias do sist.	0,00	0,0	0,00	0,0	0,15	0,2	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,15	0,2
4.5	Falha de comp.	0,00	0,0	0,22	0,3	0,00	0,0	0,00	0,0	6,13	8,2	0,00	0,0	0,00	0,0	0,72	1,0	0,00	0,0	0,25	0,3	1,73	2,3	1,73	2,3	0,00	0,0	9,05	12,1
4.6	Outro órgão/Cia	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
4.7	Outros eventos	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
4.8	Desconhecidas	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,42	0,6	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,67	0,9	0,00	0,0	1,09	1,5
	TOTAL	2,70	3,6	4,34	5,8	3,97	5,3	4,45	6,0	9,15	12,3	4,73	6,3	5,69	7,6	3,68	4,9	13,26	17,8	6,17	8,3	5,53	7,4	11,00	14,7	74,67	100,0		

* Meio ambiente: Descarga Atmosférica

Tabela 6.21- DEC por causa, verificado no PRE Jaru no ano de 1998

Cód.	Causas Descrição	JAN		FEV		MAR		ABR		MAIO		JUN		JUL		AGO		SET		OUT		NOV		DEZ		TOTAL	
		DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%	DEC	%
1	Orig. externa prog.	0,25	0,5	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,15	0,3	1,77	3,3	0,08	0,2	0,00	0,0	0,00	0,0	3,47	6,5	6,35	12,0	0,00	0,0	12,84	24,2
2	Orig. ext. não-prog.	2,38	4,5	0,88	1,7	0,52	1,0	0,00	0,0	0,35	0,7	1,22	2,3	0,52	1,0	2,25	4,2	2,52	4,7	1,23	2,3	3,82	7,2	1,33	2,5	17,02	32,0
	Subtotal	2,63	5,0	0,88	1,7	0,52	1,0	0,77	1,4	0,50	0,9	2,99	5,6	0,60	1,1	2,25	4,2	2,52	4,7	4,70	8,8	10,17	13,6	1,53	2,5	29,86	56,2
3	Programadas	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
3.1	Alteração/Adeq.	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
3.2	Manutenção	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
3.3	Não-classificada	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
4	Não-programada	2,68	5,0	0,00	0,0	3,83	7,2	1,88	3,5	0,67	1,3	0,00	0,0	1,42	2,7	2,10	4,0	1,00	1,9	3,88	7,3	3,77	7,1	2,03	3,8	23,26	43,8
4.1	Meio Ambiente*	2,43	4,6	0,00	0,0	3,83	7,2	1,88	3,5	0,67	1,3	0,00	0,0	1,42	2,7	2,10	4,0	1,00	1,9	3,88	7,3	3,77	7,1	2,03	3,8	23,01	43,3
4.2	Terceiros	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
4.3	Falha humana	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
4.4	Próprias do sist.	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
4.5	Falha de comp.	0,25	0,5	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,25	0,5
4.6	Outro órgão/Cia	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
4.7	Outros eventos	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
4.8	Desconhecidas	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
	TOTAL	5,31	10,0	0,88	1,7	4,35	8,2	2,65	5,0	1,17	2,2	2,99	5,6	2,02	3,8	4,35	8,2	3,52	6,6	8,58	16,2	13,94	20,7	3,36	6,3	53,12	100,0

* Meio ambiente: Descarga Atmosférica

Tabela 6.22- FEC por causa, verificado no PRE Jaru - Ano de 1996

Cód.	Causas Descrição	JAN		FEV		MAR		ABR		MAIO		JUN		JUL		AGO		SET		OUT		NOV		DEZ		TOTAL			
		FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%
1	Orig. externa prog.	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,7	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,7	3	2,2
2	Orig. ext. não-prog.	3	2,2	1	0,7	2	1,4	5	3,6	2	1,4	2	1,4	5	3,6	11	8,0	9	6,5	3	2,2	4	2,9	4	2,9	4	2,9	51	37,0
	Subtotal	3	2,2	1	0,7	2	1,4	5	3,6	2	1,4	3	2,2	5	3,6	11	8,0	10	7,2	3	2,2	4	2,9	5	3,6	54	39,1		
3	Programadas	7	5,1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	2	1,4	0	0,0	1	0,7	0	0,0	0	0,0	0	0,0	10	7,2
3.1	Alteração/Adeq.	6	4,3	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	6	4,3
3.2	Manutenção	1	0,7	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	2	1,4	0	0,0	1	0,7	0	0,0	0	0,0	0	0,0	4	2,9
3.3	Não-classificada	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
4	Não-programada	10	7,2	12	8,7	5	3,6	8	5,8	8	5,8	3	2,2	1	0,7	2	1,4	5	3,6	5	3,6	6	4,3	9	6,5	74	53,6		
4.1	Meio Ambiente*	5	3,6	9	6,5	4	2,9	7	5,1	7	5,1	3	2,2	0	0,0	1	0,7	4	2,9	4	2,9	6	4,3	9	6,5	59	42,8		
4.2	Terceiros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
4.3	Falha humana	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,7	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,7
4.4	Próprias do sist.	1	0,7	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,7
4.5	Falha de comp.	4	2,9	3	2,2	1	0,7	0	0,0	1	0,7	0	0,0	1	0,7	0	0,0	1	0,7	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	11	8,0
4.6	Outro órgão/Cia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
4.7	Outros eventos	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
4.8	Desconhecidas	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,7	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,7	0	0,0	0	0,0	0	0,0	2	1,4
	TOTAL	20	14,5	13	9,4	7	5,1	13	9,4	10	7,2	6	4,3	15	10,9	15	10,9	15	10,9	9	6,5	10	7,2	14	10	138	100,0		

* Meio ambiente: Descarga Atmosférica

Tabela 6.23- FEC por causa, verificado no PRE Jaru- Ano de 1997

Cod.	Causas Descrição	JAN		FEV		MAR		ABR		MAIO		JUN		JUL		AGO		SET		OUT		NOV		DEZ		TOTAL			
		FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%
1	Orig. externa prog.	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	1,0,7	1,0,7	1,0,7	1,0,7	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	2,1,3	2,1,3	1,0,7	1,0,7	1,0,7	1,0,7	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	6,4,0	4,0
2	Orig. ext. não-prog.	4,2,7	8,5,3	6,4,0	6,4,0	7,4,7	7,4,7	10,6,7	10,6,7	11,7,3	11,7,3	11,7,3	11,7,3	5,3,3	5,3,3	5,3,3	5,3,3	13,8,7	13,8,7	2,1,3	2,1,3	1,0,7	1,0,7	9,6,0	9,6,0	81,54,0	81,54,0	81,54,0	54,0
	Subtotal	4,2,7	8,5,3	6,4,0	6,4,0	7,4,7	7,4,7	11,7,3	11,7,3	12,8,0	12,8,0	12,8,0	12,8,0	5,3,3	5,3,3	5,3,3	5,3,3	15,10,0	15,10,0	3,2,0	3,2,0	2,1,3	2,1,3	9,6,0	9,6,0	87,58,0	87,58,0	87,58,0	58,0
3	Programadas	0,0,0	0,0,0	1,0,7	1,0,7	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	1,0,7	1,0,7	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	1,0,7	1,0,7	1,0,7	1,0,7	0,0,0	0,0,0	0,4,0	0,4,0	4,3,0	3,0
3.1	Alteração/Adeq.	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0
3.2	Manutenção	0,0,0	0,0,0	1,0,7	1,0,7	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	1,0,7	1,0,7	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	1,0,7	1,0,7	1,0,7	1,0,7	0,5,0,4	0,5,0,4	4,3,0	4,3,0	4,3,0	3,0
3.3	Não-classificada	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0
4	Não-programada	4,2,7	6,4,0	1,0,7	1,0,7	6,4,0	6,4,0	1,0,7	1,0,7	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	2,1,3	2,1,3	3,2,0	3,2,0	1,0,7	1,0,7	6,4,0	6,4,0	17,11,3	17,11,3	12,8,0	12,8,0	59,39,0	59,39,0	59,39,0	39,0
4.1	Meio Ambiente*	4,2,7	5,3,3	0,0,0	0,0,0	6,4,0	6,4,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	2,1,3	2,1,3	1,0,7	1,0,7	1,0,7	1,0,7	5,3,3	5,3,3	7,4,7	7,4,7	12,8,0	12,8,0	43,28,7	43,28,7	43,28,7	28,7
4.2	Terceiros	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0
4.3	Falha humana	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0
4.4	Próprias do sist.	0,0,0	0,0,0	1,0,7	1,0,7	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	1,0,7	1,0,7	1,0,7	0,7
4.5	Falha de comp.	0,0,0	1,0,7	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	1,0,7	1,0,7	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	1,0,7	1,0,7	0,0,0	0,0,0	1,0,7	1,0,7	8,5,3	8,5,3	12,8,0	12,8,0	12,8,0	8,0	
4.6	Outro órgão/Cia	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0
4.7	Outros eventos	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0
4.8	Desconhecidas	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	1,0,7	1,0,7	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	2,1,3	2,1,3	0,0,0	0,0,0	3,2,0	3,2,0	3,2,0
	TOTAL	8,5,3	14,9,3	8,5,3	13,8,7	12,8,0	13,8,7	12,8,0	12,8,0	12,8,0	12,8,0	12,8,0	12,8,0	8,5,3	8,5,3	8,5,3	8,5,3	16,10,7	16,10,7	10,6,7	10,6,7	20,13,4	20,13,4	21,14	21,14	150,100,0	150,100,0	150,100,0	100,0

* Meio ambiente: Descarga Atmosférica

Tabela 6.24- FEC por causa, verificado no PRE Jaru- Ano de 1998

Cód.	Causas Descrição	JAN		FEV		MAR		ABR		MAIO		JUN		JUL		AGO		SET		OUT		NOV		DEZ		TOTAL			
		FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%	FEC	%
1	Orig. externa prog.	1	0,9	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	1,0,9	1,0,9	1,0,9	1,0,9	2,1,9	2,1,9	1	0,9	0	0,0	0	0,0	2	1,9	2	1,9	0	0,0	0	0,0	10	9,4
2	Orig. ext. não-prog.	7	6,6	1,0,9	2,1,9	2,1,9	0,0,0	1,0,9	0,0,0	1,0,9	1,0,9	1,0,9	1,0,9	1	0,9	5	4,7	6	5,7	4	3,8	9	8,5	3	2,8	40	37,7		
	Subtotal	8	7,5	1,0,9	2,1,9	2,1,9	1,0,9	2,1,9	1,0,9	2,1,9	3,2,8	3,2,8	2	1,9	5	4,7	6	5,7	6	5,7	11	10,4	3	2,8	50	47,2			
3	Programadas	0	0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0		
3.1	Alteração/Adeq.	0	0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0		
3.2	Manutenção	0	0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0		
3.3	Não-classificada	0	0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0		
4	Não-programada	4	3,8	0,0,0	5,4,7	4,3,8	4,3,8	3,2,8	4,3,8	3,2,8	0,0,0	0,0,0	3	2,8	4	3,8	4	3,8	4	3,8	12	11,3	11	10,4	6	5,7	56	53	
4.1	Meio Ambiente*	3	2,8	0,0,0	5,4,7	4,3,8	4,3,8	3,2,8	4,3,8	3,2,8	0,0,0	0,0,0	3	2,8	4	3,8	4	3,8	4	3,8	12	11,3	11	10,4	6	5,7	55	51,9	
4.2	Terceiros	0	0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	
4.3	Falha humana	0	0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	
4.4	Próprias do sist.	0	0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	
4.5	Falha de comp.	1	0,9	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,9	
4.6	Outro órgão/Cia	0	0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	
4.7	Outros eventos	0	0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	
4.8	Desconhecidas	0	0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	
	TOTAL	12	11,3	1	0,9	7	6,6	5	4,7	5	4,7	3	2,8	5	4,7	9	8,5	10	9,4	18	17,0	22	20,8	9	8	106	100,0		

* Meio ambiente: Descarga Atmosférica

A Fig. 6.22 mostra que no ano de 1996 o maior tempo de indisponibilidade do PRE, representado pelo DEC, foi verificado no primeiro mês de operação da tecnologia. Os dados contidos na Tabela 6.19 permitem identificar as causas que mais contribuíram com o elevado tempo do PRE fora de operação. Verifica-se então, que em janeiro/96 a maior contribuição na composição do DEC é devido às alterações/adequações do projeto PRE, código 3.1, que foram as seguintes:

- Mudança nos tap's dos transformadores instalados na subestação abaixadora Jaru I – SEJA;
- Retirada de aterramento da linha lateral em Jaru;
- Solução de pendência na montagem do disjuntor de 34,5 kV (QMDJ3-02) instalado na subestação supridora Ariquemes II –SEQM;
- Alteração na linha de trip da chave de fluxo de ar (CF);
- Testes e colocação do disjuntor de 34,5 kV, em operação;
- Alteração no valor da resistência que compõe a impedância de balanceamento.

Em seguida à causa 3.1, vêm as interrupções advindas de falhas de componentes, código 4.5, que foram:

- Falha na válvula de pressão súbita do trafo de 5,6/7,0 MVA, instalado na subestação supridora Ariquemes II – SEQM;
- Falhas na chave HXO, instalada na subestação distribuidora Jaru I – SEJA;
- Rompimento na haste da chave de fluxo de ar do resistor que compõe a impedância de balanceamento.

As interrupções ocasionadas por falha de componentes foram expressivas durante os meses de fevereiro, março e maio de 96, estando associadas aos equipamentos já mencionados, acrescidos de problemas apresentados na chave de aterramento rápido – QMCA3-02, instalada na subestação Ariquemes II-SEQM. Esse comportamento, no início da operação do PRE, está compatível com a curva de falha mostrada na Fig. 5.7.

Em terceiro lugar, na contribuição do DEC de janeiro/96, estão as interrupções de origem externa programadas e não-programadas, estando inclusas duas saídas da LT 230kV. Em seguida, aparecem as interrupções provocadas por descargas atmosféricas.

Detendo-se ainda na análise do desempenho operacional do PRE em janeiro/96, verifica-se que a maior participação na composição do FEC é devido às alterações/adequações, seguida das interrupções por descarga atmosférica.

Observando as Figuras 6.22 e 6.23, constata-se elevado DEC e baixo FEC verificados em junho/96. De acordo com os dados apresentados nas Tabelas 6.19 e 6.22, só houve interrupções de origem externa (num total de três) e por descarga atmosférica (também provocando três interrupções). Constata-se então, que o comportamento inverso entre DEC e FEC, verificado em junho/96, reflete o menor tempo de restabelecimento do sistema associado às interrupções por descarga atmosféricas.

O expressivo número de interrupções (FEC), verificados em agosto e setembro/96, refletem a escassez de energia elétrica no Município de Jaru. Em agosto já tem início o racionamento, em função do crescimento da demanda e das condições operacionais dos grupos geradores da UTE Jaru²³.

O racionamento impõe a necessidade de constantes manobras de chaveamento na RD, de forma que, os crescimentos das interrupções verificadas em agosto e setembro/96, estão relacionados a essa contingência operacional. Em termos numéricos, a Tabela 6.22 mostra que das 15 interrupções verificadas em agosto, 11 estão relacionadas a origem externa não-programada, das quais 6 foram provocadas por manobras na RD. Caso similar aconteceu em setembro, como mostrado no Anexo II.

A evolução do quadro de racionamento com o conseqüente aumento no número de manobras de chave na RD, são os principais fatores que determinaram o número de interrupções em 1997; de forma que, entre os três anos, este é o ano com a maior quantidade de registros de interrupções. Como se pode constatar através das Tabelas 6.22, 6.23 e 6.24, em 97 aconteceram 150 interrupções contra 138 em 96 e 106 interrupções em 98. A Tabela 6.23 mostra que em junho/97 as 12 interrupções ocorridas são todas de origem externa, sendo 09 advindas de manobras na RD.

²³ Esse fato é verificado nos registros diário feito nos livros de operação da subestação SEJR, onde funcionou o Parque Térmico até final de 1997.

Em setembro/97 foram feitas as adequações no local da subestação distribuidora Jarú I – SEJA, visando receber energia do terciário do transformador da subestação 230/69/13,8 KV construída em Jarú pela ELETRONORTE. Em consequência disso a subestação da UTE foi desativada, e a subestação SEJA passou a conter, no mesmo espaço físico, as instalações do PRE Jarú e os alimentadores energizados através do terciário. Essa nova configuração está mostrada na Figura 6.24, a seguir.

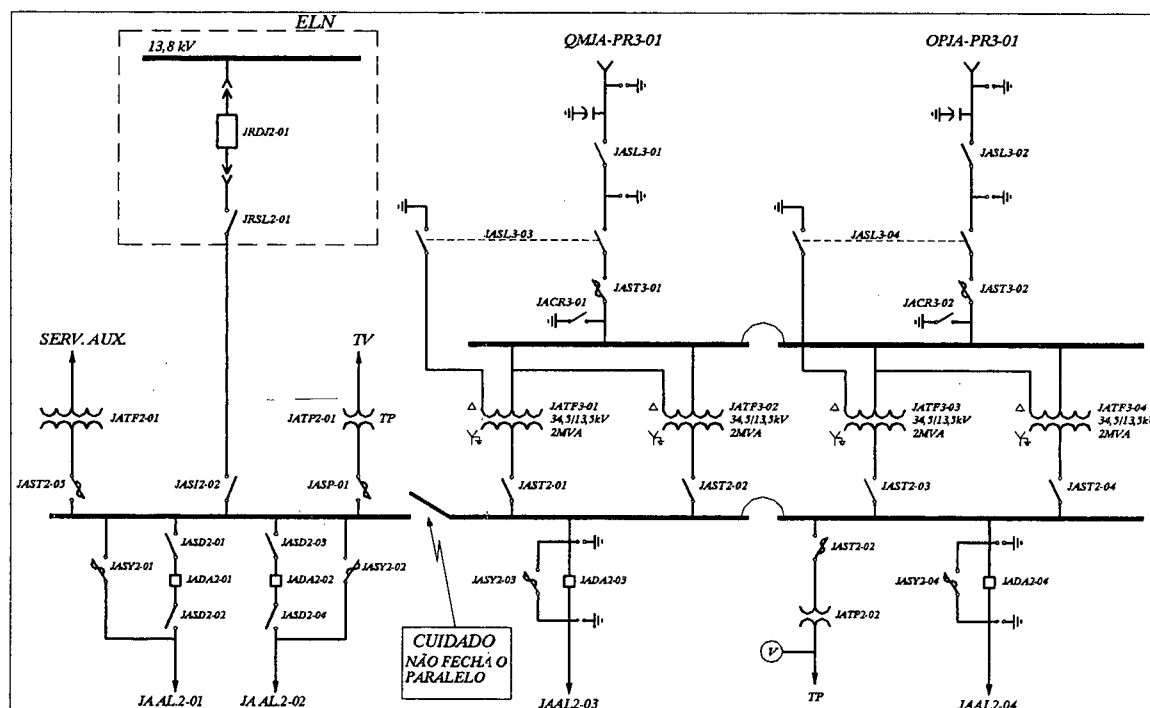


Figura 6.24- Diagrama unifilar simplificado da SE Jarú, após adequação

Fonte: CERON- PPO/PPOT, 1997.

A adequação da SE Jarú demandou interrupções com elevados tempos de indisponibilidade, refletido no DEC, mostrado no gráfico da Fig. 6.22.

Quanto à performance excelente do sistema a partir da análise dos resultados de DEC e FEC verificados em fevereiro/98, ela está basicamente relacionada ao atendimento pleno da demanda através do terciário da subestação da ELETRONORTE e a consequente redução das manobras de chaveamento na RD. Ainda sobre o desempenho operacional verificado em fevereiro, verifica-se que embora o índice pluviométrico da região tenha sido considerável (ver Tab. 6.16), não há registros de interrupções por descargas atmosféricas. Curiosamente, a

única interrupção registrada em fevereiro, é devido a saída da LT 230kV²⁴, ocorrida no dia 15, às 11:25H.

De maneira oposta ao ocorrido em fevereiro/98, verifica-se que em novembro do mesmo ano, os índices operativos DEC e FEC são os maiores já registrados durante os três anos de operação. No que se refere à frequência das interrupções verifica-se, através da Tabela 6.24, que foram elevadas as saídas de origem externa e por descarga atmosférica, participando cada um com 50% em relação ao total.

Com relação ao tempo de indisponibilidade, medido pelo DEC, verifica-se, através da Tabela 6.21, que cerca de 73% é devido a causas de origem externa programada e não-programada. Constata-se, então, que os índices elevados de DEC e FEC estão associados às saídas de origem externa e por descargas atmosféricas. Observando cada causa de interrupção isoladamente, constata-se que:

- Em 98 ocorre a maior frequência de saída do PRE Jaru, na classificação de origem externa programada, código 1.
- As interrupções de origem externa não-programada código 2, ocorreram com maior frequência em 97;
- As interrupções associadas a Alterações/Adequações, código 3.1, só ocorreram no primeiro mês de operação do PRE, ou seja, em janeiro/96.
- Em 98 não há nenhuma interrupção programada para manutenção, código 3.2;
- Não se verifica nenhuma ocorrência, código 3.3.
- As interrupções por descarga atmosférica, código 4.1, são elevadas nos três anos de observação, apresentando uma média de 52,33 interrupções/ano, com uma duração média de 20,53 horas/ano.
- Não há registro de nenhuma interrupção provocada por terceiro, código 4.2;
- Verifica-se a ocorrência de apenas uma interrupção associada a erro humano, código 4.3;

²⁴ De acordo com os registros contidos nas planilhas de DEK e FEK preparados pelo COR da ELETRONORTE, no âmbito da Regional de Produção e Comercialização de Rondônia, a saída da LT 230KV, identificada operacionalmente como SMAQ – LT6-01, teve como causa a atuação do relé 87 do trafo da subestação em Jaru, identificado operacionalmente como JR6-01.

- A interrupção não-programada, classificada como própria do sistema, código 4.4, ocorreu apenas duas vezes, sendo uma em 96 e outra em 97;
- Verifica-se que as interrupções associadas a falhas de componentes, código 4.5, foram mais frequentes nos dois primeiros anos de operação. Constata-se ainda que as falhas se concentraram no sistema de refrigeração do resistor que compõe a impedância de balanceamento.
- Não há registro de interrupções associadas às causas: outro órgão/companhia, código 4.6, e outros eventos, código 4.7;
- Apesar de todo esforço gasto na identificação das causas das interrupções, em 96 e 97 são verificados 5 ocorrências, código 4.8.

Dado a expressiva participação das interrupções de origem externa não-programada, código 2, na composição do tempo total de indisponibilidade, bem como na frequência das interrupções, estas são analisadas mais detalhadamente a partir dos dados apresentados na Tabela 6.25.

Tabela 6.25- Interrupções de origem externa não-programada

Código	ANO	DEC (horas)	(%)	FEC	(%)
2.1	1996	11,26	33,43	21	41,18
	1997	17,44	45,59	29	35,80
	1998	8,60	50,50	22	55,00
Subtotal 1		37,30	41,93	72	41,86
2.2	1996	9,31	27,64	17	33,33
	1997	13,95	36,47	43	53,09
	1998	0,60	3,52	3	7,50
Subtotal 2		23,86	26,82	63	36,63
2.3	1996	13,11	38,93	13	25,49
	1997	6,86	17,93	9	11,11
	1998	7,83	45,98	15	37,50
Subtotal 3		27,80	31,25	37	21,51
TOTAL 1	1996	33,68	37,86	51	29,65
TOTAL 2	1997	38,25	43,00	81	47,09
TOTAL 3	1998	17,03	19,14	40	23,26
TOTAL GERAL		88,96	100,00	172	100,00

Procurou-se mostrar na tabela a estratificação das interrupções de origem externa não-programada, cuja subdivisão é a seguinte:

- 2.1: Interrupções provocadas por curto-circuito na RD;
- 2.2: Interrupções provocadas por manobras na RD;
- 2.3: Saídas da LT 230kV.

Como mostrado na Tabela 6.25, 41,86% e 36,63% das interrupções de origem externa não-programada, têm como causa curtos-circuitos e manobras na RD, respectivamente. Estes percentuais refletem os problemas do sistema antes da entrada em operação da subestação convencional da ELETRONORTE em Jaru, especialmente com relação ao racionamento, um dos fatores determinantes nas manobras da RD.

Vale ressaltar, que a maioria das interrupções, mencionadas, poderiam ser evitadas, se tivesse havido maior coordenação entre os relés de proteção da subestação supridora – SEQM e distribuidora – SEJA.

A Tabela 6.25 mostra ainda, que é expressiva as interrupções provocadas pelas saídas da LT 230KV. Nota-se que esta ocorrência é a causa de mais de 30% do tempo de indisponibilidade do PRE Jaru, expresso pelo índice operativo DEC.

As análises feitas sobre o desempenho do PRE Jaru, medido através dos índices operativos DEC e FEC mostram que mais da metade das ocorrências que colocam a instalação fora de operação, estão associadas a causas de origem externa programada e não-programada. Assim, excluindo-se essas causas, tem-se apenas as interrupções inerentes ao PRE Jaru, como mostra a Tabela 6.26.

Tabela 6.26- Interrupções exclusivas do PRE Jarú no período de 96 a 98

Código	Classificação das Interrupções	DEC (horas)	(%)	FEC	(%)
3	Programada	11,97	12,34	14	6,90
3.1	Alteração/Adequação	4,50	4,18	6	2,96
3.2	Manutenção	7,47	6,94	8	3,94
3.3	Não-classificada	0,00	0,00	0	0,00
4	Não-programada	85,07	87,66	189	93,10
4.1	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	61,58	63,46	157	77,34
4.3	Falha humana	0,23	0,24	1	0,49
4.4	Próprias do sistema	0,65	0,67	2	0,99
4.5	Falha de componentes	20,52	21,15	24	11,82
4.8	Desconhecidas	2,09	2,15	5	31,25
Total		97,04	100,00	203	100,00
Média Anual:		32,35		67,67	

Tomando-se por base os dados da Tabela 6.26 e as considerações feitas no início deste item, no que se refere à relação dos índices DEC e FEC com a Eq. 5.35, verifica-se que a duração total das interrupções, atribuídos somente ao PRE Jarú, foi equivalente a 97,04 horas, o que conduz a um valor médio anual expresso por:

$$DEC = D = 32,35 \text{ [horas/ano]}$$

Da mesma forma, a frequência equivalente de interrupção por consumidor – FEC, foi equivalente a 203 interrupções, ou 67,67 interrupções/ano. Já o tempo médio de restabelecimento verificado durante os três anos de operação pode ser obtido relacionando-se os índices DEC e FEC, ou seja:

$$\tau = \frac{97,04}{203} \cong 0,48 \text{ [horas / interrupção] ou [horas / falta]}$$

O valor de τ , obtido anteriormente, corresponde a cerca de 28 minutos, e a taxa de falhas (λ), considerando a extensão da linha PRE Ariquemes II/Jarú I, igual a 92km, é a seguinte:

$$\lambda = \frac{67,67}{92} \cong 0,74 \text{ [Interrupções / km/ano].}$$

Em resumo, a prática operacional do PRE Jaru, conduz aos seguintes resultados:

$$\text{DEC} = D = 32,35 \text{ [hora/ano]}$$

$$\text{FEC} = 67,67 \text{ [interrupções/ano]}$$

$$\tau = 0,48 \text{ [horas/interrupção]} \text{ ou } 28 \text{ [minutos/interrupção]}$$

$$\lambda = 0,74 \text{ [interrupções / km / ano]}$$

Conhecido o tempo de indisponibilidade, bem como a frequência das interrupções qual o índice de confiabilidade por consumidor – C, proporcionado pelo PRE Jaru durante os três anos de operação?

Empregando-se a Eq. 5-32, tem-se que:

$$C = 1 - \frac{D}{T}$$

Onde:

$$D = \text{DEC} = 97,04 \text{ horas;}$$

$$T = 25.943,97 \text{ horas. Logo:}$$

$$C = 1 - \frac{97,04}{25.943,97} = 0,9963$$

O valor de T corresponde ao tempo em que efetivamente o PRE esteve em operação. Feito este esclarecimento, pergunta-se:

“Os valores resultantes do desempenho operacional atendem a Portaria 046 do DNAEE”?

Se o número de consumidores atendidos fosse inferior a 5.000, não se aplicariam as disposições da Portaria 046, por se tratar de sistema isolado. No entanto, como visto na Tabela 6.3, quando da entrada em operação do PRE Jaru, já eram atendidos 6.355 consumidores, tendo evoluído para 9.505 consumidores ao final de 1998 (CERON, 1998). De acordo com a Tabela 5.1 (ver Cap. 5), os limites máximos anuais de DEC e FEC são 50 horas e 60 interrupções respectivamente. Significa então, que o PRE Jaru atende a Portaria quanto

ao DEC e não atende no que diz respeito ao FEC. Esta constatação, embora não cause surpresa, pois já se esperava elevada saída do PRE em função das descargas atmosféricas, constitui um dos resultados mais objetivos deste trabalho, uma vez que tal dado somente é conhecido agora, após análise do seu desempenho operacional. Esta constatação também confirma ser a tecnologia PRE mais apropriada para atendimento a pequenas cargas, conforme sua concepção original. No entanto, o desempenho operacional apresentado pelo PRE Jaru, não teria sido melhor que aquela proporcionada pela Usina Térmica ou linhas de transmissão em média tensão? Este tipo de abordagem será feito no item seguinte.

6.7.6.3 Desempenho Operacional Comparativo

Os índices de desempenho operacional do PRE Jaru, são dispares quando comparados com os índices das tecnologias convencionais equivalentes? É a partir desta questão norteadora que se pretende desenvolver este item, cujo objetivo é comparar os índices de desempenho operacional do PRE Jaru com aqueles das tecnologias convencionais, tanto no aspecto geral, como em situações particulares onde se verifica semelhança com a linha PRE, como é o caso das linhas de média tensão – MT. Então, no aspecto geral, a Tabela 6.27 mostra o DEC e FEC das concessionárias de energia elétrica da Região Norte, referentes ao ano de 1998.

Tabela 6.27- Indicadores de continuidade: Região Norte - Ref. 1998

Concessionárias Região Norte	DEC (horas/ano)	FEC (vezes/ano)	Confiabilidade por Consumidor
BOA VISTA	19,14	14,22	0,9978
CEAM	158,23	186,23	0,9819
CELPA	106,19	64,66	0,9879
CELTINS	84,90	107,76	0,9903
CERON*	185,50	162,60	0,9788
ELETROACRE	103,83	117,29	0,9881
MANAUS	33,04	24,15	0,9962
ELETRONORTE SISTEMA RONDÔNIA**	70,00	25,00	0,9920

Fontes: ELETRICIDADE MODERNA, 1999.

*CERON, 1998c.

**ELETRONORTE, 1998.

Os dados apresentados na Tabela 6.27 refletem os índices de continuidade de sistemas elétricos constituídos, em grande parte, por redes de distribuição urbana, linhas rurais e linhas de 34,5 KV. Ao se comparar esses dados com os índices de continuidade totais apresentados pelo PRE Jarú (ver. Tab. 6.18), cujos valores anuais de DEC e FEC são aproximadamente iguais a 70 horas/ano e 131 interrupções/ano, respectivamente, constata-se que o desempenho do PRE não é dispare. Esta constatação também pode ser confirmada, tomando-se como referência o tempo médio de atendimento – TMA, como definido no Cap. 5. O TMA médio das empresas de energia elétrica da Região Norte, verificado em 1998, foi de 1,91 horas (Eletricidade Moderna, 1999), enquanto o tempo médio de restabelecimento verificado no PRE Jarú foi de 0,47 horas. Observa-se ainda, que a confiabilidade por consumidor (C) do PRE Jarú é superior ao da maioria das concessionárias da Região Norte.

Considerando-se o fato de que o PRE é energizado com a tensão de 34,5 kV, será feita, a seguir, a comparação de seu desempenho operacional com linhas convencionais em 34,5kV. Nesse sentido, foi levantado o desempenho operacional de duas linhas instaladas em regiões próximas a Ariquemes e Jarú.

Devido a falta de dados relativos aos anos de 96 a 98, utilizou-se os registros de ocorrências verificados em 1999, referentes às linhas Ji-Paraná/Presidente Médici e Ouro Preto D'oeste/Mirante da Serra. Essas linhas possuem as seguintes características técnicas:

A– LT Ji-Paraná / Presidente Médici – JI/PM

- Extensão: 35 km
- Torres: Postes de concreto duplo T, comprimento médio 11 metros.
- Condutor: Cabo de alumínio com alma de aço, código Penguin, bitola 4/0 ou 107 mm².

B– LT Ouro Preto / Mirante da Serra – OP/MS.

- Extensão: 62 km

- Os demais dados são similares ao da LT JI/PM.

A Tabela 6.28 apresenta os índices de continuidade, DEC e FEC das referidas linhas de 34,5 KV. Estes índices foram obtidos adotando-se o mesmo critério do PRE Jaru, ou seja, considerou-se que a saída da linha atinge o total de consumidores do sistema atendido pela mesma.

Tabela 6.28- DEC e FEC das linhas 34,5 KV JI/PM e OP/MS - Ref. 1999

Código	Classificação Das Interrupções	LT JI/PM		LT OP/MS	
		DEC (horas)	FEC	DEC (horas)	FEC
1	Origem externa programada	18,33	6	7,65	3
2	Origem externa não-programada	21,66	21	9,18	13
Subtotal das ocorrências de origem externa:		39,99	27	16,83	16
3	Programada	27,69	14	29,47	7
3.1	Alteração/Adequação	2,45	1	0,00	0
3.2	Manutenção	25,24	13	29,47	7
3.3	Não-classificada	0,00	0	0,00	0
			0		
4	Não-programada	12,12	12	12,31	24
4.1	Meio Ambiente: (Descarga Atmosférica)	0,22	2	2,21	4
4.2	Terceiros	4,87	2	0,00	0
4.3	Falha humana	0,00	0	0,00	0
4.4	Próprias do sistema	5,23	2	0,00	0
4.5	Falha de componentes	0,96	2	5,37	4
4.6	Outro órgão/ Companhia	0,00	0	0,00	0
4.7	Outros eventos	0,18	1	0,65	1
4.8	Desconhecidas	0,66	3	4,08	15
Subtotal: (3) + (4)		39,81	26	41,78	31
TOTAL:		79,80	53	58,61	47

Fonte dos dados: CERON-COS. Informação diária - ocorrências no sistema, 1999.

Ao se comparar os valores totais das Tabela 6.18 e 628, percebe-se que a maior distorção é verificada na frequência equivalente de interrupção por consumidor – FEC, onde o PRE Jaru apresenta um valor médio anual quase 2,5 vezes maior que o verificado na LT JI/PM. Entretanto, essa comparação não reproduz com fidelidade o desempenho operacional da instalação em análise, visto que, boa parte das interrupções é de origem externa.

Assim, visando comparar o desempenho operacional atribuído especificamente às instalações, serão tomadas como referência os dados da Tabela 6.28, sem as interrupções de origem externa, e os dados da Tabela 6.26, referentes as interrupções exclusivas do PRE Jaru. Neste sentido, é surpreendente verificar que o DEC das duas linhas 34,5 kV são superiores à média anual apresentada pelo PRE Jaru, havendo diferença expressiva no que tange ao FEC do PRE, cujo valor é bem superior ao apresentado pelas referidas linhas. No entanto, algumas considerações devem ser feitas, pois as saídas com tempo de duração igual ou menor que 3 minutos não são computadas no cálculo do DEC e FEC da alternativa convencional. Se isso fosse considerado, as interrupções da linha Ji-Paraná/Presidente Médici seriam acrescidas de mais 12 interrupções relacionadas apenas à linha e subestações associadas, ou seja, o número de interrupções passaria para 38, o que significa FEC = 38 interrupções. Da mesma forma, o número de interrupções da linha Ouro Preto D'Oeste/Mirante da Serra seria acrescido de mais 52 ocorrências o que implicaria em um índice FEC = 83.

As considerações feitas sugerem o desenvolvimento de estudos técnicos da tecnologia PRE visando a instalação de religadores automáticos, tendo em vista que a maioria das saídas do PRE são de natureza transitória associada a descargas atmosféricas.

Retornando ao caso prático em estudo, a diferença comparativa entre o desempenho operacional das tecnologias torna-se mais equilibrada quando se relaciona o DEC e FEC de cada linha com seu respectivo comprimento e respectivo tempo de observação em que a instalação esteve efetivamente em operação, obtendo-se a taxa de falha anual, o tempo médio de restabelecimento e o índice de confiabilidade por consumidor²⁵, como mostrado a seguir:

1- LT JI/PM

$$DEC = 39,81 \text{ [horas/ano];}$$

$$FEC = 26 \text{ [interrupções/ano]}$$

$$\tau_1 = \frac{DEC}{FEC} = \frac{39,81}{26} \cong 1,53 \text{ [horas/interrupção]}$$

²⁵ O tempo de observação considerado para cálculo do índice de confiabilidade por consumidor corresponde ao total de horas do ano de 1999, menos o tempo em que as linhas convencionais ficaram indisponíveis devido às interrupções de origem externa.

$$\lambda_1 = \frac{26}{35} = 0,7 \quad [\text{Interrupções / km / ano}]$$

$$C_1 = 1 - \frac{DEC}{T} = \frac{39,81}{8.720,01} = 0,9954$$

2- LT OP/MS

$$DEC = 41,78 \text{ [horas/ano];}$$

$$FEC = 31 \text{ [interrupções/ano];}$$

$$\tau_2 = \frac{DEC}{FEC} = \frac{41,78}{31} \cong 1,35 \text{ [interrupções/km/ano];}$$

$$\lambda_2 = \frac{31}{62} = 0,50 \text{ [interrupções/km/ano];}$$

$$C_2 = 1 - \frac{DEC}{T} = 1 - \frac{41,78}{8.743,17} = 0,9952$$

Verifica-se então que a taxa de falhas do PRE Jaru é ligeiramente inferior ao da LT II/PM e cerca de 46% maior que o apresentado pela LT OP/MS. Também surpreende a constatação de que os tempos de restabelecimentos das linhas de média tensão são bem superiores ao apresentado pelo PRE Jaru. Constata-se ainda que, em consequência do DEC de ambas as linhas serem maiores, seus índices de confiabilidade por consumidor são inferiores àqueles verificados pela tecnologia não convencional.

Enfim, a partir dos resultados apresentados, é possível concluir que o desempenho operacional do PRE Jaru, é até melhor que o desempenho de linhas convencionais em 34,5kV, exceto no que diz respeito ao índice operativo FEC, que nas condições atuais (sem religamento), é francamente desfavorável à nova tecnologia.

Outro aspecto a ser considerado é com relação à natureza, ou o agente causador da falha. Nesse sentido, o levantamento das interrupções por causa nas linhas 34,5kV leva às seguintes constatações:

1. As interrupções para trocas de isoladores quebrados, correspondem a 10,67% do DEC e a 7,7% do FEC da LT Ji-Paraná/Presidente Médice. Com relação a LT Ouro Preto D'Oeste/Mirante da Serra, essas interrupções respondem por 22,21% do DEC e a 16,31% do FEC;
2. No total das interrupções associadas ao meio ambiente (código 4.1), a causa pássaro responde por 3,14% do DEC e a 50% do FEC da LT Ji-Paraná/Presidente Médici. Já no caso da LT Ouro Preto D'Oeste/Mirante da Serra, 62,44% do DEC e 75% do FEC estão associadas a queimadas e ventanias, que provocam curtos-circuitos entre os cabos;
3. O abalroamento de postes responde por 82,13% do DEC e 50% do FEC total provocado por terceiros na LT Ji-Paraná/Presidente Médici.

Ao se comparar estes resultados com o resultado prático obtido no PRE Jaru, verifica-se a nítida vantagem da nova tecnologia em relação à convencional, beneficiada pela altura de instalação dos cabos pára-raios, robustez da cadeia de isoladores, manutenção mais acurada da limpeza da faixa de servidão e distância do corredor da LT 230 kV das vias de trânsito de veículos. Todos esses fatores favoráveis ao PRE, explicam porque nestes três primeiros anos de operação não foram verificadas nenhuma ocorrência vinculada a quebra de isoladores, problemas com queimadas, pássaros e abalroamento.

A localidade de Jaru poderia ter sido atendida por uma LT 69 kV a partir de Ouro Preto D'Oeste, conforme previsto inicialmente no Planejamento da CERON. Em função disso, pretende-se também comparar o desempenho do PRE Jaru com uma LT convencional em 69 kV. Para tanto será tomado como referência a linha de transmissão Ji-Paraná/Ouro Preto D'Oeste, cujos dados de desempenho operacional estão mostrados na Tabela 6.29.

Tabela 6.29- DEC e FEC da LT 69 KV JI/OP - Ref. 1999

Código	Classificação das Interrupções	LT JI / PM	
		DEC (horas)	FEC
1	Origem externa programada	28,76	16
2	Origem externa não-programada	34,20	34
Subtotal das ocorrências de origem externa:		62,96	50
3	Programada	1,10	2
3.1	Alteração/Adequação	0,26	0
3.2	Manutenção	0,84	2
3.3	Não-classificada	0,00	0
4	Não-programada	7,20	26
4.1	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	1,02	12
4.2	Terceiros	0,00	0
4.3	Falha humana	0,00	0
4.4	Próprias do sistema	0,84	4
4.5	Falha de componentes	0,00	0
4.6	Outro órgão/ Companhia	0,00	0
4.7	Outros eventos	0,00	0
4.8	Desconhecidas	5,34	10
Subtotal: (3) + (4)		8,30	28
TOTAL		71,26	78

Fonte dos dados: CERON-COS. Informação diária - ocorrências no sistema, 1999.

Considerando-se as interrupções de origem externa, a LT 69 KV, apresenta um valor do índice DEC maior que a média anual do PRE Jaru, porém o índice FEC é bem menor que a média anual de aproximadamente 131 interrupções apresentada pelo PRE.

Comparando-se apenas as interrupções de origem interna, ou seja, somente aquelas atribuídas à instalação, há uma nítida diferença a favor da LT 69 KV, cujo DEC = 8,30 horas/ano é bem inferior ao do PRE Jaru, equivalente a média de 32,35 horas/ano. Da mesma forma, a frequência das interrupções, FEC = 28, é bem menor que a média anual de 67,67 interrupções do PRE Jaru.

Por fim, a última comparação a ser feita, diz respeito à Usina Térmica, visto ser esta a forma como o abastecimento de energia elétrica à cidade de Jaru e demais localidades interligadas, era feita. Infelizmente não se tem dados da UTE de Jaru, razão pela qual serão utilizados os registros de DEC e FEC de uma UTE similar. Trata-se da UTE de Guajará

Mirim, cujos valores médios de DEC e FEC, verificados nos anos de 98 e 99, estão mostrados na Tabela 6.30.

Tabela 6.30- Indicadores de continuidade da UTE Guajará Mirim

ANO	DEC (horas)	FEC (número de interrupções)	Confiabilidade por Consumidor
1998	420,27	225,73	0,9520
1999	190,42	154,31	0,9783
Média Anual	305,345	190,02	0,9651

FONTE: CERON. *Relatório mensal, 1998, 1999.*

Como se pode constatar, o desempenho da UTE é bem inferior ao apresentado pelo PRE Jarú. Aliás, essa foi uma das razões motivadoras para a busca de outras alternativas para o atendimento a Jarú, dado a pouca confiabilidade proporcionada pelo sistema térmico, determinado pela dificuldade de obtenção de peças de reposição, unidades geradoras obsoletas e sobretudo, dificuldade financeira da concessionária para manter os programas de manutenção, de acordo com as recomendações dos fabricantes das máquinas.

A síntese do desempenho operacional comparativo pode ser visualizada através dos gráficos apresentados nas Figuras 6.25 e 6.26, a seguir.

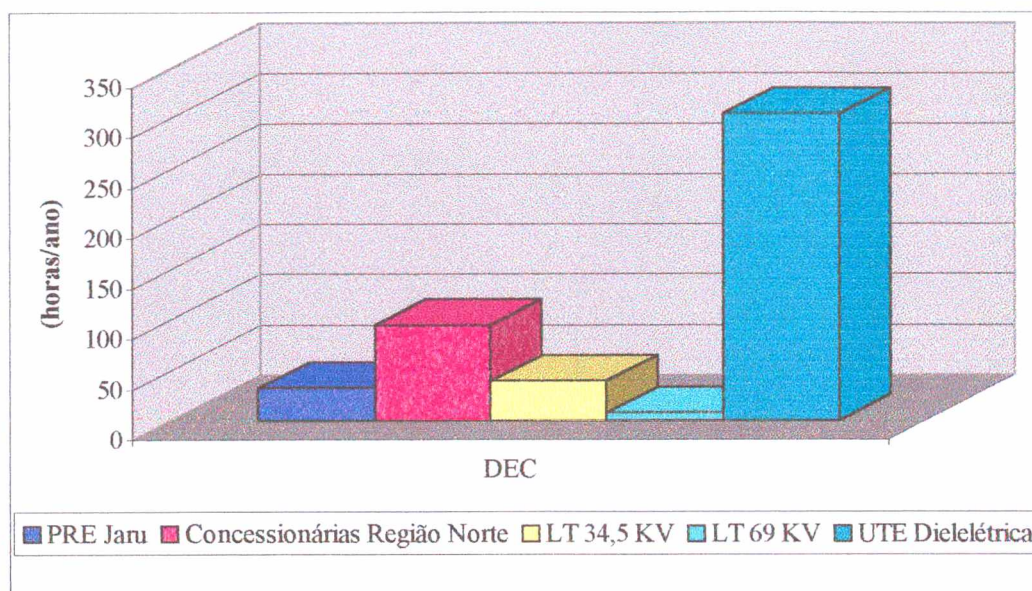


Figura 6.25- DEC do PRE Jaru e de outras instalações elétricas convencionais

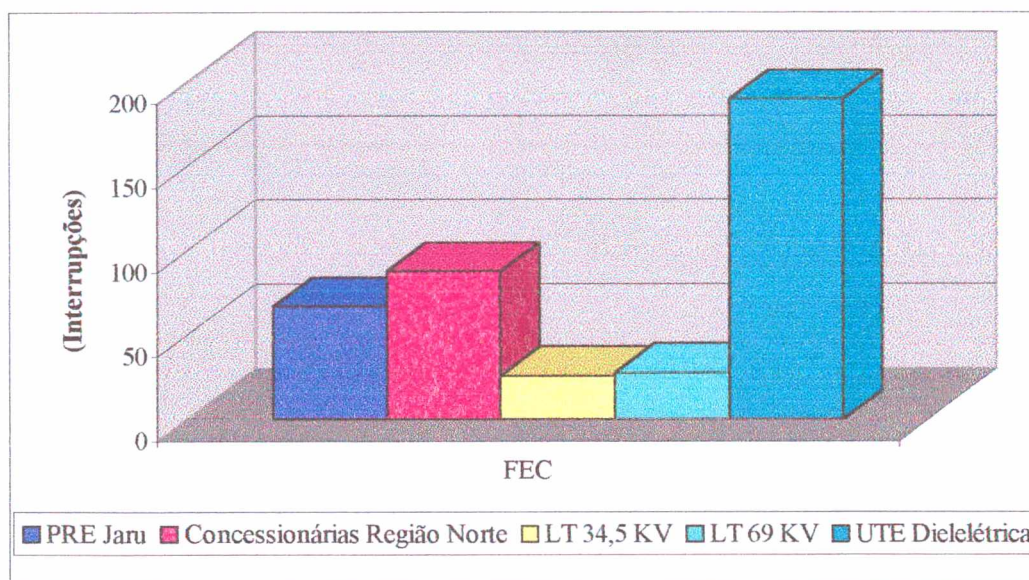


Figura 6.26- FEC do PRE Jaru e de outras instalações elétricas convencionais

Observando-se as duas figuras anteriores, o DEC do PRE somente é inferior ao apresentado pela LT 69kV, enquanto que o FEC reproduz as freqüentes saídas por descargas atmosféricas, sendo, portanto, superiores aos índices operativos apresentados pela LT 34,5kV e 69kV. Verifica-se ainda que os índices operativos apresentados pela UTE são díspares em relação aos demais.

6.8 Avaliação Econômica do PRE Jaru

O estudo feito neste item tem como objetivo gerar subsídios que permitam concluir sobre a viabilidade econômica da tecnologia PRE. Neste sentido será adotado o roteiro metodológico apresentado no Cap. 5, a começar pelo levantamento do valor do investimento.

6.8.1 Valor do Investimento

Os valores apresentados a seguir foram extraídos das planilhas consolidadas de medição dos serviços e fornecimentos realizados no escopo do Contrato PR-025/94-CERON/ABB. Nos referidos valores estão inclusos:

- Estudos e projetos;
- Levantamentos topográficos;
- Fornecimento de materiais/equipamentos;
- Mão-de-obra;
- Taxa de administração;
- Custos com transporte de materiais/equipamentos;
- Outros

O valor do investimento feito no PRE Jaru está detalhado da seguinte forma:

- Subestação Ariquemes II: R\$ 617.295,00 (está incluído neste valor a linha lateral para conexão com os cabos pára-raios da LT 230 KV);
- Subestação distribuidora Jaru I: R\$ 480.908,00 (está incluída neste valor a estação de derivação, composta pelos bancos capacitores de equalização e compensação, pára-raio tipo estação, chaves e respectivas estruturas);
- Linha lateral em Jaru: R\$ 79.568,00.

Quanto ao valor do investimento associado a linha PRE, no que se refere aos cabos pára-raios, infelizmente não se conseguiu apurar o valor exato, dado que está associado ao mesmo:

- a- Custo relativo à modificação na cabeça da torre da LT 230kV;

- b- Diferença de custo entre os cabos pára-raios de aço e os cabos de alumínio com alma de aço;
- c- Ferragens e isoladores dos cabos pára raios energizados;
- d- Diferença de custo da construção;
- e- Engenharia.

Os cabos pára-raios de alumínio, código Hawk, foram adquiridos pela CERON, sendo que o trecho Ariquemes/Jaru custou R\$330.714,00 equivalente a R\$3.675,00/km.

Considerando que no valor mencionado não está descontado a diferença de custo referente a substituição do cabo de aço pelo cabo de alumínio; Considerando que o custo de maior impacto na adequação da linha é o referente ao cabo de alumínio com alma de aço; Adotou-se, neste trabalho, o custo da linha PRE em R\$ 4.000,00/Km, tendo por base o mês de julho/94. Deste modo o valor do investimento relativo a linha PRE é equivalente a $90 \text{ Km} \times \text{R\$ } 4.000,00/\text{km} = \text{R\$ } 360.000,00$.

Pelo exposto, o valor total do investimento corresponde a R\$ 1.537.771,00, sendo todos os custos referenciados a julho/94.

6.8.2 Custos de Operação

O levantamento do custo da operação do PRE Jaru no período de 96 a 98, foi desenvolvido, considerando-se a seguinte estrutura:

- Equipe de operação de Jaru;
- Equipe de operação da subestação Ariquemes;
- Equipe de operação do COS, em Porto Velho;
- Coordenação da operação do PRE Jaru.

O custo de cada equipe envolvida com a operação do PRE é apresentado a seguir.

6.8.2.1 Equipe de Operação de Jarú

A equipe de operação de Jarú é a mesma que compõe o Centro de Operação da Distribuição – COD, estruturado da seguinte forma:

- Equipe de operadores composta por 5 pessoas, trabalhando uma por vez, em cada turma de 6 horas;
- Equipe de plantão composta por duas pessoas, sendo um eletricitista motorista e um eletricitista de rede. Ao todo são 4 equipes, atuando uma no turno das 06:00H às 12:00H, outra das 12:00H às 18:00H e duas no turno das 18:00H às 24:00H, visto que o COD não funciona no turno das 0:00H às 6:00H .
- Supervisão do COD: exercida por um técnico, em regime de trabalho comercial.

Os operadores do COD executam as atividades referentes ao atendimento e aquelas pertinentes à central de operação, como descrito no Capítulo 5, (ver item 5.3.2.1.). Esses operadores são empregados da CERON.

O plantão, constituído por um motorista eletricitista e um eletricitista em cada turno de 6 horas, é composto por empregados da CERON. Quanto ao veículo utilizado por essa equipe, este foi alugado, fazendo parte do escopo do contrato CERON/DD-076/95.

O supervisor do COD é também um empregado da CERON e além da supervisão do COD, acumula as funções de supervisor da manutenção.

O rateio proporcional do custo da operação atribuído ao PRE foi estruturado a partir do tempo total de interrupção somente da tecnologia verificado nos três anos de operação e representado pelo índice operativo DEC, equivalente a 95,71 horas.

Dado a necessidade de expressar os levantamentos de custos em relação a uma moeda mais estável, adotou-se como referência o dólar americano. No processo de conversão foi considerada a cotação média anual, obtida através da cotação média de cada mês, calculada

pela Fundação Getúlio Vargas –FGV a partir dos valores divulgados pelo Banco Central – BACEN. Nas situações em que os dados foram expressos mensalmente, a conversão foi feita utilizando-se a taxa de câmbio média do respectivo mês.

Além das observações feitas anteriormente, os custos relacionados ao PRE foram levantados adotando-se os seguintes critérios:

a – Equipe de operadores do COD

Considerando-se que essa equipe continua envolvida com a interrupção mesmo após o restabelecimento do sistema, tendo em vista a necessidade de comunicação e registro das ocorrências e considerando-se ainda os registros de leituras de tensão, corrente e potência, feito hora a hora pela equipe, foi adotado um tempo de ocupação com o PRE igual ao dobro do tempo total de indisponibilidade, ou seja, o dobro do DEC, equivalente a $2 \times 95,71 = 191,42$ horas.

De acordo com a Gerência de Recursos Humanos. GAH, da CERON, o montante de salário pagos no ano de 1998 aos operadores do COD foi de R\$ 97.162,28, estando incluso neste valor os seguintes encargos:

INSS Empresa :	20,00 %
FGTS :	8,00 %
Salário Educação:	2,5 %
Seguro Contra Acidente do Trabalho:	3,00 %
SENAI :	1,2, %
INCRA :	0,20 %
SEBRAE :	0,60 %
SESI :	1,5 %

Utilizando-se o valor médio mensal do salário pago a cada operador e o número de horas mês de referência para o plantonista equivalente a 180 horas, obtém-se o custo horário

da equipe (ch), equivalente a R\$ 44,98. Multiplicando-se este valor pelo tempo dedicado ao PRE, chega-se ao custo de R\$ 8.610,00 correspondente aos três anos de operação do PRE. Como não houve alteração salarial neste período, os valores foram convertidos para dólares dividindo-se o montante anual (R\$ 8.610,00/3) pelo valor médio de cotação da moeda americana em cada ano de interesse, ou seja:

- 1996: R\$ 2.870,00/1,005 = US\$ 2.855,72;
- 1997: R\$ 2.870,00/1,078 = US\$ 2.266,34;
- 1998: R\$ 2.870,00/1,6191 = US\$ 1.772,59.

b – Equipes do plantão

Quando ocorre uma interrupção no PRE Jarú, o operador do COD, do respectivo turno, se desloca com o motorista eletricitista, até a subestação distribuidora SEJA, enquanto o eletricitista de rede passa a exercer a função de atendente. Deste modo, a participação da equipe de plantão continua mesmo após o restabelecimento do sistema, em função do deslocamento de retorno da SEJA para o COD. Pelas razões expostas estimou-se a participação da equipe do plantão em 1,25 x DEC, ou seja, 1,25 x 95,71 = 119,64 horas. Segundo o Eng^o Luiz Carlos,²⁶ o custo horário de uma equipe do plantão, na época considerada neste estudo, era de R\$ 40,00. Isto conduz ao custo equivalente de R\$ 4.785,60 ou R\$ 1.595,20/ano, que convertido para dólares resulta:

- 1996: R\$ 1.595,20/1,005 = US\$ 1.587,26
- 1997: R\$ 1.595,20/1,078 = US\$ 1.479,78
- 1998: R\$ 1.595,20/1,6191 = US\$ 985,24

c – Supervisão do COD

Adotou-se para o supervisor tempo de disponibilidade igual à metade do tempo total de interrupção verificado no PRE, ou seja, 47,85 horas. Considerando o salário bruto referente a 1998, informado pela GAH, o valor do Homem-hora de supervisão, com base na carga horária mensal de 220 horas, é equivalente a R\$ 12,53, o que conduz ao custo total relacionado à

²⁶ O Eng^o Luiz Carlos Coelho trabalha na CERON e é o gerente da Unidade de Negócios de Ji-Paraná a qual faz parte a cidade de Jarú e demais localidades próximas.

operação do PRE igual a R\$ 599,56 ou R\$ 199,85/ano, cuja conversão anual para dólares é a seguinte:

- 1996: R\$ 199,85/1,005 = US\$ 198,85;
- 1997: R\$ 199,85/1,078 = US\$ 185,39;
- 1998: R\$ 199,85/1,6191 = US\$ 123,43.

d – Custo relacionado ao veículo

O veículo utilizado no plantão foi alugado ao custo de R\$ 19,71 hora. O tempo de utilização, em função do PRE, é o mesmo da equipe, ou seja, 119,64 horas. Assim, o rateio do custo de utilização do veículo na composição do custo operacional do PRE é equivalente a R\$ 2.358,10 ou R\$ 786,03/ano, cuja conversão para dólares conduz aos seguintes valores anuais:

- 1996: R\$ 786,03/1,005 = US\$ 782,12;
- 1997: R\$ 786,03/1,078 = US\$ 729,15;
- 1998: R\$ 786,03/1,6191 = US\$ 485,47.

6.8.2.2 Equipe de Operação de Ariquemes

A operação da subestação supridora Ariquemes II, ou SEQM, é feita pelos operadores da subestação 230 kV da ELETRONORTE. A equipe é composta por 3 pessoas e o critério de disponibilidade para operação do PRE é o mesmo adotado para os operadores do COD de Jaru.

De acordo com as informações da ELETRONORTE, contidas na carta CE-CRD nº 197/2000, da Regional de Produção e Comercialização de Rondônia, durante o ano de 1998 foram gastos R\$60.297,79 no pagamento dos salários dos operadores da subestação Ariquemes. Adotando-se a carga horária mensal de 180 horas, obtém-se o custo horário equivalente a R\$27,91 que conduz ao custo total de operação do PRE igual a R\$5.342,53 ou

R\$1.780,84/ano, cujos valores em dólares são:

- 1996: R\$ 1.780,84/1,005 = US\$ 1.771,98;
- 1997: R\$ 1.780,84/1,078 = US\$ 1.661,98;
- 1998: R\$ 1.780,84/1,6191 = US\$ 1.099,89.

6.8.2.3 Equipe de Operação do COS, em Porto Velho

A equipe do Centro de Operação de Sistemas – COS, é composta por três operadores e um supervisor, cujo rateio de disponibilidade e custo associado à operação do PRE Jaru, é a seguinte:

1 – Operadores do COS

A disponibilidade dos operadores com o PRE foi considerada como a metade do tempo total de interrupção, ou seja, 47,85 horas. De acordo com os dados fornecidos pela GAH, em 1998 foram pagos, de salário, a essa equipe, o valor bruto de R\$45.743,63. Considerando-se a carga horária de 180 horas/mês, obtém-se o custo horário equivalente a R\$21,17, que conduz ao custo total relacionado com a operação do PRE igual a R\$1.012,98 ou R\$337,66/ano, que convertidos para dólares conduz aos seguintes resultados:

- 1996: R\$ 337,66/1,005 = US\$ 335,98;
- 1997: R\$ 337,66/1,078 = US\$ 313,23;
- 1998: R\$ 337,66/1,6191 = US\$ 208,55.

2- Supervisão do COS

O tempo de disponibilidade do supervisor do COS para o PRE foi considerado como sendo igual a um quarto do tempo total de interrupção, ou seja, 23,93 horas. Com base no salário bruto, informado pela GAH, e considerando a carga horária mensal de 220 horas, foi apurado o custo horário de supervisão igual a R\$14,21, o que conduz ao custo total relacionado à operação do PRE igual a R\$340,04 ou R\$113,35/ano, equivalente aos seguintes valores em dólares:

- 1996: R\$ 113,35/1,005 = US\$ 112,79;
- 1997: R\$ 113,35/1,078 = US\$ 105,15;
- 1998: R\$ 113,35/1,6191 = US\$ 70,00.

6.8.2.4 Coordenação da Operação do PRE Jaru.

No período considerado, a operação do PRE esteve sob a Coordenação da seção de operação de sistemas elétricos, PPOT, sob a responsabilidade de um Engenheiro eletricista. De acordo com a GAH, o salário bruto do coordenador em 1998 foi de R\$58.985,67 ou R\$4.915,47/mês. Considerando a carga horária mensal de 220 horas, o custo horário de coordenação se resume a R\$22,34.

O tempo de disponibilidade do coordenador foi considerado igual à metade do tempo total de interrupção, ou seja, 47,85 horas. Assim o custo total relacionado à coordenação foi de R\$1.068,97 ou R\$356,32/ano, que em dólares perfaz:

- 1996: R\$ 356,32/1,005 = US\$ 354,55;
- 1997: R\$ 356,32/1,078 = US\$ 330,54;
- 1998: R\$ 356,32/1,6191 = US\$ 220,07.

6.8.2.5 Resumo dos Custos de Operação do PRE Jaru

Os resultados do levantamento de custos da operação do PRE Jaru estão resumidos na Tabela 6.31. Observa-se que o custo total de operação durante os três anos foi equivalente a R\$ 24.117,96 ou US\$ 20.422,25. Este resultado será menor que aquele apresentado pela tecnologia convencional equivalente?

Tabela 6.31- Custo de operação do PRE Jaru

Descrição	Ch (horas)	DFC 3 anos (horas)	Disponib. 3 anos (horas)	Custo Anual					
				(R\$)			(US\$)		
				1996	1997	1998	1996	1997	1998
1- Oper. COD Jaru	44,98	95,71	191,42	2.870,02	2.870,02	2.870,02	2.855,75	2.662,36	1.772,60
2- Equipe do Plantão	40,00	95,71	119,64	1.595,17	1.595,17	1.595,17	1.587,23	1.479,75	985,22
3- Veículo do Plantão	19,71	95,71	119,64	786,02	786,02	786,02	782,11	729,15	485,47
4- Superv. do COD	12,53	95,71	47,86	199,87	199,87	199,87	198,88	185,41	123,45
5- Oper. de Ariquemes	27,91	95,71	191,42	1.780,84	1.780,84	1.780,84	1.771,98	1.651,99	1.099,90
6- Oper. do COS	21,17	95,71	47,86	337,70	337,70	337,70	336,02	313,26	208,57
7- Superv. do COS	14,21	95,71	23,93	113,34	113,34	113,34	112,77	105,14	70,00
8- Coord. da Oper.	22,34	95,71	47,86	356,36	356,36	356,36	354,59	330,58	220,10
T O T A L:.....				8.039,32	8.039,32	8.039,32	7.999,32	7.457,63	4.965,30

NOTAS: Ch= Custo horário; Disponib.= Disponibilidade; Coord.= Coordenação;
Oper. = Operação; Superv. = Supervisão

6.8.3 Custo de Manutenção

A manutenção do PRE Jaru foi estruturada através de equipes em Ariquemes e Jaru, além de uma equipe de supervisão atuando a partir da divisão de manutenção de sistemas elétricos – PPS, da CERON.

Semelhante aos procedimentos adotados para a operação, procurou-se levantar o custo de manutenção através de rateio, tendo como referência o levantamento das interrupções, conforme exposto nas planilhas do Anexo II, sendo selecionadas aquelas ocorrências que demandaram a intervenção das equipes de manutenção, ou seja, as classificadas como:

- 3.1. Interrupção programada para Alteração/Adequação;
- 3.2. Interrupção para manutenção programada;
- 4.5. Interrupção não programada, associada a falhas de componentes.

Durante os três anos de operação do PRE, considerados neste trabalho, foram registradas 37 interrupções que necessitaram de intervenção da manutenção, sendo 26 intervenções feitas pela equipe de Ariquemes, com duração total de 34,32 horas, e 11 intervenções feitas pela equipe de Jaru, com duração total de 54,48 horas.

Para não descaracterizar a unidade de valor associado ao índice operativo DEC, que informa a duração (em horas) equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado, as planilhas do Anexo II levam em consideração apenas o tempo em que efetivamente o conjunto de consumidores atendidos pelo PRE ficou sem energia elétrica. Esta lógica não se aplica para a manutenção, razão pela qual, é considerado o tempo total em que o PRE esteve fora de operação. A título de exemplo, a interrupção ocorrida no dia 10/07/96, devido à falha em uma das conexões do banco de capacitores de equalização e compensação, demandou um tempo total de 12,55 horas, incluindo-se o tempo de localização e reparo do defeito, enquanto os consumidores ficaram sem energia apenas por 1:00H, dado à alternativa de atendimento através da UTE.

Outro exemplo típico diz respeito à interrupção do dia 06/10/97, cuja causa foi avaria no disjuntor de 13,8 kV da SEJA. O PRE ficou fora de operação 15,16 horas enquanto os consumidores ficaram sem energia por apenas 15 minutos, sendo atendidos através do terciário da subestação 230/69/13,8 kV da ELETRONORTE em Jarú. Ainda de acordo com os registros das interrupções mostradas nas planilhas do Anexo V, verifica-se que não houve nenhuma falha ocorrida no trecho aéreo do PRE, ou seja, nos 90 km de linha PRE, não foram verificadas nenhuma falha que justificasse a intervenção da manutenção. Devido a este fato, o rateio de custo associado à intervenção da equipe de linha viva, da Eletronorte, não foi necessário. O custo de cada equipe envolvida com a manutenção do PRE é apresentado a seguir.

6.8.3.1 Equipe de Manutenção de Ariquemes

I – Custo relacionado à equipe técnica.

A equipe técnica de manutenção de Ariquemes, durante o período estudado, foi composta por dois eletrotécnicos, empregados da CERON. De acordo com dados colhidos na Gerência de Recursos Humanos – GAH, da CERON, em 1998 o salário bruto pago a essa equipe foi de R\$ 74.425,06, ou R\$ 6.202,08/mês. Considerando a carga horária de 220 horas/mês, o custo horário da equipe é igual a R\$ 28,19.

Para rateio do custo da manutenção associado ao PRE, foi considerado o tempo de indisponibilidade da instalação multiplicado por três, em função do tempo de preparação, deslocamento e elaboração de relatório. Isso significa a adoção de tempo igual 102,96 horas (3 x 34,32). Assim, o custo da equipe técnica, em atividades de manutenção associada ao PRE foi de R\$ 2.902,44 ou R\$ 967,48/ano, que convertido em dólares resulta:

- 1996: R\$ 967,48/1,005 = US\$ 962,67;
- 1997: R\$ 967,48/1,078 = US\$ 897,48;
- 1998: R\$ 967,48/1,6191 = US\$ 597,54.

II – Custo relacionado à utilização do veículo

A equipe técnica, sediada na subestação 69 kV da CERON, distante 3 km da SEQM, utilizou um veículo pick-up alugado ao preço de R\$ 19,71 horas. O tempo de utilização do veículo foi considerado como o dobro do tempo de indisponibilidade do PRE e que demandou intervenção da manutenção, ou seja, 68,44 horas (2 x 34,22 horas). Este resultado conduz ao valor de R\$ 1.348,95 ou R\$ 449,65/ano. Convertendo para a moeda americana tem-se:

- 1996: R\$ 449,65/1,005 = US\$ 447,41;
- 1997: R\$ 449,65/1,078 = US\$ 417,11;
- 1998: R\$ 449,65/1,6191 = US\$ 277,72.

6.8.3.2 Equipe de Manutenção de Jarú.

A– Custo relacionado à equipe técnica.

A equipe técnica de manutenção de Jarú, durante o período estudado, foi composta por um eletrotécnico e dois eletricitas II, cujo salário bruto pago em 1998, segundo a GAH, foi de R\$ 73.866,65 ou R\$ 6.155,55/mês. Considerando a mesma carga horária da equipe de Ariquemes, chega-se ao custo horário de R\$ 27,98.

O critério para rateio do custo é igual àquele adotado para a equipe de Ariquemes, sendo portanto, equivalente a 163,44 horas (54,48 x 3). Assim, o custo considerado para a equipe técnica de Jaru em atividades relacionadas à manutenção do PRE, é igual a R\$ 4.573,05 ou R\$ 1.524,35/ano, equivalentes em dólares a:

1996: R\$ 1.524,35/1,005 = US\$ 1.516,77;

1997: R\$ 1.524,35/1,078 = US\$ 1.414,05;

1998: R\$ 1.524,35/1,6191 = US\$ 941,48.

B – Custo relacionado ao veículo

Os critérios de disponibilidade do veículo, bem como o custo horário, são os mesmos daqueles adotados para a equipe de Ariquemes. Assim, considerando-se o tempo de disponibilidade igual a 108,96 horas (2 x 54,48 horas) e custo de aluguel de veículo igual a R\$ 19,71/hora, chega-se ao valor de R\$ 2.147,60 ou R\$ 715,87/ano. Convertendo-se este valor para dólares tem-se:

➤ 1996: R\$ 715,87/1,005 = US\$ 712,31;

➤ 1997: R\$ 715,87/1,078 = US\$ 664,07;

➤ 1998: R\$ 715,87/1,6191 = US\$ 442,14.

6.8.3.3 Equipe de Supervisão

A supervisão da manutenção do PRE foi efetuada por uma equipe composta por um engenheiro eletricista e um tecnólogo, ambos empregados da CERON e lotados na divisão de manutenção de sistemas elétricos – PPS, em Porto Velho. De acordo com a GAH, em 98, o salário bruto da equipe foi equivalente a R\$ 117.971,34, ou R\$ 9.830,94/mês. Considerando a carga horária de 220 horas/mês, o custo horário da equipe é igual a R\$ 44,68.

Adotou-se, como critério de rateio, o dobro do tempo da interrupção, ou seja, 177,60 horas, que conduz ao custo total de R\$ 7.935,17 ou R\$ 2.645,06/ano. Em dólares, tem-se:

- 1996: R\$ 2.645,06/1,005 = US\$ 2.631,90;
- 1997: R\$ 2.645,06/1,078 = US\$ 2.453,67;
- 1998: R\$ 2.645,06/1,6191 = US\$ 1.633,66.

6.8.3.4 Resumo dos Custos de Manutenção do PRE Jaru.

Os resultados obtidos nos itens anteriores estão agrupados na Tabela 6.32, apresentada a seguir:

Tabela 6.32- Custo de manutenção do PRE Jaru

Descrição	Ch (horas)	Disp. 3anos (horas)	Custo Anual					
			(R\$)			(US\$)		
			1996	1997	1998	1996	1997	1998
1- Equipe manut. Ariquemes	28,19	102,96	967,48	967,48	967,48	962,67	897,48	597,54
2- Custo com veículo	19,71	68,44	449,65	449,65	449,65	447,41	417,12	277,72
3- Equipe manut. Jaru	27,98	163,44	1.524,35	1.524,35	1.524,35	1.516,77	1.414,05	941,48
4- Custo com veículo	19,71	108,96	715,87	715,87	715,87	712,31	664,07	442,14
5- Equipe de supervisão	44,68	177,60	2.645,06	2.645,06	2.645,06	2.631,90	2.453,67	1.633,66
TOTAL:			6.302,41	6.302,41	6.302,41	6.271,05	5.846,39	3.892,54

NOTAS: Ch = Custo horário; Disp. = Disponibilidade; Manut. = Manutenção

Cabe salientar que não foi computado em nenhuma das manutenções custos relacionados a aquisição de peças, razão pela qual esta parcela de custo não é relacionada na Tabela 6.32.

6.8.4 Levantamento do Custo das Perdas Técnicas

Este levantamento envolve primeiramente a determinação das perdas técnicas e posteriormente a mensuração econômica (ver cap. 5), sendo esta a seqüência adotada a seguir:

6.8.4.1 Levantamento das Perdas Técnicas

Este levantamento foi feito considerando-se as perdas nos transformadores das subestações SEQM, SEJA e as perdas na linha Ariquemes II/JARU I, da seguinte forma:

□ Perdas no transformador da SEQM.

As principais características elétricas no transformador instalado na subestação supridora de Ariquemes – SEQM, são:

- Transformador trifásico, uso externo, equipado com LTC;
- Fabricante: ABB;
- Ano de fabricação: 12/84;
- Frequência: 60 Hz
- Tensões: Alta tensão - AT: 34.500/19.900 V, com taps de 31.050 V a 34.600 V

Baixa Tensão - BT: 13.800 V

- Nível básico de isolamento – NBI: Enrolamento de AT: 265 kV.

Enrolamento de BT: 125 kV.

- Potência: 5.600/7.000 KVA (5,6/7,0 MVA);
- Conexões dos enrolamentos: Alta tensão: ligado em estrela com neutro acessível

Baixa tensão: ligado em delta.

- Líquido isolante: óleo mineral.

Infelizmente o relatório de ensaio deste equipamento não foi encontrado. Por este motivo, serão considerados os dados de um transformador de 6,25 MVA, 34,5/13,8 kV, conforme tabela de dados médios nominais de perdas em transformadores de força, contida em Cipoli (1993:71). Os dados da referida tabela são:

- Perdas no ferro: 6.500 W
- Perdas no cobre: 30.000 W

Os cálculos para avaliação das perdas foram feitos empregando-se as Equações 5.68, 5.69; 5.75 e 5.85 (ver Cap. 5), cujos resultados está mostrados na Tabela 6.33.

Tabela 6.33- Perdas técnicas na SEQM

MES	ANO	E (MWh)	T (horas)	Wmáx E/T (MW)	Sc (MVA)	S _n (MVA)	fc Sc/S _n	fc _r	PW (W)	E _{pt} (MWh)
JAN.	1996	2.305,000	685,04	3,365	3,469	5,60	0,619	0,384	18.010,96	12,34
	1997	2.590,000	741,30	3,494	3,602	5,60	0,643	0,414	18.911,19	14,02
	1998	920,000	733,13	1,255	1,294	5,60	0,231	0,053	8.101,09	5,94
FEV.	1996	2.436,000	688,30	3,539	3,649	5,60	0,652	0,425	19.235,05	13,24
	1997	2.425,000	691,63	3,506	3,615	5,60	0,645	0,417	18.999,07	13,14
	1998	1.200,000	671,12	1,788	1,843	5,60	0,329	0,108	9.750,60	6,54
MAR.	1996	2.594,000	733,78	3,535	3,644	5,60	0,651	0,424	19.206,03	14,09
	1997	2.739,000	739,43	3,704	3,819	5,60	0,682	0,465	20.450,56	15,12
	1998	1.452,000	739,65	1,963	2,024	5,60	0,361	0,131	10.418,16	7,71
ABR.	1996	2.596,000	714,54	3,633	3,745	5,60	0,669	0,447	19.920,17	14,23
	1997	2.668,000	715,55	3,729	3,844	5,60	0,686	0,471	20.634,92	14,77
	1998	1.477,000	717,35	2,059	2,123	5,60	0,379	0,144	10.810,23	7,75
MAIO	1996	2.677,000	738,55	3,625	3,737	5,60	0,667	0,445	19.857,91	14,67
	1997	2.768,000	734,85	3,767	3,883	5,60	0,693	0,481	20.925,69	15,38
	1998	1.411,000	742,83	1,899	1,958	5,60	0,350	0,122	10.168,40	7,55
JUN.	1996	2.548,000	712,38	3,577	3,687	5,60	0,658	0,434	19.507,00	13,90
	1997	2.639,000	708,44	3,725	3,840	5,60	0,686	0,470	20.608,29	14,60
	1998	1.346,000	709,44	1,897	1,956	5,60	0,349	0,122	10.159,83	7,21
JUL.	1996	2.617,000	718,87	3,640	3,753	5,60	0,670	0,449	19.974,37	14,36
	1997	2.654,000	738,31	3,595	3,706	5,60	0,662	0,438	19.637,90	14,50
	1998	1.437,000	737,51	1,948	2,009	5,60	0,359	0,129	10.359,93	7,64
AGO.	1996	2.576,000	732,23	3,518	3,627	5,60	0,648	0,419	19.083,41	13,97
	1997	2.650,000	740,32	3,580	3,690	5,60	0,659	0,434	19.527,30	14,46
	1998	1.530,000	739,65	2,069	2,133	5,60	0,381	0,145	10.850,43	8,03
SET.	1996	2.527,000	713,27	3,543	3,652	5,60	0,652	0,425	19.261,58	13,74
	1997	2.597,000	706,74	3,675	3,788	5,60	0,676	0,458	20.228,60	14,30
	1998	1.387,000	697,62	1,988	2,050	5,60	0,366	0,134	10.518,99	7,34
OUT.	1996	2.677,000	736,35	3,635	3,748	5,60	0,669	0,448	19.937,85	14,68
	1997	0,838	719,67	0,001	0,001	5,60	0,000	0,000	6.500,00	4,68
	1998	1.457,000	732,25	1,990	2,051	5,60	0,366	0,134	10.525,34	7,71
NOV.	1996	2.638,000	715,92	3,685	3,799	5,60	0,678	0,460	20.304,55	14,54
	1997	0,839	687,59	0,001	0,001	5,60	0,000	0,000	6.500,00	4,47
	1998	1.344,000	700,46	1,919	1,978	5,60	0,353	0,125	10.243,12	7,17
DEZ.	1996	2.675,000	738,30	3,623	3,735	5,60	0,667	0,445	19.847,00	14,65
	1997	0,878	733,00	0,001	0,001	5,60	0,000	0,000	6.500,00	4,76
	1998	1.566,000	738,60	2,120	2,186	5,60	0,390	0,152	11.070,53	8,18
Perdas totais verificadas no ano de 1996:.....										168,41
Perdas totais verificadas no ano de 1997:.....										144,19
Perdas totais verificadas no ano de 1998:.....										88,77
PERDAS TOTAIS:.....										401,36

Fonte dos dados referentes a energia- E: CERON. Boletins Estatísticos, 1996, 1997

Fonte dos dados referentes a Demanda Máxima - W_{máx}: CERON. Mapas diário de leituras, 1996, 1997

Fonte dos dados referentes a Energia -E e Demanda Máxima - W_{máx}: CERON. Relatório mensal da transmissão, distribuição e operação, dez/98

Sobre a tabela anterior cabe esclarecer que as colunas E e T, indicam a energia elétrica fornecida no intervalo de tempo em que realmente o PRE Jaru esteve em operação. As

colunas identificadas como Sc e Sn se referem às potências aparentes da carga e do transformador, conforme apresentado na Equação 5.9. (ver Cap. 5). Os valores tabelados na coluna de Sc foram obtidos dividindo-se a potência média ($W_{m\u00e9dia}$) em MW, pelo fator de potência médio do PRE, ou seja, $\cos\phi = 0,97$.

Os valores zero apresentados nas colunas indicadas por fct e fct^2 se devem à limitação em 3 casas decimais. Entretanto, este resultado tem a ver com a entrada em operação da subestação 230/69/13,8 kV da ELETRONORTE em Jaru, ocorrida em 27/09/97, pois a partir dessa data, a maior parcela de suprimento de energia passou a ser feita pelo terciário da referida subestação convencional. Essa é também a razão pela qual as perdas anuais são maiores em 96, (quando se procurou utilizar o máximo o PRE) e praticamente metade no ano de 98. Por fim, constata-se que as perdas durante os três anos de operação foram equivalentes a 401,36 MWh.

□ **Perdas nos transformadores da SEJA.**

Encontram-se instalados na subestação distribuidora Jaru I, dois transformadores cujas características elétricas principais são:

- Transformador trifásico, uso externo.
- Fabricante: WEG
- Ano de fabricação: 1994
- Frequência: 60 Hz.
- Tensões: Alta Tensão - AT: 34.500 V

Baixa Tensão – BT, com as seguintes taps:

Tap I: 13.100 V

Tap II: 13.455 V

Tap III: 13.800 V

Tap IV: 14.145 V

Tap V: 14.490 V

Tap VI: 14.835 V

- Nível básico de isolamento – NBI: Enrolamento de AT: 250 kV;

Enrolamento de BT : 95 kV.

- Potência: 2.000kVA (2,0 MVA)

➤ Impedância: Transformador 01 (JATF3–01): 6,23 % a 75 °C em 13.800V
e 2.000 KVA;

Transformador 02 (JATF3–02): 6,26 % a 75 °C em 13.800 V
e 2.000 KVA;

- Conexões dos enrolamentos: AT: Ligado em delta;

BT: Ligado em estrela com neutro acessível;

Líquido isolante: óleo mineral.

Dados de ensaio dos transformadores:

- Perdas no ferro: 4.200 W;
- Perdas no cobre: 26.000 W.

As perdas verificadas nos dois transformadores da SEJA estão mostrados na Tabela 6.34. Foram utilizados os mesmos dados da Tabela 6.33, referentes a energia (E) tempo efetivo de operação (T), potência média ($W_{m\acute{e}dia}$) e potência aparente da carga sobre o transformador (S_c). As alterações dizem respeito à introdução dos valores das perdas no ferro e no cobre, no escopo do cálculo de P_{wt} , conforme Equação 5.75.

Quanto aos resultados, aqueles correspondentes a coluna E_{pt} representa as perdas mensais e totais de energia verificados nos transformadores e calculadas a partir da Equação 5.85. Observa-se então que a perda total nos dois transformadores, durante os três anos de operação do PRE Jaru, foi de 1.008,58 MWh. Os comentários referentes aos valores zerados e os patamares decrescentes de perdas, de 96 a 98, são idênticos àqueles feitos no item anterior.

Tabela 6.34- Perdas técnicas na SEJA

MES	ANO	E (MWh)	T (horas)	W _{media} (MW)	Sc (MVA)	Sn (MVA)	fct= Sc/Sn	fcf	PWL (W)	E _p (MWh)
JAN.	1996	2.305,000	685,04	3,365	3,469	4,000	0,867	0,752	47.506,58	32,54
	1997	2.590,000	741,30	3,494	3,602	4,000	0,900	0,811	50.564,93	37,48
	1998	920,000	733,13	1,255	1,294	4,000	0,323	0,105	13.839,43	10,15
FEV.	1996	2.436,000	688,30	3,539	3,649	4,000	0,912	0,832	51.665,22	35,56
	1997	2.425,000	691,63	3,506	3,615	4,000	0,904	0,817	50.863,49	35,18
	1998	1.200,000	671,12	1,788	1,843	4,000	0,461	0,212	19.443,38	13,05
MAR.	1996	2.594,000	733,78	3,535	3,644	4,000	0,911	0,830	51.566,63	37,84
	1997	2.739,000	739,43	3,704	3,819	4,000	0,955	0,911	55.794,70	41,26
	1998	1.452,000	739,65	1,963	2,024	4,000	0,506	0,256	21.711,30	16,06
ABR.	1996	2.596,000	714,54	3,633	3,745	4,000	0,936	0,877	53.992,79	38,58
	1997	2.668,000	715,55	3,729	3,844	4,000	0,961	0,923	56.421,04	40,37
	1998	1.477,000	717,35	2,059	2,123	4,000	0,531	0,282	23.043,29	16,53
MAIO	1996	2.677,000	738,55	3,625	3,737	4,000	0,934	0,873	53.781,29	39,72
	1997	2.768,000	734,85	3,767	3,883	4,000	0,971	0,942	57.408,87	42,19
	1998	1.411,000	742,83	1,899	1,958	4,000	0,490	0,240	20.862,78	15,50
JUN.	1996	2.548,000	712,38	3,577	3,687	4,000	0,922	0,850	52.589,11	37,46
	1997	2.639,000	708,44	3,725	3,840	4,000	0,960	0,922	56.330,56	39,91
	1998	1.346,000	709,44	1,897	1,956	4,000	0,489	0,239	20.833,65	14,78
JUL.	1996	2.617,000	718,87	3,640	3,753	4,000	0,938	0,880	54.176,93	38,95
	1997	2.654,000	738,31	3,595	3,706	4,000	0,926	0,858	53.033,84	39,16
	1998	1.437,000	737,51	1,948	2,009	4,000	0,502	0,252	21.513,47	15,87
AGO	1996	2.576,000	732,23	3,518	3,627	4,000	0,907	0,822	51.150,04	37,45
	1997	2.650,000	740,32	3,580	3,690	4,000	0,923	0,851	52.658,09	38,98
	1998	1.530,000	739,65	2,069	2,133	4,000	0,533	0,284	23.179,86	17,14
SET.	1996	2.527,000	713,27	3,543	3,652	4,000	0,913	0,834	51.755,33	36,92
	1997	2.597,000	706,74	3,675	3,788	4,000	0,947	0,897	55.040,63	38,90
	1998	1.387,000	697,62	1,988	2,050	4,000	0,512	0,263	22.053,85	15,39
OUT	1996	2.677,000	736,35	3,635	3,748	4,000	0,937	0,878	54.052,87	39,80
	1997	0,838	719,67	0,001	0,001	4,000	0,000	0,000	8.400,00	6,05
	1998	1.457,000	732,25	1,990	2,051	4,000	0,513	0,263	22.075,41	16,16
NOV	1996	2.638,000	715,92	3,685	3,799	4,000	0,950	0,902	55.298,67	39,59
	1997	0,839	687,59	0,001	0,001	4,000	0,000	0,000	8.400,01	5,78
	1998	1.344,000	700,46	1,919	1,978	4,000	0,495	0,245	21.116,62	14,79
DEZ.	1996	2.675,000	738,30	3,623	3,735	4,000	0,934	0,872	53.744,20	39,68
	1997	0,878	733,00	0,001	0,001	4,000	0,000	0,000	8.400,00	6,16
	1998	1.566,000	738,60	2,120	2,186	4,000	0,546	0,299	23.927,62	17,67
Perdas totais verificadas no ano de 1996:.....										454,09
Perdas totais verificadas no ano de 1997:.....										371,40
Perdas totais verificadas no ano de 1998:.....										183,09
PERDAS TOTAIS:.....										1.008,58

Fonte dos dados referentes a energia- E: CERON. Boletins Estatísticos, 1996, 1997

Fonte dos dados referentes a Demanda Máxima - W_{máx}: CERON. Mapas diário de leituras, 1996, 1997

Fonte dos dados referentes a Energia -E e Demanda Máxima - W_{máx}: CERON. Relatório mensal da transmissão, distribuição e operação, dez/98

□ Perdas na linha Ariquemes II/Jaru I.

O modelo geométrico em que se enquadra a linha Ariquemes II/Jaru I é a de carga concentrada, visto que toda carga está instalada no terminal da linha, ou seja, em Jaru. Deste modo, será utilizada a Equação 5.64 referente ao cálculo da demanda máxima de perda por

fase, modelo de carga concentrada. A utilização da Equação mencionada depende do conhecimento de três variáveis, quais sejam:

R – Resistência do cabo condutor por unidade de comprimento;

ℓ – Comprimento do cabo utilizado;

I – Corrente elétrica, associada à potência transmitida pela linha.

A linha PRE, é composta por 90 Km de cabo de alumínio com alma de aço, código Hawk (cabos pára-raios da LT 230 KV) e por 2 Km de cabo de alumínio com alma de aço, código Penguin, cujos valores de R, de acordo com Fuchs (1979; 558), são:

⇒ Cabo Hawk

Resistência a corrente alternada de 60 Hz, temperatura 50 °C: 0,13424 ohm/km.

⇒ Cabo Penguin

Resistência a corrente alternada de 60 Hz, temperatura 50 °C: 0,3679 ohm/km.

Como o PRE Jarú constitui-se num sistema trifásico, a corrente que circula em cada fase da linha pode ser calculada com o emprego da Equação 5.63, ou seja:

$$I = \frac{W_{\text{máx}}}{\sqrt{3} \cdot V_{3\phi} \cos\phi} \text{ [A]} \quad \text{ou} \quad I_{\text{máx}} = \frac{W_{\text{máx}}}{\sqrt{3} \cdot V_{3\phi} \cos\phi} \text{ [A]}.$$

A obtenção da corrente máxima que circula pela linha permite conhecer a demanda máxima de perda da seguinte forma: $P_{\text{cwmáx}} = (R \times I^2 \times \ell)$ [kW]. Este resultado deve ser multiplicado por 3, pois o PRE é um sistema trifásico. Uma vez conhecida a demanda máxima calcula-se a demanda média de perdas $P_{\text{cwmédia}}$ através da Equação 5.74, onde $P_{\text{cwmédia}} = f_p \times P_{\text{cwmáx}}$. O cálculo do fator de perdas (f_p) é feito empregando-se a Equação 5.73, onde $f_p = 0,3 f_c + 0,7 f_c^2$, sendo f_c , o fator de carga do sistema.

Finalmente, o cálculo da perda de energia elétrica no período T de uma linha trifásica

com carga concentrada é determinado através da Equação 5.79:

$$E_{pwc} = (P_{cwmédia} \times T)/1.000 \quad [\text{MWh}].$$

Os cálculos das perdas de energia verificadas durante os três anos de operação do PRE Jaru foram feitos através do Excel cujos resultados estão mostrados na Tabela 6.35. Entretanto, com o objetivo de tornar mais clara a metodologia de cálculo, será efetuado a seguir os cálculos das perdas de energia na linha PRE, verificadas em janeiro/96, quando foi carregada através da mesma 2.305 MWh de energia elétrica, num período efetivo de operação equivalente a 685,04 horas. Com estes valores, obtém-se a potência média transmitida, aplicando-se a Equação 5.69, ou seja:

$$W_{média} = \frac{E}{T} = \frac{2.305}{685,04} = 3,365 \text{ MW}$$

A demanda máxima verificada em janeiro/96, foi igual a 4,300 MW o que conduz ao fator de carga do mês, calculado a partir da Equação 5.68:

$$f_c = \frac{W_{média}}{W_{máx}} = \frac{3,365}{4,300} = 0,78$$

Aplicando-se a Equação 5.63 obtém-se a máxima corrente verificada na linha, equivalente a:

$$I_{máx} = \frac{W_{máx}}{\sqrt{3} \cdot V_{3\phi} \cdot \cos\phi} = \frac{4300}{\sqrt{3} \cdot 34,5 \cdot 0,97} = 74,19 \text{ A}$$

Conhecendo-se $I_{máx}$, calcula-se a demanda máxima de perdas, que no caso, apresenta as seguintes componentes:

1 - Demanda máxima de perdas no trecho com cabo Hawk.

$$P_{cwmáx1} = [R_1 \times I_{máx}^2 \times \ell]/1.000 = [0,1342 \times (74,19)^2 \times 90]/1.000 = 66,48 \text{ KW}$$

2 - Demanda máxima de perdas no trecho com cabo Penguim.

$$P_{cwmáx_2} = [R_2 \times I_{máx}^2 \times \ell] / 1.000 = [0,3679 \times (74,19)^2 \times 2] / 1.000 = 4,05 \text{ KW}$$

A demanda máxima de perdas, considerando-se as três fases do sistema trifásico, é a seguinte:

$$P_{cwmáx} = 3 \times (P_{cmáx_1} + P_{cwmáx_2}) = 3 \times (66,48 + 4,05) = 211,59 \text{ KW.}$$

Para se calcular a demanda média de perdas, faz-se necessário determinar, primeiramente, o fator de perdas, que de acordo com a Equação 5.73, será:

$$f_p = 0,3f_c + 0,7f_c^2 = 0,3 \times 0,78 + 0,7 \times (0,78)^2 = 0,66$$

A demanda média de perdas é obtida empregando-se a Equação 5.74, ou seja:

$$P_{cwmédia} = f_p \times P_{cwmáx} = 0,66 \times 211,59 = 139,65 \text{ KW}$$

Aplicando-se a Equação 5.79, obtém-se a energia perdida durante o mês de Janeiro, da seguinte forma:

$$E_{pwc} = (P_{cwmédia} \times T) / 1.000 = (139,65 \times 685,04) / 1.000 = 95,67 \text{ MWh}$$

Os resultados obtidos per meio de cálculo manual diferem daqueles apresentados na Tabela 6.35 devido ao número de casas decimais consideradas. Nessa tabela estão apresentados os resultados das perdas de energia na linha PRE, calculado mês-a-mês, durante os três anos de operação. Verifica-se então, que a perda total na linha PRE foi de 2.838,88 MWh, expressivamente maior que as perdas apuradas nas subestações. Esta questão será analisada no próximo item.

Tabela 6.35- Perdas técnicas na linha PRE

MES	ANO	E (MWh)	T (horas)	Wmédia E/T (MW)	Wmax (MW)	I _{max} (A)	I _c	I _p	P _{cmédia} (kW)	P _{cmax} (kW)	E _{pv} (MWh)
JAN.	1996	2.305,000	685,04	3,365	4,300	74,19	0,78	0,66	140,38	211,62	96,17
	1997	2.590,000	741,30	3,494	4,300	74,19	0,81	0,71	149,38	211,62	110,74
	1998	920,000	733,13	1,255	4,700	81,09	0,27	0,13	32,87	252,82	24,10
FEV	1996	2.436,000	688,30	3,539	4,600	79,36	0,77	0,65	156,25	242,18	107,55
	1997	2.425,000	691,63	3,506	4,400	75,91	0,80	0,68	151,46	221,58	104,75
	1998	1.200,000	671,12	1,788	3,200	55,21	0,56	0,39	45,26	117,20	30,37
MAR	1996	2.594,000	733,78	3,535	4,500	77,64	0,79	0,67	154,74	231,76	113,55
	1997	2.739,000	739,43	3,704	4,300	74,19	0,86	0,78	164,62	211,62	121,72
	1998	1.452,000	739,65	1,963	3,200	55,21	0,61	0,45	52,44	117,20	38,79
ABR	1996	2.596,000	714,54	3,633	4,500	77,64	0,81	0,70	161,88	231,76	115,67
	1997	2.668,000	715,55	3,729	4,200	72,46	0,89	0,82	165,15	201,89	118,17
	1998	1.477,000	717,35	2,059	3,400	58,66	0,61	0,44	58,00	132,30	41,61
MAIO	1996	2.677,000	738,55	3,625	4,400	75,91	0,82	0,72	160,02	221,58	118,18
	1997	2.768,000	734,85	3,767	4,400	75,91	0,86	0,77	170,58	221,58	125,35
	1998	1.411,000	742,83	1,899	3,400	58,66	0,56	0,39	51,08	132,30	37,94
JUN	1996	2.548,000	712,38	3,577	4,300	74,19	0,83	0,73	155,30	211,62	110,63
	1997	2.639,000	708,44	3,725	4,400	75,91	0,85	0,76	167,45	221,58	118,63
	1998	1.346,000	709,44	1,897	3,200	55,21	0,59	0,42	49,68	117,20	35,25
JUL.	1996	2.617,000	718,87	3,640	4,300	74,19	0,85	0,76	159,92	211,62	114,96
	1997	2.654,000	738,31	3,595	4,300	74,19	0,84	0,74	156,60	211,62	115,62
	1998	1.437,000	737,51	1,948	3,400	58,66	0,57	0,40	53,16	132,30	39,21
AGO	1996	2.576,000	732,23	3,518	4,200	72,46	0,84	0,74	149,89	201,89	109,75
	1997	2.650,000	740,32	3,580	4,200	72,46	0,85	0,76	154,27	201,89	114,21
	1998	1.530,000	739,65	2,069	3,400	58,66	0,61	0,44	58,43	132,30	43,22
SET.	1996	2.527,000	713,27	3,543	4,200	72,46	0,84	0,75	151,65	201,89	108,17
	1997	2.597,000	706,74	3,675	4,000	69,01	0,92	0,87	158,65	183,12	112,12
	1998	1.387,000	697,62	1,988	3,400	58,66	0,58	0,41	54,88	132,30	38,28
OUT.	1996	2.677,000	736,35	3,635	4,300	74,19	0,85	0,75	159,56	211,62	117,49
	1997	0,838	719,67	0,001	3,400	58,66	0,00	0,00	0,01	132,30	0,01
	1998	1.457,000	732,25	1,990	3,400	58,66	0,59	0,42	54,95	132,30	40,24
NOV.	1996	2.638,000	715,92	3,685	4,300	74,19	0,86	0,77	163,18	211,62	116,82
	1997	0,839	687,59	0,001	2,200	37,96	0,00	0,00	0,01	55,39	0,01
	1998	1.344,000	700,46	1,919	3,400	58,66	0,56	0,39	51,89	132,30	36,35
DEZ.	1996	2.675,000	738,30	3,623	4,200	72,46	0,86	0,78	157,42	201,89	116,22
	1997	0,878	733,00	0,001	2,000	34,50	0,00	0,00	0,01	45,78	0,01
	1998	1.566,000	738,60	2,120	3,800	65,56	0,56	0,39	63,68	165,27	47,03
Perdas totais verificadas no ano de 1996.....										2.591,05	1.345,17
Perdas totais verificadas no ano de 1998.....										2.119,97	1.041,33
Perdas totais verificadas no ano de 1997.....										1.695,82	452,39
PERDAS TOTAIS:										6.406,83	2.838,88

Fonte dos dados referentes a energia- E: CERON. Boletins Estatísticos, 1996,1997

Fonte dos dados referentes a Demanda Máxima - W_{máx}: CERON. Mapas diário de leituras, 1996, 1997

Fonte dos dados referentes a Energia -E e Demanda Máxima - W_{máx}: CERON. Relatório mensal da transmissão, distribuição e operação, dez/98

Os comentários referentes aos valores elevados e os patamares decrescentes de perdas são idênticos àqueles feitos no item anterior.

□ **Resumo das perdas técnicas.**

As perdas, técnicas estão resumidas na Tabela 6.36 a seguir:

Tabela 6.36- Resumo das perdas técnicas no PRE Jaru

MES	ANO	Energia Perdida na SEOM (MWh)	Energia Perdida na SETA (MWh)	Energia Perdida na linha PRE (MWh)	Energia Perdida Total (MWh)	Demanda Perdida Pevmax (KW)
JAN.	1996	12,34	35,02	96,17	143,53	211,62
	1997	14,02	37,28	110,74	162,04	211,62
	1998	5,94	10,20	24,10	40,24	252,82
FEV.	1996	13,24	35,45	107,55	156,24	242,18
	1997	13,14	33,83	104,75	151,72	221,58
	1998	6,54	12,93	30,37	49,84	117,20
MAR.	1996	14,09	38,01	113,55	165,65	231,76
	1997	15,12	41,13	121,72	177,97	211,62
	1998	7,71	16,00	38,79	62,50	117,20
ABR.	1996	14,23	38,50	115,67	168,40	231,76
	1997	14,77	40,24	118,17	173,18	201,89
	1998	7,75	16,43	41,61	65,79	132,30
MAIO	1996	14,67	39,65	118,18	172,50	221,58
	1997	15,38	42,32	125,35	183,05	221,58
	1998	7,55	15,37	37,94	60,86	132,30
JUN.	1996	13,9	37,51	110,63	162,04	211,62
	1997	14,6	40,17	118,63	173,40	221,58
	1998	7,21	14,86	35,25	57,32	117,20
JUL.	1996	14,36	39,93	114,96	169,25	211,62
	1997	14,5	39,10	115,62	169,22	211,62
	1998	7,64	15,85	39,21	62,70	132,30
AGO.	1996	13,97	37,71	109,75	161,43	201,89
	1997	14,46	38,83	114,21	167,50	201,89
	1998	8,03	17,09	43,22	68,34	132,30
SET.	1996	13,74	36,91	108,17	158,82	201,89
	1997	14,3	39,26	112,12	165,68	183,12
	1998	7,34	15,73	38,28	61,35	132,30
OUT.	1996	14,68	39,84	117,49	172,01	211,62
	1997	4,68	6,19	0,01	10,88	132,30
	1998	7,71	16,28	40,24	64,23	132,30
NOV.	1996	14,54	39,44	116,82	170,80	211,62
	1997	4,47	5,99	0,01	10,47	55,39
	1998	7,17	15,06	36,35	58,58	132,30
DEZ.	1996	14,65	39,61	116,22	170,48	201,89
	1997	4,76	6,19	0,01	10,96	45,78
	1998	8,18	17,64	47,03	72,85	165,27
TOTAIS	1996	168,41	457,58	1345,16	1971,15	2591,05
TOTAIS	1997	144,20	370,53	1041,34	1556,07	2119,97
TOTAIS	1998	88,77	183,44	452,39	724,60	1695,79
TOTAL GERAL:		401,38	1011,55	2.838,89	4.251,82	6.406,81

De acordo com a Tabela 6.36, a perda de demanda máxima foi equivalente a cerca de

6.407 kW enquanto que a perda total de energia foi de aproximadamente 4.252 MWh, sendo mais expressiva a parcela de perdas na linha PRE, equivalente a 67 % do total, conforme mostrada na Figura 6.27.

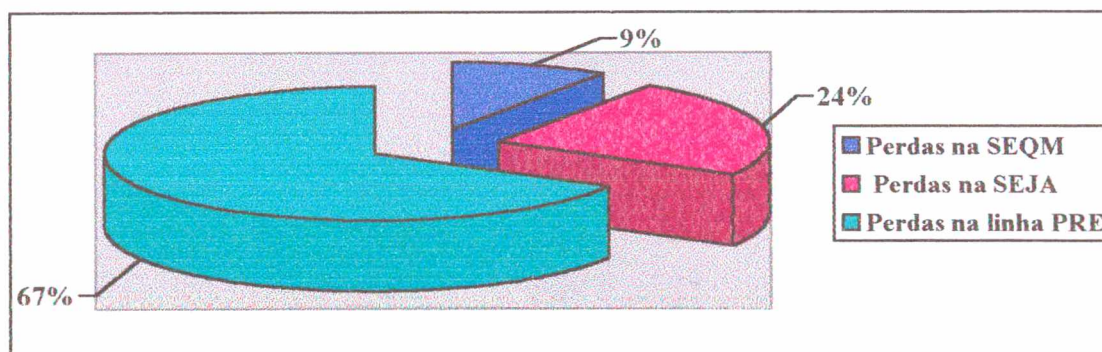


Figura 6.27- Perdas técnicas no PRE Jaru

Durante os três anos de operação o abastecimento de energia elétrica, feito através do PRE, foi equivalente a 71.125 MWh. Em relação a esse montante, as perdas técnicas equivalem a 5,98 %. Este é um resultado elevado se comparado com os dados apresentados por Cipoli (1993), cujas perdas estimadas para linhas e subestações é de aproximadamente 2 % e 0,7 % respectivamente, totalizando cerca de 2,7 %. A diferença, entretanto, deve-se ao comprimento da linha PRE fora dos padrões normais para linhas de média tensão, cujo comprimento médio é de 30 a 40 quilômetros. Também deve ser considerado o elevado carregamento do PRE associado a baixa variação de carga como se pode concluir através dos fatores de cargas mostradas na Tabela 6.34 e 6.35. A título de comparação, a Tabela 6.37 mostra as perdas totais verificadas em Jaru e na CERON, como um todo, no período de estudo considerado.

Tabela 6.37- Perdas totais de energia elétrica - Jaru e CERON

Ano	Jaru	CERON
1996	26,40%	23,80%
1997	35,40%	27,60%
1998	32,80%	29,80%

Fonte: CERON,1996; CERON, 1997; CERON, 1998b.

Ao se comparar os percentuais de perdas, constata-se a baixa participação das perdas técnicas em relação as perdas globais.

6.8.4.2 Custo das Perdas Técnicas

O custo das perdas técnicas relacionadas a linha PRE é determinado aplicando-se a Equação 5.64 e os custos das perdas nas subestações SEJA e SEQM são determinados através da Equação 5.70. Os cálculos foram efetuados adotando-se os preços das tarifas de energia e demanda, fixadas por portarias do DNAEE (atual ANEEL). As tarifas praticadas em 96 e 97 foram fixadas através do seguinte documento:

→ Portaria nº 441 de 08 de novembro de 1995:

- Tarifa de energia: R\$ 17,44/MWh.
- Tarifa de demanda: R\$ 5,48/KW.

Da mesma forma, as tarifas praticadas em 98 foram fixadas por meio do seguinte documento:

→ Portaria nº 136 de 17 de abril de 1997:

- Tarifa de energia: R\$ 20,57/MWh.
- Tarifa de demanda: R\$ 6,46/KW.

Uma vez conhecido o valor das tarifas, o custo das perdas técnicas foi determinado utilizando-se os recursos associados à planilha Excel conforme mostrado na Tabela 6.38, a seguir:

Tabela 6.38-Custo da perdas técnicas no PRE Jaru

MES	ANO	Cotação dólar BNA (R\$/US\$)	Custo Energia Perdida (R\$)	Custo Energia Perdida (US\$)	Custo Demanda Perdida (R\$)	Custo Demanda Perdida (US\$)	Custo (R\$)	Total (US\$)
JAN.	1996	0,974	2.503,16	2.569,98	1159,68	1190,64	3.662,84	3.760,62
	1997	1,043	2.825,98	2.709,47	1159,68	1111,86	3.985,66	3.821,33
	1998	1,12	827,74	739,05	1633,14	1458,18	2.460,88	2.197,23
FEV	1996	0,981	2.724,83	2.777,60	1327,2	1352,91	4.052,03	4.130,51
	1997	1,051	2.646,00	2.517,60	1214,25	1155,33	3.860,25	3.672,93
	1998	1,127	1.025,21	909,68	757,17	671,85	1.782,38	1.581,53
MAR.	1996	0,986	2.888,94	2.929,96	1269,99	1288,02	4.158,93	4.217,98
	1997	1,055	3.103,80	2.941,99	1159,68	1099,23	4.263,48	4.041,22
	1998	1,134	1.285,63	1.133,71	757,17	667,71	2.042,80	1.801,42
ABR	1996	0,99	2.936,90	2.966,56	1269,99	1282,83	4.206,89	4.249,39
	1997	1,062	3.020,26	2.843,94	1106,4	1041,81	4.126,66	3.885,75
	1998	1,141	1.353,30	1.186,07	854,67	749,04	2.207,97	1.935,11
MAIO	1996	0,995	3.008,40	3.023,52	1214,25	1220,37	4.222,65	4.243,89
	1997	1,068	3.192,39	2.989,13	1214,25	1136,94	4.406,64	4.126,07
	1998	1,1481	1.251,89	1.090,40	854,67	744,42	2.106,56	1.834,82
JUN	1996	1,002	2.825,98	2.820,34	1159,68	1157,37	3.985,66	3.977,71
	1997	1,075	3.024,10	2.813,11	1214,25	1129,53	4.238,35	3.942,64
	1998	1,1546	1.179,07	1.021,20	757,17	655,8	1.936,24	1.677,00
JUL.	1996	1,007	2.951,72	2.931,20	1159,68	1151,61	4.111,40	4.082,81
	1997	1,08	2.951,20	2.732,59	1159,68	1073,79	4.110,88	3.806,38
	1998	1,1615	1.289,74	1.110,41	854,67	735,81	2.144,41	1.846,22
AGO	1996	1,013	2.815,34	2.779,21	1106,4	1092,21	3.921,74	3.871,42
	1997	1,088	2.921,20	2.684,93	1106,4	1016,91	4.027,60	3.701,84
	1998	1,1721	1.405,75	1.199,35	854,67	729,18	2.260,42	1.928,53
SET.	1996	1,019	2.769,82	2.718,18	1106,4	1085,79	3.876,22	3.803,97
	1997	1,094	2.889,46	2.641,19	1003,59	917,28	3.893,05	3.558,47
	1998	1,1809	1.261,97	1.068,65	854,67	723,72	2.116,64	1.792,37
OUT	1996	1,025	2.999,85	2.926,69	1159,68	1131,39	4.159,53	4.058,08
	1997	1,1	189,75	172,5	725,01	659,1	914,76	831,60
	1998	1,1884	1.321,21	1.111,76	854,67	719,16	2.175,88	1.830,92
NOV.	1996	1,031	2.978,75	2.889,19	1159,68	1124,82	4.138,43	4.014,01
	1997	1,107	182,6	164,95	303,48	274,14	486,08	439,09
	1998	1,1937	1.204,99	1.009,46	854,67	715,98	2.059,66	1.725,44
DEZ.	1996	1,037	2.973,17	2.867,09	1106,4	1066,95	4.079,57	3.934,04
	1997	1,114	191,14	171,58	250,86	225,21	442,00	396,79
	1998	1,2054	1.498,52	1.243,18	1067,64	885,72	2.566,16	2.128,90
TOTAL	1996		34.376,86	34.199,50	14.199,03	14.144,91	48.575,89	48.344,43
TOTAL	1997		27.137,86	25.382,97	11.617,53	10.841,13	38.755,41	36.224,11
TOTAL	1998		14.905,02	12.822,90	10.954,98	9.456,57	25.860,00	22.279,49
TOTAL GERAL:			76.419,74	72.405,37	36.771,54	34.442,61	113.191,30	106.848,03

Nota: A conversão dos valores para dólares foi feita considerando-se a cotação média mensal calculada pela FGV a partir dos valores divulgados pelo BACEN.

Verifica-se na Tabela acima, que o custo total das perdas técnicas, associadas ao PRE Jarú, no tempo em que efetivamente esteve em operação, foi equivalente a R\$ 113.191,30 ou US\$ 106.848,03.

6.8.5 Levantamento dos Custos da Energia Interrompida

O valor de cada MWh interrompido é diferente daquele utilizado no cálculo do custo das perdas. Neste se considera o valor da energia comprada ou de geração própria, enquanto que o custo da energia interrompida é calculado a partir do MWh que se deixou de vender, descontado o valor de compra, conforme Equação 5.86. Deste modo, o custo do MWh interrompido foi determinado relacionando-se o montante global de energia fornecida anualmente pela Concessionária Estadual pelo respectivo faturamento²⁷ e subtraindo-se desse valor a tarifa de compra, como mostrado a seguir:

- 1996: - Fornecimento de energia elétrica: 826.106 MWh;
 - Valor faturado: R\$ 115.139.000,00;
 - Valor médio do MWh: R\$ 139,27/MWh (R\$ 115.139.000,00/826.106 MWh).
 - Custo do MWh interrompido: R\$ 139,27 – R\$ 17,44 = R\$ 121,93/MWh.
- 1997: - Fornecimento de energia elétrica: 898.548 MWh;
 - Valor faturado: R\$ 130.180.000,00;
 - Valor médio do MWh: R\$ 144,88/MWh (R\$ 130.180.000,00/898.548MWh);
 - Custo do MWh interrompido: R\$ 144,88 – R\$ 17,44 = R\$ 127,44/MWh.
- 1998: - Fornecimento de energia elétrica: 974.360 MWh;
 - Valor faturado: R\$ 148.730.000,00
 - Valor médio do MWh: R\$ 152,64/MWh (R\$ 148.730.000,00/974.360 MWh);

²⁷ Os valores referentes ao fornecimento de energia elétrica e faturamento foram extraídos dos seguintes documentos:

a- CERON. Relatório sobre o exame das demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 1996;

b- CERON. Boletins estatísticos de 1997 e 1998.

- Custo do MWh interrompido: R\$ 152,64 – R\$ 20,57 = R\$ 132,07/MWh.

Tabela 6.39- Custo da energia interrompida no PRE Jaru

MÊS	ANO	Valor do MWh Interrompido (R\$)	Cotação dólar USA (US\$/R\$)	Energia Interrompida (MWh)	Custo da Energia Interrompida	
					(R\$)	(US\$)
JAN.	1996	121,93	0,9740	34,75	4.237,07	4.350,17
	1997	127,44	1,0430	4,20	535,25	513,18
	1998	132,07	1,1200	4,61	608,84	543,61
FEV.	1996	121,93	0,9810	25,30	3.084,83	3.144,58
	1997	127,44	1,0510	6,20	790,13	751,79
	1998	132,07	1,1270	0,00	0,00	0,00
MAR.	1996	121,93	0,9860	12,70	1.548,51	1.570,50
	1997	127,44	1,0550	6,21	791,40	750,14
	1998	132,07	1,1340	5,21	688,08	606,78
ABR.	1996	121,93	0,9900	9,34	1.138,83	1.150,33
	1997	127,44	1,0620	8,15	1.038,64	978,00
	1998	132,07	1,1410	3,23	426,59	373,87
MAIO	1996	121,93	0,9950	12,31	1.500,96	1.508,50
	1997	127,44	1,0680	23,31	2.970,63	2.781,49
	1998	132,07	1,1481	1,26	166,41	144,94
JUN.	1996	121,93	1,0020	2,78	338,97	338,29
	1997	127,44	1,0750	0,00	0,00	0,00
	1998	132,07	1,1546	0,00	0,00	0,00
JUL.	1996	121,93	1,0070	3,90	475,53	472,22
	1997	127,44	1,0800	3,45	439,67	407,10
	1998	132,07	1,1615	2,83	373,76	321,79
AGO.	1996	121,93	1,0130	13,58	1.655,81	1.634,56
	1997	127,44	1,0880	6,34	807,97	742,62
	1998	132,07	1,1721	5,07	669,59	571,28
SET.	1996	121,93	1,0190	6,08	741,33	727,51
	1997	127,44	1,0940	2,03	258,70	236,47
	1998	132,07	1,1809	1,73	228,48	193,48
OUT.	1996	121,93	1,0250	19,61	2.391,05	2.332,73
	1997	127,44	1,1000	9,60	1.223,42	1.112,20
	1998	132,07	1,1884	8,10	1.069,77	900,17
NOV.	1996	121,93	1,0310	6,96	848,63	823,12
	1997	127,44	1,1070	6,13	781,21	705,70
	1998	132,07	1,1937	8,33	1.100,14	921,62
DEZ.	1996	121,93	1,0370	8,71	1.062,01	1.024,12
	1997	127,44	1,1140	7,18	915,02	821,38
	1998	132,07	1,2054	4,28	565,26	468,94
TOTAL	1996			156,02	19.023,52	19.076,62
TOTAL	1997			82,80	10.552,03	9.800,07
TOTAL	1998			44,65	5.896,93	5.046,48
TOTAL GERAL:				283,47	35.472,48	33.923,18

Nota: A cotação do dólar se refere a valores médios mensais calculados pela FGV.

Os resultados mostrados na Tab. 6.39 foram obtidos a partir das planilhas do Anexo II, expurgando-se as interrupções de origem externa. Não se inclui neste levantamento a

demanda interrompida, por estar sendo considerado a premissa de que o faturamento relativo à demanda não é afetado pela interrupção de energia elétrica.

6.8.6 Valor Residual do PRE Jaru

Para o cálculo desse valor será adotado o método da depreciação por quotas constantes ou por forma retilínea, como descrito no Cap.4 item 4.4.1.

De acordo com a Tabela 5.2, a vida útil e residual das diferentes partes de uma instalação elétrica de alta tensão é a seguinte:

- Subestação Ariquemes II e subestação Jaru I: Vida útil 25 anos e valor residual 30%;
- Linha PRE: Neste caso está sendo considerado o mesmo tempo de vida útil e valor residual de LT 230 KV, ou seja, 25 anos e 15% respectivamente;
- Linha lateral em Jaru: Essa linha tem as mesmas características de uma LD em poste de concreto, cuja vida útil é de 20 anos e o valor residual 10%.

Os cálculos, executados com os recursos do Excel, estão apresentados na Tabela 6.40, cabendo esclarecer que os mesmos foram efetuados utilizando-se as Equações 4.26 e 4.27. A conversão para dólares foi feita apenas sobre os valores residuais totalizados em reais adotando-se as seguintes cotações:

- Ano zero: Cotação de julho/94 quando US\$ 1,00 = R\$ 0,940;
- Ano1: Cotação de dezembro/96 quando US\$ 1,00 = R\$ 1,0394;
- Ano 2: Cotação de dezembro/97 quando US\$ 1,00 = R\$ 1,1165;
- Ano 3: Cotação de dezembro/98 quando US\$ 1,00 = R\$ 1,2087.

Tabela 6.40- Valor residual do PRE Jaru

UM	ANO	Substituição		Linha PRE		Linha lat. Jaru		Valor residual total	
		Deprec. (R\$)	Valor Residual	Deprec. (R\$)	Valor Residual	Deprec. (R\$)	Valor Residual	R\$	US\$
(R\$)	0	1.098.203,00	360.000,00	79.568,00	1.537.771,00	1.635.926,60
	1	30.749,68	1.067.453,32	12.240,00	347.760,00	3.580,56	75.987,44	1.491.200,76	1.434.674,58
	2	30.749,68	1.036.703,63	12.240,00	335.520,00	3.580,56	72.406,88	1.444.630,51	1.293.892,08
	3	30.749,68	1.005.953,95	12.240,00	323.280,00	3.580,56	68.826,32	1.398.060,27	1.156.664,41

Nota: UM = Unidade Monetária; Deprec. = Depreciação; Linha lat. = Linha lateral

6.8.7 Organização dos Dados Econômicos

Um dos desafios deste trabalho é verificar a viabilidade econômica do PRE em relação a outras tecnologias convencionais equivalentes, que poderiam ser utilizadas na solução do problema de abastecimento de energia elétrica à cidade de Jaru e demais localidades interligadas. Por essa razão, os dados econômicos do PRE é apresentado na Tabela 6.41 no formato adequado à comparação com outras alternativas através da aplicação de alguns dos métodos econômicos apresentados no Capítulo 4.

Tabela 6.41- Organização dos dados econômicos do PRE Jaru

	(R\$)			(US\$)		
	1996	1997	1998	1996	1997	1998
1- Valor do investimento	1.537.771,00	xxxx	xxxx	1.653.517,20	xxx	xxx
2- Custo anual de oper.	8.039,32	8.039,32	8.039,32	7.999,32	7.457,63	4.965,30
3- Custo anual de manut.	6.302,41	6.302,41	6.302,41	6.271,05	5.846,39	3.892,54
4- Custo anual - perdas téc.	48.575,89	38.755,41	25.860,00	48.344,43	36.224,11	22.279,49
5- Custo anual - En. Int..	19.023,52	10.552,03	5.896,93	19.076,62	9.800,07	5.046,48
6- V. R. após três anos	xxx	xxx	1.398.060,27	xxx	xxx	1.156.664,41

NOTA: Oper. = Operação; Manut. = Manutenção; En. Int. = Energia interrompida;
V.R. = Valor Residual

6.9 Avaliação Técnico-econômica de Alternativas Convencionais

Como foi dito anteriormente, a abordagem deste item tem como principal objetivo responder a questão básica deste trabalho, ou seja: *Seria a tecnologia PRE viável sob o ponto de vista técnico e econômico em relação a outras alternativas convencionais equivalentes?*

De início, cabe esclarecer, que se está denominando de alternativas convencionais equivalentes as linhas de 34,5kV trifásicas, com cabos aéreos códigos Penguin e Hawk, compensadas e não compensadas, submetidas às mesmas condições operacionais do PRE Jaru.

No que se refere ao desempenho operacional, já se fez a comparação do PRE com outras tecnologias convencionais. Porém, neste caso, pretende-se aprofundar o estudo comparativo, abordando outros aspectos técnicos, como a queda de tensão, compensação de reativo, perdas técnicas e finalmente, a avaliação econômica.

Assim sendo, a resposta ao problema levantado será buscada comparando-se os resultados da avaliação técnica e econômica do PRE Jaru com as seguintes alternativas:

1. LT 34,5kV Ariquemes/Jaru e subestações associadas *sem* compensação de reativo, sendo analisadas as aplicações dos cabos de alumínio com alma de aço códigos Penguin e Hawk;
2. LT 34,5kV Ariquemes/Jaru e subestações associadas *com* compensação de reativo, sendo analisadas as aplicações dos cabos de alumínio com alma de aço códigos Penguin e Hawk;

Em relação às alternativas convencionais mencionadas, pretende-se obter a confirmação das seguintes hipóteses:

- A capacidade de transporte de energia elétrica através da tecnologia PRE é superior à da tecnologia convencional equivalente;

- São maiores os custos de operação e manutenção do PRE.

6.9.1 Alternativa I: *LT 34,5KV Ariquemes/Jaru e Subestações Associadas* **– *Sem Compensação de Reativo***

A avaliação técnico-econômica desta alternativa será feita tornando-se como referência os seguintes parâmetros:

- ✓ Tipo de poste: concreto, duplo T.
- ✓ Estrutura: tipo normal (N), cruzeta de 2,40m.
- ✓ Condutor: cabo de alumínio com alma de aço – CAA, bitolas 4/0 (Penguin) e 477 MCM (Hawk);
- ✓ Critério de carregamento: O mesmo verificado no PRE Jaru, no período de 96 a 98;
- ✓ Transformadores: Potências equivalentes àqueles utilizados no Sistema PRE.
- ✓ Referências de preços das instalações: Serão utilizados as referências de custos de LTs e SEs de AT e EAT produzido pela ELETROBRAS, preços relacionados ao pacote de obras contratada da Asea Brown Boveri – ABB pela CERON, conforme Contrato PR-025/94 e preços praticados em Rondônia;
- ✓ Diagrama elétrico básico: Para efeito dos cálculos elétricos e de custos será tomado como referência o diagrama unifilar simplificado, conforme exposto na Figura 6.28.

Tomando-se por base o roteiro metodológico da Fig. 5.12 (ver Cap. 5) e uma vez definida a alternativa, o passo seguinte é a avaliação dos limites de tensão.

6.9.1.1 Alternativa I – Avaliação dos Limites de Tensão

A avaliação dos limites de tensão, consiste no cálculo da queda de tensão verificada na linha e nas subestações. De acordo com a fig. 6.28, a linha é radial, com carga concentrada na extremidade. Assim, para cálculo de sua queda de tensão, serão utilizados as Equações 5.5 e 5.6.

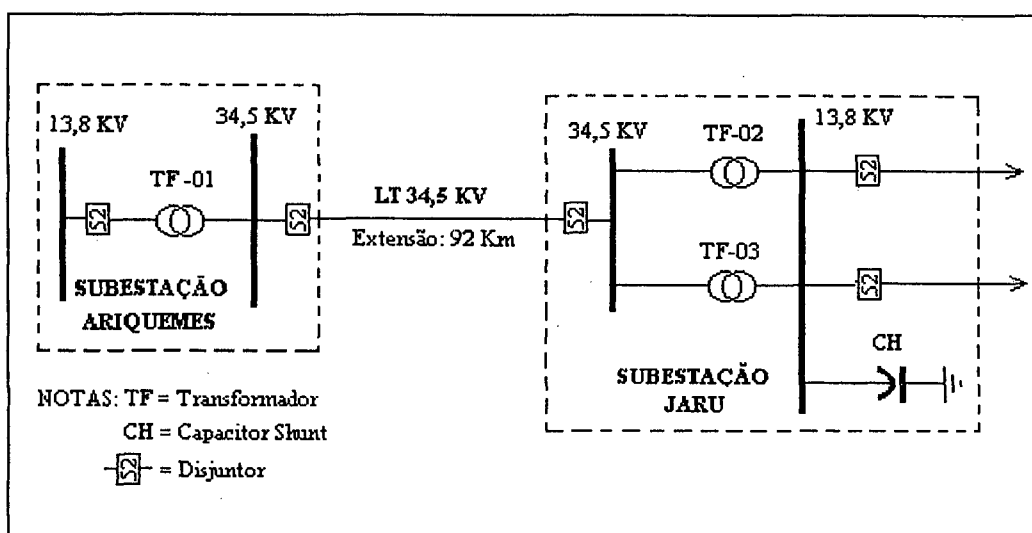


Figura 6.28- Diagrama unifilar simplificado – modelo de estudo

As particularidades envolvidas no cálculo da queda de tensão em linhas de média tensão estão abordadas no Anexo III. Ele contém o cálculo dos parâmetros R e X para os cabos Penguin e Hawk dispostos horizontalmente, compondo a estrutura tipo N em cruzeta de 2,40 metros. De forma semelhante, o Anexo IV contém as particularidades relacionadas ao cálculo de queda de tensão interna em transformadores de força.

Foi dito anteriormente que será considerado o mesmo carregamento utilizado na avaliação do PRE. Será tomado como referência o carregamento do dia 03/01/96, antes da mudança de tap promovida quando na operação do PRE. Entretanto, será utilizado somente o valor de potência útil, em MW, visto que as outras grandezas, como potência reativa em MVar, potência aparente em MVA e $\text{Cos}\phi$ são determinadas em função da particularidade da tecnologia PRE, que trás intrínseco ao projeto os capacitores de compensação, responsável

pelo baixo perfil de reativo e elevado fator de potência do sistema. Então, qual seria o fator de potência da carga sem considerar os capacitores do PRE? Esta questão será abordada a partir dos conceitos apresentados no Capítulo 5, referente a compensação de reativo.

Pelo exposto, o fator da potência da carga sem os capacitores do PRE pode ser obtido aplicando-se a Equação 5.22, onde Q é a potência dos capacitores de compensação do PRE, P o valor de potência ativa registrada no dia mencionado, φ_2 o ângulo relacionado ao fator de potência da carga atendida pelo PRE e φ_1 o ângulo de defasagem entre a corrente e tensão considerando a carga sem os capacitores de compensação. Então, exprimindo a Equação 5.22 em função de φ_1 , tem-se:

$$\varphi_1 = \arctg\left(\frac{Q}{P} + \operatorname{tg}\varphi_2\right)$$

O $\cos\varphi_1$ é o fator de potência da carga sem considerar a compensação de reativo proporcionada pelos capacitores do PRE Jaru. A título de exemplo, tomando-se o registro de potência ativa às 15:00H do dia 03/01/96, igual a 3,6MW, $\cos\varphi_2$ igual a 0,88 (ver Tab. 6.5.) e a potência dos bancos capacitores de compensação do PRE Jaru, equivalente a 900 KVAR ou 0,9MVAR (conforme Tab. 3.4), tem-se:

$$\varphi_2 = \arccos 0,88 = 28,36^\circ$$

$$\varphi_1 = \arctg\left(\frac{0,9}{3,6} + \operatorname{tg} 28,36^\circ\right) = 38,30^\circ. \text{ Este resultado conduz ao } \cos\varphi_1 = 0,78.$$

Portanto, o fator de potência do sistema atendido pelo PRE é 0,88 enquanto a carga possui um fator de potência 0,78. Desse modo, a alternativa de LT 34,5kV será estudada levando em consideração o fator de potência da carga. Isto significa sistema sem compensação de reativo como é a proposta desta alternativa.

Os cálculos de queda de tensão, (considerando-se os parâmetros dos cabos Penguin e Hawk calculados no Anexo III), foram efetuados utilizando-se os recursos da Planilha Excel e estão apresentados na Tabela 6.42 a seguir:

Tabela 6.42- Queda de tensão, LT 34,5 KV Ariquemes/Jaru, sem compensação

Hora	P (MW)	Q1 (MVar)	Q2 (MVA)	Cosφ1	Cosφ2	Sctot1	KVc (KV)	Cabo Penguin		Cabo Hawk	
								G	ΔV (%)	G	ΔV (%)
01:00	2,8	1,3	3,1	0,91	0,99	0,42	36,0	0,04103	11,65	0,02156	6,12
02:00	3,7	1,8	4,1	0,90	0,97	0,44	36,0	0,04153	15,77	0,02209	8,39
03:00	3,8	1,7	4,2	0,92	0,98	0,40	35,5	0,04175	15,95	0,02172	8,30
04:00	3,7	1,7	4,1	0,91	0,98	0,41	35,5	0,04187	15,61	0,02184	8,14
05:00	3,7	1,7	4,1	0,91	0,98	0,41	35,5	0,04187	15,61	0,02184	8,14
06:00	3,7	1,7	4,1	0,91	0,98	0,41	35,5	0,04187	15,61	0,02184	8,14
07:00	2,8	1,7	3,3	0,85	0,96	0,52	35,5	0,04440	13,42	0,02462	7,44
08:00	3,4	2,4	4,2	0,81	0,91	0,58	35,5	0,04551	17,54	0,02602	10,03
09:00	3,3	2,4	4,1	0,81	0,91	0,59	34,5	0,04825	18,12	0,02765	10,39
10:00	3,2	2,4	4,0	0,81	0,91	0,59	34,5	0,04833	17,67	0,02775	10,15
11:00	2,9	1,9	3,4	0,84	0,95	0,54	35,5	0,04470	14,15	0,02499	7,91
12:00	2,9	2,0	3,5	0,82	0,93	0,58	35,8	0,04462	14,57	0,02541	8,30
13:00	2,8	1,8	3,3	0,84	0,95	0,55	36,0	0,04359	13,39	0,02444	7,51
14:00	3,3	2,2	4,0	0,83	0,93	0,56	34,5	0,04766	17,40	0,02686	9,81
15:00	3,6	2,8	4,6	0,78	0,88	0,62	35,0	0,04737	19,99	0,02756	11,63
16:00	3,6	2,8	4,6	0,78	0,88	0,62	35,5	0,04605	19,43	0,02679	11,30
17:00	3,3	2,2	4,0	0,83	0,93	0,56	35,5	0,04501	16,43	0,02537	9,26
18:00	3,5	1,9	4,0	0,88	0,96	0,48	36,0	0,04235	15,56	0,02299	8,44
19:00	3,0	1,3	3,3	0,91	0,99	0,40	37,0	0,03848	11,61	0,02004	6,05
20:00	2,9	0,9	3,0	0,96	1,00	0,30	36,0	0,03787	10,58	0,01846	5,16
21:00	2,8	0,9	2,9	0,95	1,00	0,31	36,0	0,03813	10,32	0,01871	5,06
22:00	2,5	0,9	2,7	0,94	1,00	0,34	36,0	0,03900	9,53	0,01954	4,78
23:00	2,3	0,9	2,5	0,93	1,00	0,36	36,0	0,03966	9,01	0,02018	4,59
24:00	2,0	0,9	2,2	0,91	1,00	0,41	36,0	0,04078	8,23	0,02131	4,30

Nota: Os dados referentes a potência ativa e Cosφ2 foram extraídos da Tabela 6.5

Observa-se na Tabela 6.42 que os maiores valores de queda de tensão ocorrem com o cabo Penguin, como era de se esperar. Estes resultados permitem concluir que tecnicamente a alternativa com cabo Penguin é inviável, considerando-se que ao valor de queda de tensão na linha será adicionada a queda de tensão nos transformadores e nos expressos, de forma que a queda total será superior a 20%. Isso implica em limites de tensão na barra de carga inferiores ao tap mínimo dos transformadores da RD, equivalente a 12,0 kV.

No caso da LT 34,5KV com cabo Hawk, os carregamentos ocorridos às 08:00H, 09:00H, 10:00H, 15:00H e 16:00H impõem quedas de tensão superiores ao limite técnico de 10%. Portanto, estes resultados também mostram que tecnicamente a alternativa com cabo Hawk é inviável. Esta é uma das constatações mais significativas deste trabalho, pois ela confirma que de fato o PRE apresenta menor queda de tensão em comparação com outra tecnologia convencional equivalente, como se pode verificar ao comparar estes resultados com aqueles da Tabela 6.5.

Como a Alternativa I foi rejeitada tecnicamente, a seguir será apresentada a Alternativa II, similar à primeira, porém levando-se em consideração a compensação de reativo no mesmo valor dos bancos capacitores de equalização e compensação do PRE Jaru

6.9.2 Alternativa II: LT 34,5kV Ariquemes/Jaru e Subestações Associadas- Com Compensação de Reativo

Nesta alternativa, será considerada a compensação de reativo através de capacitores fixos instalados na subestação de Jaru, no barramento de 13,8 kV, como indicado na Figura 6.28. Essa compensação será equivalente a 900 KVAR. Com relação aos transformadores, serão considerados similares àqueles utilizados no PRE Jaru, exceto no que diz respeito à isolação, visto que na tecnologia convencional a tensão fase-terra é equivalente a $\frac{34,5KV}{\sqrt{3}}$, ou seja, isolação menor que a exigida pela tecnologia PRE.

Por fim, a proposta de estudo da Alternativa II tem como motivação a seguinte questão motivadora: *A viabilidade técnica e econômica do PRE Jaru são confirmadas mesmo quando comparadas com LT 34,5 KV, compensada com a mesma potência capacitiva?* Com esta motivação o estudo será feito, a começar pela avaliação dos limites de tensão.

6.9.2.1 Alternativa II - Avaliação dos Limites de Tensão

A avaliação dos limites de tensão será feita a partir dos cálculos de queda de tensão na linha. De acordo com as Equações 5.5 e 5.6 a queda de tensão depende da carga e da sua característica quanto ao fator de potência ($\cos\phi$). Assim, os dados de entrada para cálculo da queda de tensão do sistema elétrico proposto são os mesmos daqueles utilizados para cálculo

da queda de tensão no PRE Jaru, visto que se está considerando a mesma compensação de reativo. Estes cálculos foram efetuados no Anexo III, Tabela III.5 e estão representados nos gráficos das Figuras 6.29 e 6.30, a seguir

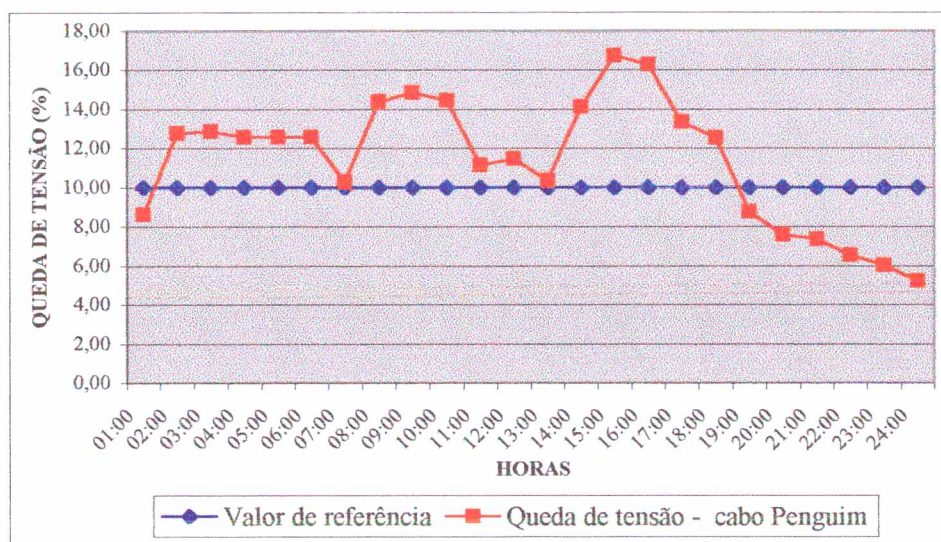


Figura 6.29- Quedas de tensão obtidas com o emprego do cabo Penguin

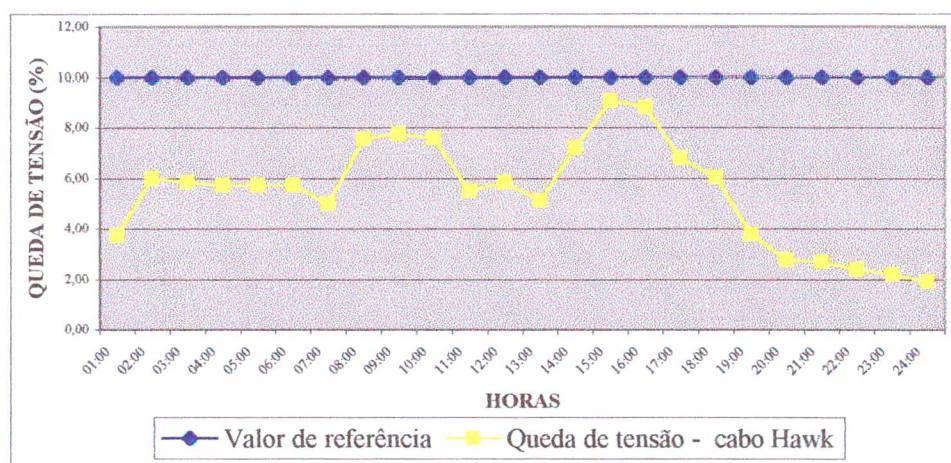


Figura 6.30- Quedas de tensão obtidas com o emprego do cabo Hawk

Semelhante aos resultados obtidos na Alternativa I, as quedas de tensão através do cabo Penguin são maiores que 10% e isso ocorre em mais de 70% dos registros de carga do dia 03/01/96. Portanto, pelas mesmas razões citadas anteriormente esta opção está desclassificada sob o ponto de vista técnico. Já os resultados obtidos com o cabo Hawk são

ligeiramente melhores (menor queda de tensão) que aqueles apresentados pelo PRE Jaru. Entretanto cabe esclarecer que a queda de tensão calculada para o PRE tem como referências as medições de tensão nas barras da SEQM (lado de AT) e barra de carga da SEJR onde foram obtidos os valores de tensão identificados por VJR. No processo de medição desta tensão foram identificadas três possibilidades de erro, quais sejam:

- 1- Erro de leitura: As leituras foram feitas em dois voltímetros, como mostra a Figura 6.17. Como os dois instrumentos apresentavam leituras bem diferentes, adotou-se como valor de VJR a média aritmética entre as duas leituras;
- 2- Erro próprio dos instrumentos: Os voltímetros eram do tipo ferro móvel, classe de erro $\pm 1,5\%$;
- 3- Erro de transformação e fiação: Trata-se neste caso de erro associado aos Transformadores de Potencial – TPs e fiação até o painel com os voltímetros, numa extensão de 50 metros.

Pelo exposto, pode-se concluir que a LT 34,5 kV, com compensação, apresenta comportamento semelhante ao do PRE no que se refere a queda de tensão.

6.9.2.2 Alternativa II- Avaliação do DEC e FEC

Quando se propõe uma alternativa, na fase de estudos e planejamento, utilizam-se registros históricos, sendo esta a mesma lógica adotada na estimativa do desempenho operacional de um proposta convencional devidamente conhecida. Em função do processo de federalização da concessionária estadual com conseqüências drásticas na redução de pessoal, os bancos de dados com as informações estatísticas foram seriamente prejudicados, de forma que, a informação ideal, obtida a partir de uma série histórica de vários anos de observação de desempenho operacional não se tem. Para contornar essa dificuldade serão consideradas neste estudo as médias entre as taxas de falhas por quilômetro e duração média das interrupções registrados nas LTs JI/PM e OP/MS, para daí se obter a taxa de falhas por quilômetro e a

duração média representativa das linhas 34,5 kV na região onde foi instalado o Sistema PRE Jaru. Então, de acordo com o explicado, os valores representativos são:

$$\lambda_{34,5} = 0,62 \text{ interrupções/Km/ano};$$

$$\tau_{34,5} = 1,44 \text{ hora/interrupção}.$$

6.9.2.3 Alternativa II- Valor do Investimento

O valor do investimento associado à alternativa proposta será feito com base nos preços modulares para subestações e linhas de transmissão (ELETROBRAS,1994) e simplificações, propostas pela ELETRONORTE²⁸, no documento referenciado, sendo feitas as devidas adequações, como por exemplo no tamanho do terreno, de 50mx60m, conforme modelo no documento da ELETROBRAS, para 25mx25m conforme as dimensões dos terrenos da SEQM e SEJA. Vale lembrar que na subestação de Jaru está prevista a instalação de banco de capacitores na barra de 13,8 KV.

Pelo exposto os valores dos investimentos considerados para a Alternativa II são²⁹:

1- Subestação supridora de Ariquemes – Arranjo barra simples

- 01 Módulo geral³⁰.....R\$ 49.840,00..... US\$ 53.021,00;
- 01 Entrada de linha 34,5 KV.....R\$ 175.037,00..... US\$ 186.210,00;
- 01 Entrada de linha 13,8 KV.....R\$ 85.916,00..... US\$ 91.400,00;
- 01 Conexão trafo 34,5 KV.....R\$ 131.149,00..... US\$139.520,00;
- 01 Conexão trafo 13,8 KV.....R\$ 77.776,00..... US\$ 82.740,00;
- 01 trafo 5,6/7,0 MVA c/LTC.....R\$ 151.353,00..... US\$ 161.014,00.

²⁸ As simplificações mencionadas estão anexas ao telefax da ELETRONORTE, EPL-065/94, datado de 26/01/95, assinado pelo Eng^o Paulo Takao Yamamura e encaminhado à CERON.

²⁹ A conversão de reais para dólares foi feita considerando-se a taxa de câmbio de 04 de julho/94, quando US\$ 1,00 = R\$ 0,940

³⁰ Módulo Geral: É o módulo de implantação da subestação onde são considerados todos os itens de infraestrutura do projeto como terreno, cercas, iluminação, arruamento, casa de comanda, malha de terra, etc.

Subtotal 1:.....R\$ 671.071,00..... US\$ 713.905,00.

2- Subestação distribuidora de Jaru – Arranjo barra simples

- 01 Módulo geral.....R\$ 69.552,00..... US\$ 73.991,00;
- 01 Entrada de linha 34,5 KV.....R\$ 175.037,00..... US\$ 186.210,00;
- 02 Entradas de linha 13,8 KV.....R\$ 171.832,00..... US\$ 182.800,00;
- 01 Conexão trafo 34,5 KV.....R\$ 131.149,00..... US\$ 139.520;
- 01 Conexão trafo 13,8 KV..... R\$ 77.776,00..... US\$ 82.740,00;
- 02 Trafos de 2,0 MVA s/ LTC.....R\$ 61.777,00..... US\$ 65.720,00;
- 01 Banco capacitores.....R\$ 18.913,00.....US\$ 20.120,00.

Subtotal 2.....R\$ 706.035,00..... US\$ 751.101,00

3- LT 34,5 KV – Ariquemes/Jaru – Cabo Hawk

- Preço por quilômetro de linha:R\$ 24.064,00..... US\$ 25.600,00;
- Custo total da linha.....R\$ 2.213.888,00.... US\$ 2.355.200,00

4- Investimento total:.....R\$ 3.590.994,00.....US\$ 3.820.206,00

6.9.2.4 Alternativa II - Custo Operacional

No levantamento deste custo será considerado a mesma estrutura de pessoal e veículo utilizado na avaliação do PRE, porém com uma diferença: Não será considerada a participação do coordenador da operação, cuja atuação se restringe ao PRE, por se tratar de uma nova tecnologia, portanto em observação permanente. Os custos horários das equipes e do veículo também serão os mesmos.

Uma das informações de maior relevância e que tem reflexos diretos nos custos operacionais e de manutenção, dizem respeito aos índices de confiabilidade determinados a partir do DEC e FEC. Estes índices serão estimados com base na taxa de falhas anual e tempo médio de restabelecimento obtidos a partir do levantamento do desempenho operacional de linhas de 34,5KV já existentes. Pelo exposto, os índices operativos estimados são:

- ✓ $FEC = \lambda_{34,5} \times l = 0,62 \times 92 = 57,04$ interrupções/ano.
- ✓ $DEC = FEC \times \tau_{34,5} = 57,04 \times 1,44 = 82,14$ horas/ano.

Estes resultados confirmam as observações que foram feitas no item referente ao desempenho operacional comparativo, quanto à nítida vantagem do PRE no tocante à Duração Equivalente por Consumidor – DEC, ou seja, o tempo de indisponibilidade anual do PRE é inferior ao da LT 34,5kV convencional. Entretanto, como já foi comentado, a desvantagem do PRE diz respeito a Frequência Equivalente por Consumidor – FEC, equivalente a 67,67 interrupções/ano contra 57,04 interrupções/ano da LT 34,5kV.

Quanto ao rateio do tempo de disponibilidade para a instalação proposta, o critério para as equipes de operação é o mesmo daquele adotado no estudo do PRE Jarú, à exceção das equipes de plantão e respectivo veículo, considerados apenas no levantamento do custo da manutenção. Os cálculos dos custos operacionais, feitos através da Planilha Excel, estão mostrados na Tabela 6.43 a seguir.

Tabela 6.43- Custo de operação - Alternativa II

Descrição	Ch (horas)	DEC Anual (horas)	Disp. Anual (horas)	Custo Anual					
				(R\$)			(US\$)		
				1996	1997	1998	1996	1997	1998
1- Op. COD Jarú	44,98	82,14	164,28	7.389,31	7.389,31	7.389,31	7.352,55	6.854,65	4.563,84
4- Sup. do COD	12,53	82,14	41,07	514,61	514,61	514,61	512,05	477,37	317,84
5- Op. de Ariq.	27,91	82,14	164,28	4.585,05	4.585,05	4.585,05	4.562,24	4.253,30	2.831,85
6- Op. do COS	21,17	82,14	41,07	869,45	869,45	869,45	865,13	806,54	537,00
7- Sup. do COS	14,21	82,14	20,54	291,80	291,80	291,80	290,35	270,69	180,23
T O T A L:.....				13.650,23	13.650,23	13.650,23	13.582,32	12.662,55	8.430,75

NOTAS: Ch= Custo horário; Disp.= Disponibilidade; Op.= Operação; Sup.= Supervisão; Ariq.= Atriquemes

Os custos anuais de operação da Alternativa II surpreendem quando comparados com aqueles apurados na operação do PRE Jarú (ver Tab. 6.31), pois, esperava-se a princípio, que

devido ao maior número de pessoas envolvidas com a operação do PRE, este fosse apresentar um valor significativamente maior. Observa-se então, que o custo de operação da Alternativa II é maior devido ao tempo de indisponibilidade do sistema expresso através do DEC. Como visto anteriormente, o DEC anual do PRE Jaru é equivalente a 32,35 horas/ano contra 82,14 horas/ano da LT 34,5kV convencional.

6.9.2.5 Alternativa II- Custo de Manutenção

O custo de manutenção será estimado a partir do estudo feito em relação as linhas de 34,5KV Ji-Paraná/Presidente Médici e Ouro Preto D'Oeste/Mirante da Serra, cujos resultados são:

- a) Saídas permanentes e programadas, com intervenção da Equipe de Manutenção: 0,15 saídas/km/ano e tempo médio de restabelecimento igual a 4,73 horas (cada saída permanente demanda, em média, este tempo para retornar à normalidade).
- b) Saídas transitórias (acima de 3 minutos) com intervenção da Equipe de Plantão: 0,12 saídas/km/ano e tempo médio de restabelecimento igual a 0,47 horas (cada saída de curta duração demanda, em média, este tempo para retornar à normalidade).
- c) Tempo médio de manutenção na subestação: 7,34 horas/ano.

Semelhante ao caso real, verificado na manutenção do PRE Jaru, serão consideradas equipes de manutenção em Ariquemes e Jaru. Os custos horários das equipes de manutenção das subestações serão os mesmos daqueles adotados no estudo do PRE, exceto no que diz respeito às equipes de manutenção de linhas de média tensão e redes de distribuição.

A equipe do plantão é constituída por um eletricista e um motorista eletricista. De acordo com o Eng^o Luiz Carlos Coelho, atual gerente da Unidade de Negócios de Ji-Paraná³¹,

³¹ Os sistemas elétricos de Ariquemes e Jaru pertencem à Unidade de Negócios de Ji-Paraná.

os custos de homem-hora de pessoal próprio praticados de 96 a 98 eram em torno de R\$ 20,00/hora. Quanto ao veículo Pick-up, o valor do aluguel, conforme contrato CERON/DD/076/95 era de R\$19,71/hora. Assim, o custo horário da equipe composta por duas pessoas era de R\$ 40,00.

Quanto à estrutura de manutenção de linhas e redes, a equipe padrão é constituída por 06 pessoas e se utiliza um caminhão com guindaste. O detalhamento da equipe e os preços praticados de acordo com o contrato mencionado estão descritos a seguir:

✓ Equipe de manutenção:

- 03 eletricitas: R\$ 12,00/Hh

- 02 ajudantes: R\$ 11,25/Hh

- 01 motorista: R\$ 8,00/Hh

- **Custo horário da equipe: R\$ 66,50**

✓ Caminhão com guindaste – Custo horário: R\$ 21,26

Com base nos dados de saídas permanentes e transitórias o tempo de indisponibilidade estimado para a alternativa II será:

• Tempo de indisponibilidade associado a saída permanente:

$$92 \times 0,15 \times 4,73 = 5,19 \text{ horas/ano.}$$

• Tempo de indisponibilidade associado a saídas transitórias:

$$92 \times 0,12 \times 0,47 = 5,19 \text{ horas/ano.}$$

Os rateios da participação de cada equipe envolvida na manutenção serão feitos com base nos seguintes critérios:

⇒ Tempo de envolvimento da equipe de manutenção de linhas e redes: Será considerado igual a 3 vezes o tempo de indisponibilidade associado às saídas permanentes, levando-se em conta o tempo de planejamento, preparação e retorno após execução dos serviços. Isso implica em custo anual equivalente a R\$ 13.021,36 (195,81 horas x R\$ 66,50). O mesmo tempo é considerado para o

veículo, o que implica no custo equivalente a R\$ 7.942,05 (195,81 horas x R\$ 40,56). Em resumo, o custo total da equipe com caminhão é igual a R\$ 17.184,28;

- ⇒ Tempo de envolvimento da equipe de plantão: Será considerado igual a 2 vezes o tempo de indisponibilidade associado às saídas transitórias, levando em consideração o tempo de preparação e deslocamento após restabelecimento do sistema. Isso significa custo anual equivalente a R\$ 415,20 (10,38 horas x R\$ 40,00). Considerando o mesmo tempo de utilização do veículo, tem-se o custo de R\$ 204,59 (10,38 horas x R\$ 19,71). Custo total da equipe com veículo: R\$ 619,79.
- ⇒ Tempo de envolvimento das equipes técnicas na manutenção das subestações: Será considerado igual a 3 vezes o tempo de indisponibilidade associado a cada subestação, estando aí incluídos os tempos de planejamento, preparação, deslocamento e posterior preparação de relatório. O rateio para cada equipe (Ariquemes e Jarú) será equivalente à metade do tempo de indisponibilidade (7,34/2) multiplicado pelo custo horário de cada equipe, ou seja, equipe de Ariquemes: $3 \times 3,67 \times \text{R\$ } 28,19 = \text{R\$ } 310,37$ e equipe de Jarú: $3 \times 3,67 \times \text{R\$ } 12,53 = \text{R\$ } 137,95$. Considerando o tempo total de utilização do veículo igual ao dobro do tempo de indisponibilidade ($2 \times 7,34$) chega-se ao custo de R\$ 289,34. Finalmente, o custo total da equipe com veículo é igual a R\$ 737,66
- ⇒ Tempo de envolvimento relacionado à supervisão da manutenção. Será considerado igual a soma dos tempos de indisponibilidade associada às saídas permanentes, transitórias e devidas a problemas nas subestações, equivalente a 77,80 horas (65,27 + 5,19 + 7,34). A supervisão da manutenção é exercida pelo mesmo supervisor da operação, cujo custo horário, já visto anteriormente, é igual a R\$ 12,53. Em síntese, o custo da supervisão corresponde a R\$ 974,83 (77,80 horas x R\$ 12,53). Considerando o tempo de utilização de veículo Pick-up pela supervisão igual à metade do tempo de interrupção associado à manutenção, obtém-se o custo resultante de R\$ 766,72 [(77,80 horas/2) x R\$ 19,71].

Outra componente de custo associada à manutenção diz respeito à limpeza da faixa de servidão da linha, cuja largura para LT 34,5kV é de 15 metros. O preço para abertura de

faixa constante no contrato PR 025/94 – CERON/ABB é de R\$ 0,09/m². Aplicando-se este valor à linha proposta nesta alternativa, cuja área de faixa é equivalente a 1.380.000 m² (92.000 m x 15 m) e, considerando que 50% deste total não necessita de limpeza por estar a linha passando sobre área de plantação e pastagens, têm-se: Custo anual de limpeza de faixa: $0,5 \times 15m \times 92.000m \times R\$ 0,09m^2 = R\$ 62.100,00/\text{ano}$

Finalmente os custos totais de manutenção estão resumidos na Tabela 6.44, sendo os valores apresentados em reais e em dólares (moeda americana). Vale ressaltar que o critério de conversão para dólares é o mesmo daquele considerado no estudo do PRE, isto é, está se considerando a cotação média anual obtida, por sua vez, das médias mensais calculadas pela FGV a partir dos valores divulgados pelo BACEN.

Tabela 6.44- Custo de manutenção da Alternativa II

Descrição	Ch (horas)	Disp. Anual (horas)	Custo Anual					
			(R\$)			(US\$)		
			1996	1997	1998	1996	1997	1998
1- Manut.de linhas e redes	66,50	195,81	13.021,37	13.021,37	13.021,37	12.956,58	12.079,19	8.042,35
2- Caminhão com guindaste	40,56	195,81	7.942,05	7.942,05	7.942,05	7.902,54	7.367,40	4.905,23
3- Equipe do Planatão	40,00	10,38	415,20	415,20	415,20	413,13	385,16	256,44
4- Veículo pick-up - Plantão	19,71	10,38	204,59	204,59	204,59	203,57	189,79	126,36
5- Manut. SE Ariquemes	28,19	11,01	310,37	310,37	310,37	308,83	287,91	191,69
6- Manut. SE Jaru	12,53	11,01	137,96	137,96	137,96	137,27	127,97	85,20
7- Veículo pick-up - Manut.	19,71	14,68	289,34	289,34	289,34	287,90	268,41	178,71
8- Supervisão da Manut.	12,53	77,80	974,83	974,83	974,83	969,98	904,30	602,08
9- Veículo pick-up - Superv.	19,71	38,90	766,72	766,72	766,72	762,90	711,24	473,55
10- Limpeza de faixa	xxx	xxx	62.100,00	62.100,00	62.100,00	61.791,04	57.606,68	38.354,64
TOTAL:			86.162,43	86.162,43	86.162,43	85.733,76	79.928,04	53.216,25

NOTAS: Ch = Custo horário; Disp. = Disponibilidade; Manut. = Manutenção; Superv. = Supervisão

Ao se comparar o custo de manutenção do PRE Jaru (ver Tab.6.32) com os valores apresentados na Tabela 6.44, constata-se que o custo de manutenção da LT 34,5 KV convencional é maior devido a taxa de falhas associadas a quebra de isoladores, abaloamento de postes e queimadas, que além de demandarem freqüentes intervenções com tempos de duração longos, há toda uma estrutura de mão-de-obra necessária e que faz parte da rotina da manutenção de Redes de Distribuição - RD e linhas de média tensão - MT.

Outro aspecto que onera o custo de manutenção da linha convencional é a necessidade de manter a faixa de servidão limpa. Esta parcela de custo responde por 72% do custo total de manutenção. Então, ao se comparar, verifica-se que no PRE não é considerada a limpeza de faixa e as intervenções da manutenção concentram-se nas subestações.

Vale ressaltar, que durante os três anos de operação do PRE não houve registro de qualquer problema na linha composta pelos dois cabos pára-raios, fato este que repercutiu sensivelmente no baixo custo da manutenção em relação a LT 34,5 kV.

6.9.2.6 Alternativa II- Custo das Perdas Técnicas

O primeiro passo na determinação do custo mencionado consiste no cálculo das perdas técnicas associadas às subestações e à LT 34,5kV proposta na Alternativa II, cujos critérios serão idênticos àqueles utilizados no estudo de PRE Jaru. Seja então:

A- Levantamento das perdas técnicas nas subestações

Serão considerados os mesmos dados do transformador da SEQM - PRE, referentes a perdas no ferro, perdas no cobre e impedância percentual, cujos dados são:

- Perdas no Ferro: 6.500W;
- Perdas no Cobre: 30.000W;
- Impedância percentual: 6,06%, na base de 5000KVA, conforme modelo proposto na figura 6.27.

Quanto ao fator de potência representativo de cada mês, será considerado o valor médio em relação aos carregamentos verificados nos dias 03/01/96; 06/01/96; 07/01/96 e 10/04/96, cujo valor corresponde a 0,89 ($\cos\phi = 0,89$). Assim, uma vez conhecido o carregamento em MW e o $\cos\phi$, é calculado a potência da carga em MVA representada por S_c .

Também serão considerados os mesmos valores de potência média de carregamento (calculados na Tabela 6.33, coluna $W_{m\acute{e}dia}$) e demandas máximas consideradas no estudo do PRE, diferenciando-se quanto ao tempo de efetiva operação, uma vez que os índices operativos da LT 34,5 KV são diferentes daqueles verificados no PRE Jarú. Deste modo, para se determinar o tempo de efetiva operação utilizou-se o DEC da linha convencional equivalente a 82,14 horas/ano³² adicionando-se a este valor o tempo de indisponibilidade devido a causas externas e a permanência do PRE fora de operação durante o período em que toda carga foi suprida por outras fontes. Este procedimento tem como objetivo enquadrar a Alternativa proposta nos mesmos parâmetros operacionais a que foi submetido o PRE³³.

Os cálculos das perdas técnicas nas subestações foram efetuados no Anexo V através dos recursos associados a planilha Excel, de onde se tem:

A.1- Perdas técnicas na SEQM – Anexo V.1

- Perdas verificadas no ano de 1996: 167,61 MWh;
- Perdas verificadas no ano de 1997: 142,82 MWh;
- Perdas verificadas no ano de 1998: 88,16 MWh;

▪ Perdas totais: 398,59 MWh

A.2- Perdas técnicas na SEJA – Anexo V.2

- Perdas verificadas no ano de 1996: 451,90 MWh;
- Perdas verificadas no ano de 1997: 367,75 MWh;
- Perdas verificadas no ano de 1998: 181,84 MWh;

▪ Perdas totais: 1.001,49 MWh

As perdas técnicas na subestação de Jarú – SEJA, são maiores que as perdas na subestação de Ariquemes – SEQM, pelo fato dos transformadores serem de menor capacidade, ficando portanto, mais sobrecarregados que o transformador da SEQM.

³² O rateio mensal do DEC anual foi feito dividindo-se 82,14 por 12.

³³ Entende-se por parâmetros de enquadramento, neste caso, aquelas condições que independem da tecnologia, como as interrupções oriundas de causas externas e aquelas situações em que a instalação foi mantida fora de operação por conveniência operacional, uma vez que se tinha potência disponível suficiente para fornecer a todo sistema através da UTE, ou pelo terciário da subestação da Eletronorte em Jarú.

B- Levantamento das perdas técnicas na LT 34,5 KV compensada - cabo Hawk

A seqüência metodológica para cálculo das perdas técnicas na linha convencional é idêntica àquela detalhada no estudo da linha PRE, cabendo esclarecer então, que os dados da Tabela 6.35 identificados por $W_{m\acute{e}dia}$, $W_{m\acute{a}x}$, $I_{m\acute{a}x}$, f_c e f_p , são os mesmos utilizados no cálculo das perdas técnicas desta alternativa. Os resultados estão mostrados no Anexo VI, de onde foram extraídas as seguintes informações:

B.1- Perdas de energia – E_{pwc}

- Perdas verificadas no ano de 1996: 1.289,88 MWh;
- Perdas verificadas no ano de 1997: 993,07 MWh;
- Perdas verificadas no ano de 1998: 432,92 MWh;

• **Perdas totais: 2.715,87 MWh**

B.2- Perdas de demanda – $P_{cwm\acute{a}x}$

- Perdas verificadas no ano de 1996: 2.496,58 KW;
- Perdas verificadas no ano de 1997: 2.042,68 KW;
- Perdas verificadas no ano de 1998: 1.633,99 KW;

• **Perdas totais: 6.173,24 KW**

C- Resumo das perdas técnicas

O resumo das perdas técnicas está apresentado no Anexo VII, cujos resultados são:

- Perdas técnicas totais no ano de 1996: 1.909,39 MWh;
- Perdas técnicas totais no ano de 1997: 1.503,64 MWh;
- Perdas técnicas totais no ano de 1998: 702,94 MWh;

• **Perdas técnicas totais: 4.115,97 MWh**

As perdas de demanda são as mesmas relacionadas no item B.2.

Ao se comparar estes resultados com aqueles do PRE Jaru, mostrados na Tabela 6.36, verifica-se que a LT 34,5 kV convencional, com compensação, apresenta perdas técnicas ligeiramente menores que o PRE Jaru. Isso se deve aos seguintes fatos:

- a. O tempo de indisponibilidade total associado à alternativa convencional é maior que o do PRE Jaru. Como resultado o sistema convencional da Alternativa II permanece menor tempo em operação;
- b. Toda extensão da LT 34,5 KV proposta é em cabo Hawk, enquanto que no PRE Jaru 2 quilômetros são através do cabo Penguin, que por ser um cabo mais fino impõe maiores perdas elétricas.

D- Custos das perdas técnicas

Uma vez conhecidas as perdas técnicas procede-se ao cálculo dos custos, tomando-se como referência as mesmas tarifas praticadas no período de 96 a 98. Estes custos foram calculados no Anexo VIII onde os valores estão em reais e em dólares, sendo utilizado no processo de conversão os mesmos critérios empregados no levantamento dos custos das perdas técnicas do PRE Jaru. Em resumo, os resultados de interesse na seqüência deste estudo são:

D.1- Custo das perdas de energia:

- 1996:..... R\$ 33.299,76US\$ 33.127,47;
- 1997:..... R\$ 26.223,48US\$ 24.526,64;
- 1998:R\$ 14.459,48 US\$ 12.439,86;

• Subtotal 1 R\$ 73.982,72 US\$ 70.093,98

D.2- Custo das perdas de demanda:

- 1996:R\$ 13.681,15 US\$ 13.628,92
- 1997R\$ 11.193,78 US\$ 10.445,75
- 1998 R\$ 10.555,38 US\$ 9.111,65

• Subtotal 2 R\$ 35.430,31 US\$ 33.186,32

D.3- Custos totais das perdas técnicas:

- 1996: R\$ 46.980,91 US\$ 46.756,39;

➤ 1997: R\$ 37.417,26 US\$ 34.972,39

➤ 1998: R\$ 25.014,86 US\$ 21.551,51

➤ **Total: R\$ 109.413,03 US\$ 103.280,29**

6.9.2.7 Alternativa II- Cálculo do Custo da Energia Interrompida

Diferente do procedimento adotado no caso do PRE Jaru, onde a energia interrompida foi obtida de dados reais verificados quando na ocorrência de cada interrupção, neste caso, a energia interrompida é obtida a partir do DEC previsto para a LT 34,5kV, equivalente a 82,14 horas e da demanda média mensal ($W_{média}$), conforme mostrado no Anexo IX. Nesse anexo, a coluna DEC mensal corresponde ao DEC anual dividido por 12, ou seja: $82,14/12 = 6,845$ horas. Assim, a coluna de energia interrompida mês-a-mês é obtida multiplicando-se os dados mensais de demanda média pelo respectivo DEC mensal.

Quanto à coluna referente ao valor do MWh interrompido, a forma como os dados foram obtidos é a mesma daquela relacionada ao levantamento do custo da energia interrompida no PRE Jaru. O critério de conversão de reais para dólares é igual ao do item anterior.

Finalmente, de acordo com o Anexo IX, o montante de energia interrompida em três anos totaliza 674,79 MWh, enquanto os custos equivalem a:

✓ 1996: R\$ 35.812,32 US\$ 35.637,82;

✓ 1997: R\$ 28.593,13 US\$ 26.764,19;

✓ 1998: R\$ 20.697,52 US\$ 17.814,93;

✓ **Total: R\$ 85.102,96 US\$ 80.216,94**

Ao se comparar estes resultados com aqueles obtidos no estudo do PRE Jaru e que estão mostrados na Tabela 6.39, verifica-se a grande vantagem do PRE sobre a tecnologia convencional. Observa-se que o montante de energia interrompida através da tecnologia convencional é 138% maior que a proporcionada pela tecnologia PRE.

Cumprе esclarecer, que a demanda interrompida não é considerada neste levantamento, pois a Concessionária continua recebendo dos consumidores a parte referente a demanda, independente da frequência e duração da interrupção.

6.9.2.8 Alternativa II- Valor Residual

De acordo com a Tabela 5.2, a vida útil e residual das diferentes partes que compõem a Alternativa II é a seguinte:

- Subestações: Vida útil 25 anos e valor residual 30%;
- LT 34,5 KV, em poste de concreto duplo T: Se enquadra como LD com poste de concreto, cuja vida útil é de 20 anos e valor residual 10%.

Os cálculos da depreciação e valor residual, mostrados na Tabela 6.45 a seguir, foram feitos a partir dos valores em reais e o resultado convertido para dólares, tomando-se como referência a taxa de câmbio do início de julho/94 para o Ano zero e a taxa de câmbio do final de dezembro para os outros anos, cujos valores são:

- Ano 0: Cotação do dia 04/07/94: US\$ 1,00 = R\$ 0,9400;
- Ano 1: Cotação do dia 31/12/96: US\$ 1,00 = R\$ 1,0394;
- Ano 2: Cotação do dia 31/12/97: US\$ 1,00 = R\$ 1,1165;
- Ano 3: Cotação do dia 31/12/98: US\$ 1,00 = R\$ 1,2087.

Tabela 6.45- Valor residual - Alternativa II

ANO	Subestações		LT 34,5 KV		Valor residual total	
	Deprec (R\$)	Valor Residual	Deprec (R\$)	Valor Residual	(R\$)	(US\$)
0	1.377.106,00	2.213.888,00	3.590.994,00	3.820.206,38
1	38.558,97	1.338.547,03	99.624,96	2.114.263,04	3.452.810,07	3.321.926,18
2	38.558,97	1.299.988,06	99.624,96	2.014.638,08	3.314.626,14	2.968.765,02
3	38.558,97	1.261.429,10	99.624,96	1.915.013,12	3.176.442,22	2.627.982,31

Nota: Deprec. = Depreciação

6.9.2.9 Alternativa II - Organização dos Dados Econômicos

De acordo com o roteiro metodológico, a organização dos dados, conforme Tabela 6.46, permite a visão de conjunto das informações econômicas da alternativa proposta, facilitando a escolha e a aplicação do método de avaliação econômica mais apropriado.

Tabela 6.46- Organização dos dados econômicos - Alternativa II

	(R\$)			(US\$)		
	1996	1997	1998	1996	1997	1998
1- Valor do investimento	3.590.994,00	xxxx	xxxx	3.820.206,00	xxx	xxx
2- Custo anual de operação	13.650,23	13.650,23	13.650,23	13.582,32	12.662,55	8.430,75
3- Custo anual de manutenção	86.162,43	86.162,43	86.162,43	85.733,76	79.928,04	53.216,25
4- Custo anual - perdas técnicas	46.980,91	37.417,26	25.014,86	46.756,39	34.972,39	21.551,51
5- Custo anual - energia interromp.	35.812,32	28.593,13	20.697,52	35.637,82	26.764,19	17.814,93
6- Valor residual após três anos	xxx	xxx	3.176.442,22	xxx	xxx	2.627.982,31

NOTA: Energia interromp. = Energia interrompida

Ao se comparar a Tabela 6.41 e 6.46, parece óbvia a vantagem econômica do PRE em relação à tecnologia convencional, representada pela LT 34,5kV com compensação de reativo, visto que, à exceção do custo anual das perdas técnicas, os valores associados ao PRE são expressivamente menores que aqueles da linha convencional. Entretanto, com o objetivo de mostrar a aplicabilidade da metodologia estruturada no Capítulo 5 e representada na Figura 5.12, a seguir será escolhido um dos métodos de avaliação econômica apresentado no Capítulo 4.

6.10 Escolha do Método de Avaliação Econômica

A análise do PRE em relação a alternativa convencional proposta deve ser feita através de um método que permita a equivalência dos diversos valores envolvidos. Como visto no Capítulo 4, há vários métodos que permitem fazer essa equivalência. Um deles, que poderia ser adotado neste caso, seria o método do Custo Anual Líquido – CAL, porém há uma dificuldade na sua aplicação, dado que os custos anuais relacionados às perdas técnicas e energia interrompida não são uniformes (considerando-se os valores em reais). De acordo com o CODI (1982), neste caso, o referido método não deve ser utilizado.

Considerando-se que na organização dos dados econômicos do PRE e alternativa proposta há uma predominância de valores de despesas, será escolhido o método do Custo Presente Líquido – CPL, calculado através da Equação 4.18, visto ser esse método idêntico ao Valor Presente Líquido – VPL. As diferenças entre um e outro método dizem respeito à convenção de sinais, onde as despesas são consideradas com valores positivos e as receitas com valores negativos. Em função disso, o critério de decisão também é oposto ao VPL, pois se considera como melhor proposta aquela que apresentar menor Custo Presente Líquido.

Ainda, no desenvolvimento dos cálculos, serão empregadas aquelas equações de equivalência apresentadas de forma simplificadas, como é o caso das Equações 4.5 e 4.11, por tomar como base os valores tabelados³⁴ em função do período n e da taxa de juros i .

De acordo com os comentários explicativos a Equação 4.18 passa a ser representada da seguinte forma:

$$CPL_A = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Onde:

CPL_A = custo presente líquido de um fluxo de caixa da alternativa A, por exemplo;

t = número de períodos envolvidos em cada elemento da série de receitas e despesas do

³⁴ Neste trabalho está se utilizando os dados das tabelas financeiras contidas em: Nelson CASAROTTO FILHO & Bruno Hartmut KOPITTKKE. *Análise de investimentos*. São Paulo: Atlas, 1996. Anexo 3.

fluxo de caixa;

n = número total de períodos de juros;

i = taxa de desconto, ou taxa de mínima atratividade – tma ;

F_t = cada um dos diversos valores envolvidos no fluxo de caixa e que ocorrem no período t .

6.11 Aplicação do Método

Para aplicação do método escolhido, inicialmente se faz necessário definir os valores das variáveis relacionadas na Equação 4.18. Assim sendo, o período considerado de estudo é de 3 anos, ou seja, $n = 3$.

Quanto à taxa de mínima atratividade, as Empresas do Setor tinham como parâmetro a remuneração legal mínima de 10% sobre o investimento, vigente desde o Código de Águas de 1934. Com a desigualização tarifária estabelecida pela Lei nº 8.631 de 1993 e o Decreto 774 que a regulamentou, os critérios para a escolha da taxa de remuneração passam a ser estipulados de acordo com as políticas próprias de cada Empresa.

Neste trabalho será adotada como referência a taxa de 12% ao ano. Por fim, os valores de F_t são aqueles apresentados nas Tabelas 6.41 e 6.46.

6.11.1 Custo Presente Líquido do PRE Jaru

Os dados do PRE Jaru, organizados na Tabela 6.41, serão utilizados na representação gráfica do fluxo de caixa, observando-se que as convenções de sinais são opostas àquelas adotadas no método VPL, ou seja, as setas para baixo representam os custos, ou despesas e são indicadas com sinal positivo e vice-versa. Cabe salientar ainda que serão utilizados valores em reais.

Para facilitar o processo de cálculo os dados de investimento e os custos de

operação e manutenção serão representados em um fluxo de caixa separado do restante, como mostrado a seguir:

A- Fluxo de caixa do investimento inicial e dos custos anuais de manutenção e operação.

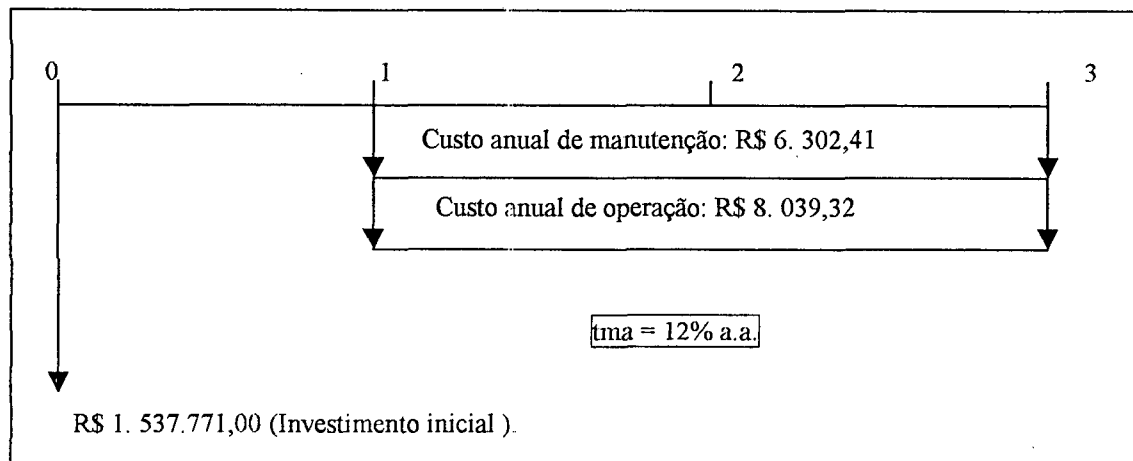


Figura 6.31- Representação gráfica do fluxo de caixa do PRE, com o investimento inicial e custos anuais de manutenção e operação.

A Equação 4.18 representa o caso geral. Através das relações de equivalência, os cálculos podem ser bastante simplificados. Assim, para se referir os custos de manutenção e operação ao instante inicial, será empregada a Equação 4.11, que permite obter o custo presente líquido a partir dos valores conhecidos de A , i , e o período n . De conformidade com o exposto, tem-se:

$$\begin{aligned} CPL_A &= R\$1.537.771,00 + [(R\$6.302,41 + R\$8.039,32) \times (P/A; 12\%; 3)] = \\ &R\$1.537.771,00 + [R\$14.341,73 \times 2,401831] = R\$1.537.771,00 + R\$34.437,12 = \\ &R\$1.572.208,12, \text{ ou seja: } CPL_A = R\$1.572.208,12 \end{aligned}$$

B- Fluxo de caixa dos custos anuais das perdas técnicas, energia interrompida e valor residual

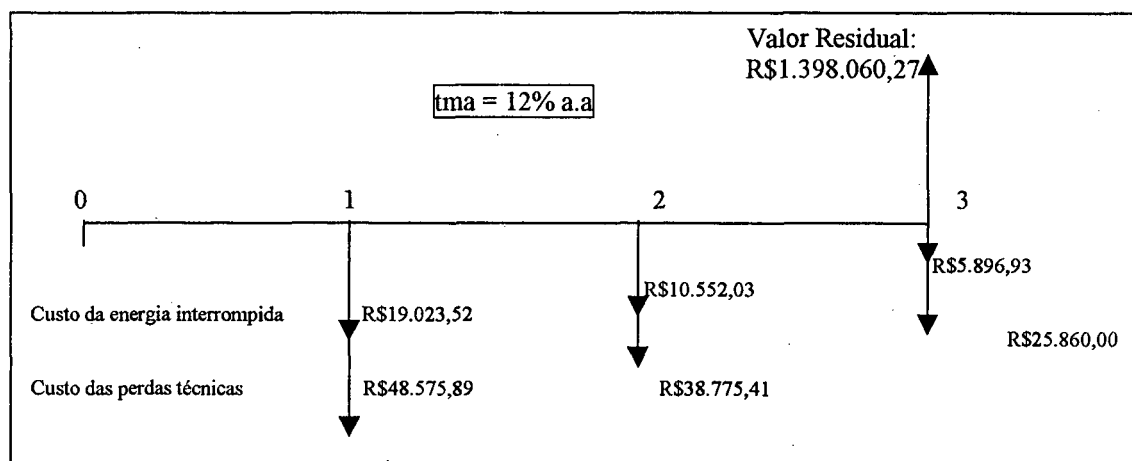


Figura 6.32- Representação gráfica do fluxo de caixa do PRE com os custos anuais da energia interrompida, perdas técnicas e valor residual.

Para se referir os valores indicados na Figura 6.32 ao instante inicial, será empregada a Equação 4.5. De uma maneira geral, tem-se que:

$$CPL_B = CPL_{(\text{energia interrompida})} + CPL_{(\text{perdas técnicas})} - CPL_{(\text{valor residual})}.$$

Onde:

- $$CPL_{(\text{energia interrompida})} = R\$19.023,52 \times (P/F;12\%;1) + R\$10.552,03 \times (P/F;12\%;2) + R\$5.896,93 \times (P/F;12\%;3) = (R\$19.023,52 \times 0,892857) + R\$10.552,03 \times 0,797194 + R\$5.896,93 \times 0,711780 = R\$29.594,61;$$
- $$CPL_{(\text{perdas técnicas})} = R\$48.575,89 \times (P/F;12\%;1) + R\$38.775,41 \times (P/F;12\%;2) + R\$25.860,00 \times (P/F;12\%;3) = R\$48.575,89 \times 0,892857 + R\$38.775,41 \times 0,797194 + R\$25.860,00 \times 0,711780 = R\$92.689,48;$$
- $$CPL_{(\text{valor residual})} = R\$1.398.060,27 \times (P/F;12\%;3) = R\$1.398.060,27 \times 0,711780 = R\$995.111,34.$$

Resumindo:

$$CPL_B = (29.594,61 + 92.689,48) - R\$995.111,34 = - R\$872.827,25 \text{ ou seja:}$$

$$CPL_B = - R\$872.827,25$$

Finalmente o custo presente líquido do PRE é equivalente a :

$$CPL_{(PRE)} = CPL_A + CPL_B = R\$1.572.208,12 - R\$872.827,25 = R\$699.380,87, \text{ ou:}$$

$$CPL_{(PRE)} = R\$699.380,87$$

6.11.2 Custo Presente Líquido da Alternativa II.

Todas as considerações feitas para o PRE valem para a Alternativa II. Assim, o desenvolvimento da aplicação do método segue conforme a seqüência:

1- Fluxo de caixa do investimento inicial e dos custos anuais de manutenção e operação

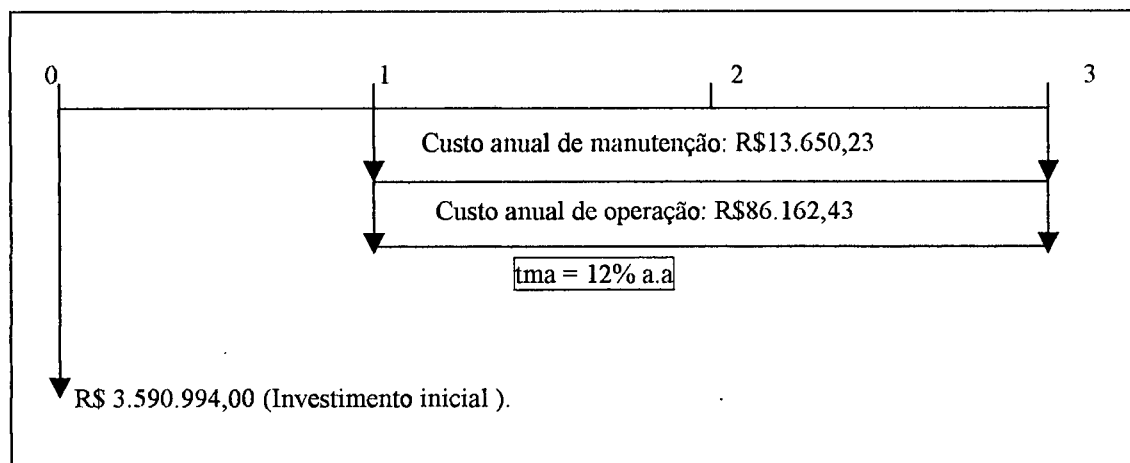


Figura 6.33- Representação gráfica do fluxo de caixa da Alternativa II com o investimento inicial e custos anuais de operação e manutenção.

Com base no fluxo de caixa da Figura 6.33, tem-se:

$$CPL_1 = R\$3.590.994,00 + [(R\$13.650,23 + R\$86.162,43) \times (P/A; 12\%; 3) =$$

$R\$3.590.994,00 + [R\$99.812,66 \times 2,401831] = R\$3.830.727,14$ ou seja:

$$CPL_1 = R\$3.830.727,14.$$

2- Fluxo de caixa dos custos anuais das perdas técnicas, energia interrompida e valor residual

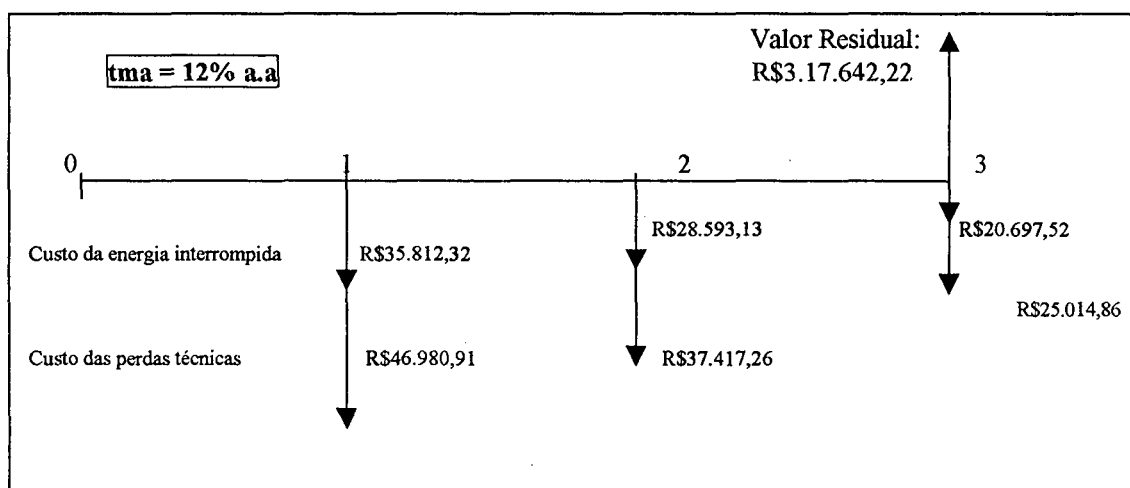


Figura 6.34- Representação gráfica do fluxo de caixa da alternativa II com os custos anuais da energia interrompida e perdas técnicas, mais o valor residual

Com base no fluxo de caixa mostrado acima, tem-se:

$$CPL_2 = CPL_{(energia\ interrompida)} + CPL_{(perdas\ técnicas)} - CPL_{(valor\ residual)},$$

Onde:

- $CPL_{(energia\ interrompida)} = R\$35.812,32 \times (P/F;12\%;1) + R\$28.593,13 \times (P/F;12\%;2) + R\$20.697,52 \times (P/F;12\%;3) = (R\$35.812,32 \times 0,892857) + (R\$28.593,13 \times 0,797194) + (R\$20.697,52 \times 0,711780) = R\$69.501,63;$
- $CPL_{(perdas\ técnicas)} = R\$46.980,91 \times (P/F;12\%;1) + R\$37.417,26 \times (P/F;12\%;2) + R\$25.014,86 \times (P/F;12\%;3) = (R\$46.980,91 \times 0,892857) + (R\$37.417,26 \times 0,797194) + (R\$25.014,86 \times 0,711780) = R\$89.581,13;$
- $CPL_{(valor\ residual)} = R\$3.176.442,22 \times (P/F;12\%;3) = (R\$3.176.442,22 \times 0,711780) = R\$2.260.928,04.$

Resumindo:

$$CPL_2 = (R\$69.501,63 + R\$89.581,13) - R\$2.260.928,04 = -R\$2.101.845,28, \text{ ou seja:}$$

$$CPL_2 = -R\$2.101.845,28.$$

Finalmente, o custo presente líquido da Alternativa II será equivalente a:

$$CPL_{(LT\ 34,5KV)} = CPL_1 + CPL_2 = R\$3.830.727,14 - R\$2.101.845,28 = R\$1.278.881,86,$$

ou seja:

$$CPL_{(LT\ 34,5KV)} = R\$1.278.881,86$$

6.11.3 Critério de Decisão

A aplicação do método do custo presente líquido, confirma o resultado aparentemente óbvio, ou seja, a melhor alternativa é aquela que apresenta o menor custo presente líquido, que neste caso foi o PRE, como resumido a seguir:

- $CPL_{(PRE)} = R\$699.380,87;$
- $CPL_{(LT\ 34,5KV)} = R\$1.278.881,86,$

Logo, $CPL_{(PRE)} < CPL_{(LT34,5KV)}$.

Então, a tecnologia PRE é uma alternativa mais viável economicamente em relação a LT 34,5 KV convencional.

6.12 Análise de Sensibilidade

A implantação do PRE Jarú está presa a um contexto temporal que não pode deixar de ser considerado no âmbito de sua avaliação econômica, até porque todas as relações estão permeadas de conteúdo econômico, manifestada de forma objetiva na composição de preços e serviços. Então, à primeira vista, poderia se julgar sem sentido a análise de sensibilidade de uma alternativa muito superior à convencional em termos econômicos. Há, porém, considerações a serem feitas, como se verá a seguir.

6.12.1 Proposta 1

O virtual controle do processo inflacionário proporcionado pela implantação do Plano Real, aliado à abertura de mercado, fez com que toda economia nacional passasse por um período de acomodação e ajustes de preços. Como os valores levantados para o PRE Jaru e a Alternativa II são do final de 1993 e início de 1994, portanto antes dos efeitos econômicos mencionados, algumas alterações serão propostas, a começar pelo PRE Jaru, construído pela ABB, no escopo do pacote de obras incluída no Contrato PR-025/94.

Ao se examinar com mais detalhe os preços das obras do referido contrato, percebe-se que algumas delas ficaram acima dos preços de referência da ELETROBRAS. Esse é o caso, por exemplo, da LT 34,5 kV Ouro Preto D'oeste/ Mirante da Serra. Por outro lado, ao se comparar os preços das subestações convencionais em 34,5 kV com as do PRE, verifica-se diferença a menor em favor da nova tecnologia. Ora, apesar das simplificações introduzidas no projeto, era de se esperar preços muito próximos entre as subestações PRE e convencional equivalente. A rigor, era de se esperar preços superiores das subestações relacionadas ao PRE dado às suas particularidades relacionadas a:

- Transformadores e demais equipamentos no lado de AT com isolamento apropriada para sistema 69 kV;
- Malha de aterramento da terceira fase (eletrodo de terra);
- Estação derivação composta por capacitores instalados no lado AT;
- Maior tempo necessário em estudos de engenharia.

Essa análise permite concluir sobre o “efeito pacote”, onde se preservou o valor médio, de tal forma que em sua composição há preço sub e sobre dimensionados.

A hipótese de que os preços das subestações do PRE estão abaixo do preço real é fortalecida a partir de consulta feita ao fabricante dos transformadores da subestação distribuidora SEJA. Segundo a WEG³⁵, os transformadores de 2.000 KVA, 34,5/13,8KV,

³⁵ WEG TRANSFORMADORES LTDA., é a fabricante dos transformadores de 2000 KVA instalados na SEJA. A informação sobre a diferença de preço entre um transformador convencional e outro com isolamento maior para uso no PRE, está contida no FAX 5390/99, encaminhado à CERON no dia 23/11/99 pelo Sr Maurício Purin, da Seção de vendas da fabricante.

com isolamento nominal de 72,5 KV custa 20% mais caro que o mesmo produto com isolamento nominal de 36,2 KV. Assim, admitindo-se que as subestações do PRE apresentam custo de investimento 20% maiores que os apresentados no pacote de obras contratado da ABB, tem-se:

- $SEQM_{(PRE)} = 1,20 \times R\$617.295,00 = R\$740.754,00;$
- $SEJA_{(PRE)} = 1,20 \times R\$480.908,00 = R\$577.089,60;$
- TOTAL:..... = R\$1.317.843,60.

Ainda sobre o PRE Jaru, o valor do investimento considerado para a linha PRE envolveu algumas incertezas, devido à dificuldades encontradas na obtenção de dados diretamente do processo de construção da LT 230 kV. Por essa razão, será estimado um novo valor, equivalente ao dobro do anteriormente considerado, ou seja, R\$8.000,00/km. Deste modo, o custo de investimento da linha PRE passa para o valor total de R\$720.000,00.

Com relação à Alternativa II, que consiste na LT 34,5kV convencional, com compensação, as alterações propostas serão em relação ao valor do investimento nas subestações e ao custo de manutenção associado a limpeza de faixa. A mudança no valor do investimento das subestações tem como motivação os resultados da licitação da subestação 230/69/13,8KV de Jaru, cujos resultados foram 27% menor que o previsto (ELETRONORTE, 1997). Assim, os novos custos de investimentos propostos para a Alternativa II serão equivalentes a 73% dos valores inicialmente considerados, ou seja:

- $SEQM_{(convencional)} = 0,73 \times R\$671.071,00 = R\$489.881,83;$
- $SEJA_{(convencional)} = 0,73 \times R\$706.035,00 = R\$515.405,55;$
- Subtotal:.....R\$1.005.287,38.

Quanto ao custo de manutenção associado à limpeza de faixa, serão considerados os novos valores praticados no mercado local, conforme valor médio apurado pela Coordenação de Projetos e Obras – TGEP, da CERON. Segundo o Eng^o. Rogeane³⁶, a limpeza de faixa, com largura de 15 metros, é equivalente a R\$24,5 Hh/Km, ao custo de R\$12,00/Hh. Isso significa valor médio correspondente a R\$294,00/Km. Com base neste valor, a limpeza de faixa passa a responder pelo seguinte custo: $0,5 \times 92 \text{ Km} \times R\$294,00/\text{Km} = R\$13.524,00.$

³⁶ José Rogeane Tavares Abílio, é Engenheiro Eletricista e coordenador da TGEP/CERON.

Por fim, os novos valores propostos estão organizados na Tabela 6.47 a seguir, com todos os valores expressos apenas em reais.

Tabela 6.47-Dados econômicos do PRE Jaru e Alternativa II - Proposta 1.

DESCRIÇÃO	PRE Jaru			Alternativa II - LT 34,5 KV		
	1996	1997	1998	1996	1997	1998
1- Valor do investimento	2.117.411,60	xxxx	xxxx	3.219.175,38	xxxx	xxxx
2- Custo anual de operação	8.039,32	8.039,32	8.039,32	13.650,23	13.650,23	13.650,23
3- Custo anual de manut.	6.302,41	6.302,41	6.302,41	37.586,43	37.586,43	37.586,43
4- Custo anual - perdas téc.	48.575,89	38.755,41	25.860,00	46.980,91	37.417,26	25.014,86
5- Custo anual - E int.	19.023,52	10.552,03	5.896,93	35.812,32	28.593,13	20.697,52
6- Valor resid. - três anos	xxxx	xxxx	1.922.531,06	xxx	xxx	2.803.285,02

Notas: Custo anual de manut. = Custo anual de manutenção; E. int. = Energia interrompida;
Perdas téc. = Perdas técnicas.

Aplicando-se o método do custo presente líquido sobre os valores apresentados na Tabela 6.47, ter-se-á:

$$\begin{aligned}
 \text{CPL}_{(\text{PRE})} &= \{ \text{R\$}2.117.411,60 + [\text{R\$}8.039,32 \times (\text{P/A};12\%;3)] + [\text{R\$}6.302,41 \times (\text{P/A};12\%;3)] \\
 &+ [\text{R\$}48.575,89 \times (\text{P/F};12\%;1)] + [\text{R\$}38.755,41 \times (\text{P/F};12\%;2)] + [\text{R\$}25.860,00 \times (\text{P/F};12\%;3)] \\
 &+ [\text{R\$}19.023,52 \times (\text{P/F};12\%;1)] + [\text{R\$}10.552,03 \times (\text{P/F};12\%;2)] + [\text{R\$}5.896,93 \times (\text{P/F};12\%;3)] \} \\
 &- [\text{R\$}1.922.531,06 \times (\text{P/F};12\%;3)] = \{ [2.117.411,60 + [\text{R\$}14.341,73 \times 2,401831] + [\text{R\$}67.599,41 \times 0,892857] \\
 &+ [\text{R\$}49.307,44 \times 0,797194] + [\text{R\$}31.756,93 \times 0,711780] \} - [\text{R\$}1.922.531,06 \times 0,711780] \\
 &= \{ \text{R\$}2.117.411,60 + \text{R\$}34.446,41 + \text{R\$}60.356,61 + \text{R\$}39.307,59 + 22.603,95 \} \\
 &- \text{R\$}1.368.419,16 = \text{R\$}2.274.146,16 - \text{R\$}1.368.419,16 = \text{R\$}905.727,00;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{CPL}_{(\text{LT } 34,5\text{KV})} &= \{ \text{R\$}3.219.175,38 + [\text{R\$}13.650,23 \times (\text{P/A};12\%;3)] + [\text{R\$}37.586,43 \times (\text{P/A};12\%;3)] \\
 &+ [\text{R\$}46.908,91 \times (\text{P/F};12\%;1)] + [37.417,26 \times (\text{P/F};12\%;2)] + [\text{R\$}25.014,86 \times (\text{P/F};12\%;3)] \\
 &+ [\text{R\$}35.812,32 \times (\text{P/F};12\%;1)] + [\text{R\$}28.593,13 \times (\text{P/F};12\%;2)] + [\text{R\$}20.697,52 \times (\text{P/F};12\%;3)] \} \\
 &- [\text{R\$}2.803.285,02 \times (\text{P/F};12\%;3)] = \{ \text{R\$}3.219.175,38 + [\text{R\$}51.236,66 \times 2,401831] + [\text{R\$}82.793,23 \times 0,892857] \\
 &+ [\text{R\$}66.010,39 \times 0,797194] + [\text{R\$}45.712,38 \times 0,711780] \} - [\text{R\$}2.803.285,02 \times 0,711780] \\
 &= \{ \text{R\$}3.219.175,38 + \text{R\$}123.061,80 + \text{R\$}73.922,51 + \text{R\$}52.623,08 + \text{R\$}32.537,16 \} \\
 &- \text{R\$}1.995.322,21 = \text{R\$}3.501.319,93 - \text{R\$}1.995.322,21 = \text{R\$}1.850.519,72.
 \end{aligned}$$

De acordo com o critério de decisão do método, verifica-se que:

$CPL_{(PRE)} < CPL_{(LT\ 34,5KV)}$. Logo, confirma-se mais uma vez a viabilidade econômica do PRE em relação a tecnologia convencional.

6.12.2 Proposta 2

Esta proposta consiste nas seguintes alterações em relação à situação original:

- a- Custos de operação e manutenção iguais entre as duas alternativas;
- b- Manutenção de todas as outras alterações da Proposta 1.

Esses valores estão organizados na Tabela 6.48, observando-se que não serão representados os custos de operação e manutenção, pois ao serem iguais, não interferem no resultado final.

Tabela 6.48-Dados econômicos do PRE Jaru e Alternativa II - Proposta 2.

DESCRIÇÃO	PRE Jaru			Alternativa II - LT 34,5 KV		
	1996	1997	1998	1996	1997	1998
1- Valor do investimento	2.117.411,60	xxxx	xxxx	3.219.175,38	xxxx	xxxx
2- Custo anual - perdas técnicas	48.575,89	38.755,41	25.860,00	46.980,91	37.417,26	25.014,86
3- Custo anual - energia interromp.	19.023,52	10.552,03	5.896,93	35.812,32	28.593,13	20.697,52
4- Valor residual após três anos	xxxx	xxxx	1.922.531,06	xxx	xxx	2.803.285,02

NOTA:1- Energia interromp. = Energia interrompida

2- Todos os valores estão expressos em reais

Aplicando-se o método do custo presente líquido às alternativas, obter-se-á:

$$\begin{aligned} \text{CPL}_{(PRE)} = & \{R\$2.117.411,60 + [(R\$48.575,89 + R\$19.023,52) \times (P/F;12\%;1) + \\ & [(R\$38.755,41 + R\$10.552,03) \times (P/F;12\%;2)] + [(R\$25.860,00 + R\$5.896,93) \times \\ & (P/F;12\%;3)]\} - [R\$1.922.531,06 \times (P/F;12\%;3)] = \{[R\$2.117.411,60 + \\ & R\$122.268,15]\} - R\$1.368.419,16 = \mathbf{R\$871.260,59}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{CPL}_{(LT\ 34,5KV)} = & \{R\$3.219.175,38 + [(R\$46.980,91 + R\$35.812,32) \times \\ & (P/F;12\%;1)] + [R\$37.417,26 + R\$28.593,13) \times (P/F;12\%;2)] + [(R\$25.014,86 + \end{aligned}$$

$$R\$20.697,52) \times (P/F;12\%;3)] - [R\$2.803.285,02 \times (P/F;12\%;3)] = \\ \{R\$3.219.175,38 + R\$159.082,75\} - R\$1.995.322,21 = R\$1.382.935,92.$$

De novo verifica-se que $CPL_{(PRE)} < CPL_{(LT\ 34,5KV)}$, confirmando também neste caso, a vantagem econômica do PRE sobre a tecnologia convencional.

6.12.3 Proposta 3

Nesta proposta admitir-se-á que o investimento inicial no sistema PRE é 10% maior que no sistema convencional equivalente descrito na Alternativa II. Desse modo o investimento inicial no PRE Jaru será considerando como sendo igual a $1,10 \times R\$3.219.175,38 = R\$3.541.092,92$. Subtraindo deste valor o investimento inicial do PRE apurado na Proposta 1, se terá: $R\$3.541.092,92 - R\$2.117.411,60 = R\$1.423.681,32$.

Portanto, esta proposta impacta o custo do investimento inicial do PRE Jaru (apurada conforme fundamentação apresentada na Proposta 1) em mais de 65%. A distribuição deste valor (valor de impacto) será rateada considerando-se o custo da linha PRE equivalente a 80% do custo da LT 34,5KV. Em síntese, aos novos valores admitidos para o PRE são:

• SEQM _(PRE)	= R\$740.754,00	+ R\$150.000,00	= R\$890.754,00;
• SEJA _(PRE)	= R\$577.089,60	+ R\$222.570,92	= R\$779.660,52;
• Linha lateral	= R\$79.568,00	+ R\$0,00	= R\$79.568,00;
• Linha PRE	= R\$720.000,00	+ R\$1.051.110,40	= R\$1.771.110,40;
• Valor Proposta 1:.....	= <u>R\$2.117.411,60;</u>		
• Valor acrescentado:.....		<u>R\$1.423.681,32</u>	
• Valor da Proposta 3:			<u>R\$3.541.092,92</u>

Considerando-se as demais premissas idênticas àquelas contidas na Proposta 1, todos os dados desta proposta estão resumidos na Tabela 6.49, a seguir.

Tabela 6.49-Dados econômicos do PRE Jaru e Alternativa II - Proposta 3.

DESCRIÇÃO	PRE Jaru			Alternativa II - LT 34,5 KV		
	1996	1997	1998	1996	1997	1998
1- Valor do investimento	3.541.092,92	xxxx	xxxx	3.219.175,38	xxxx	xxxx
2- Custo anual de operação	8.039,32	8.039,32	8.039,32	13.650,23	13.650,23	13.650,23
3- Custo anual de manutenção	6.302,41	6.302,41	6.302,41	37.586,43	37.586,43	37.586,43
4- Custo anual - perdas técnicas	48.575,89	38.755,41	25.860,00	46.980,91	37.417,26	25.014,86
5- Custo anual - energia interromp.	19.023,52	10.552,03	5.896,93	35.812,32	28.593,13	20.697,52
6- Valor residual após três anos	xxxx	xxxx	3.207.703,16	xxx	xxx	2.803.285,02

NOTA: Energia interromp. = Energia interrompida

Aplicando-se o método de avaliação econômica às alternativas apresentadas na Tabela 6.49 serão obtidos os seguintes resultados:

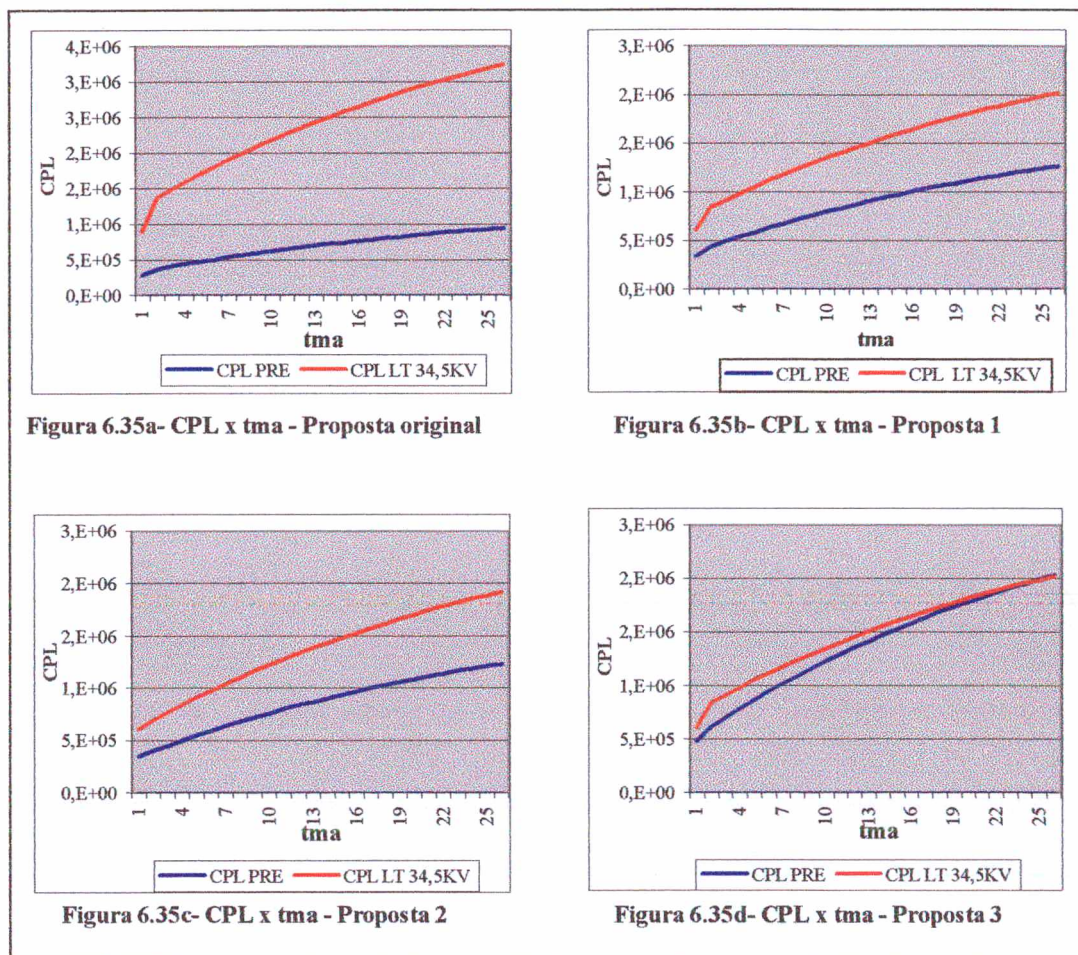
$$\begin{aligned} \checkmark \text{CPL}_{(\text{PRE})} &= \{R\$3.541.092,00 + [(R\$8.039,32 + R\$6.302,41) \times (P/A;12\%;3)] + \\ & [(R\$48.575,89 + R\$19.023,52) \times (P/F;12\%;1)] + [(R\$38.755,41 + \\ & R\$10.552,03) \times (P/F;12\%;2)] + [(R\$25.860,00 + R\$5.896,93) \times (P/F;12\%;3)]\} \\ & - [R\$3.207.703,16 \times (P/F;12\%;3)] = \{R\$3.541.092,00 + R\$156.714,56\} - \\ & R\$2.283.178,96 = \mathbf{R\$1.414.628,52}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \checkmark \text{CPL}_{(\text{LT}34,5\text{KV})} &= \{R\$3.219.175,38 + [(R\$13.650,23 + R\$37.586,43) \times \\ & (P/A;12\%;3)] + [(R\$46.980,91 + R\$35.812,32) \times (P/F;12\%;1)] + [(37.417,26 + \\ & R\$28.593,13) \times (P/F;12\%;2)] + [(R\$25.014,86 + R\$20.697,52) \times \\ & (P/F;12\%;3)]\} - [R\$2.803.285,02 \times (P/F;12\%;3)] = \{R\$3.219.175,38 \\ & + R\$282.144,56\} - R\$1.995.322,21 = \mathbf{R\$1.505.997,73}. \end{aligned}$$

Como $\text{CPL}_{(\text{PRE})} < \text{CPL}_{(\text{LT } 34,5\text{KV})}$, o PRE também se confirma como mais vantajoso economicamente em relação a LT 34,5KV convencional.

6.12.4- Proposta 4

Esta proposta consiste em simular o comportamento das alternativas, com as respectivas alterações propostas, variando-se a taxa mínima de atratividade - TMA, de 0 a 25%. Os resultados dessa simulação, feitos através dos recursos oferecidos pelo Excel, estão apresentados através de gráficos na Figura 6.35, a seguir.



Figuras 6.35- Representação gráfica do CPL versus tma

Observando-se os gráficos das Figuras 6.35 constata-se que o caso real, designado de Proposta Original, gráfico da Figura 6.35a, é o que apresenta maior vantagem econômica do PRE em relação à tecnologia convencional. Esse resultado confirma, sobretudo, que a decisão de complementar o fornecimento de energia elétrica à cidade de Jaru e demais localidades interligadas através da tecnologia PRE, foi acertada sob o ponto de vista econômico. No segundo caso, Proposta 1, representada através da Figura 6.35b, constata-se que apesar da alteração nos custos do investimento inicial do PRE Jaru (elevação dos custos de investimento) e Alternativa II (com redução de 27% sobre o investimento inicial e 78,22% sobre o custo de manutenção relacionado a limpeza de faixa), permanece ainda a vantagem econômica do PRE sobre a LT 34,5kV convencional.

No terceiro caso, Proposta 2, representada pelo gráfico mostrado na Figura 6.35c, verifica-se que mantendo os mesmos custos de investimento da Proposta 1 e igualando-se os custos de operação e manutenção, a vantagem econômica continua sendo do PRE.

No quarto caso, Proposta 3, constata-se pelo gráfico da Figura 6.35d, que o PRE mantém sua vantagem econômica comparativa para as taxas mínimas de atratividade até um pouco mais de 23%. Valores percentuais acima deste, passa a beneficiar a alternativa convencional. Entretanto, cabe ressaltar sobre o impacto das alterações introduzidas na Proposta 3, tanto em relação ao caso verificado na prática (Proposta Original), quanto em relação às alterações de custos da Proposta 1.

Com referência à proposta inicial, o impacto é superior a 130%, ou seja, o valor do investimento inicial proposto para o PRE Jarú, é mais que 2,3 vezes o valor real apurado na sua construção. Já o impacto em relação ao investimento inicial considerado na Proposta 1 é superior a 67%, como já foi comentado.

6.12.5 Proposta 5

O Setor Elétrico também adota nos estudos de planejamento da expansão os estudos de curto prazo, com horizonte de 10 anos onde, entre outras providências, são definidas os programas da distribuição e o programa global de investimento na geração, transmissão, distribuição e instalações gerais (GCPS, 1999). Em função disso, a viabilidade econômica do PRE se manteria para um horizonte de 10 anos, ao invés de três anos, como tem sido estudado até aqui?

Baseado na questão norteadora, esta proposta consiste em avaliar o desempenho econômico do PRE Jarú para um horizonte de 10 anos, adotando-se como premissa o carregamento de 1996 para os anos seguintes a 1998. Serão utilizados nesta avaliação os dados da Tabela 6.50, que se referem à Proposta Original e Propostas 1, 2 e 3, ou seja, pretende-se fazer aqui o mesmo que foi feito no item anterior, apenas observando-se que o número de períodos é igual a 10 ($n = 10$). Para tanto, os dados de todas as propostas estão resumidos na Tabela 6.50, apresentada a seguir.

Tabela 6.50- Dados econômicos do PRE Jaru e Alternativa II – Proposta 5

Alt.	Descrição	Prop.	Períodos (a)				
			1	2	3	4...	10
P R E J A R U	Custo de investimento	P. O	1.537.771,00	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
		P. 1	2.117.411,60	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
		P. 2	2.117.411,60	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
		P.3	3.541.092,92	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
	Custo de operação	P. O	8.039,32	8.039,32	8.039,32	8.039,32	8.039,32
		P. 1	8.039,32	8.039,32	8.039,32	8.039,32	8.039,32
		P. 2	8.039,32	8.039,32	8.039,32	8.039,32	8.039,32
		P.3	8.039,32	8.039,32	8.039,32	8.039,32	8.039,32
	Custo de manutenção	P. O	6.302,41	6.302,41	6.302,41	6.302,41	6.302,41
		P. 1	6.302,41	6.302,41	6.302,41	6.302,41	6.302,41
		P. 2	6.302,41	6.302,41	6.302,41	6.302,41	6.302,41
		P.3	6.302,41	6.302,41	6.302,41	6.302,41	6.302,41
Custo perdas técnicas	P. O	48.575,89	38.755,41	25.860,00	48.575,89	48.575,89	
	P. 1	48.575,89	38.755,41	25.860,00	48.575,89	48.575,89	
	P. 2	48.575,89	38.755,41	25.860,00	48.575,89	48.575,89	
	P.3	48.575,89	38.755,41	25.860,00	48.575,89	48.575,89	
Custo energia interrompida	P. O	19.023,52	10.552,03	5.896,93	19.023,52	19.023,52	
	P. 1	19.023,52	10.552,03	5.896,93	19.023,52	19.023,52	
	P. 2	19.023,52	10.552,03	5.896,93	19.023,52	19.023,52	
	P.3	19.023,52	10.552,03	5.896,93	19.023,52	19.023,52	
Valor residual	P. O	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	1.072.068,56	
	P. 1	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	1.467.809,79	
	P. 2	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	1.467.809,79	
	P.3	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	2.429.793,72	
A L T E R N A T I V A I I	Custo de investimento	P. O	3.590.994,00	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
		P. 1	3.219.175,38	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
		P. 2	3.219.175,38	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
		P.3	3.219.175,38	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx
	Custo de operação	P. O	13.650,23	13.650,23	13.650,23	13.650,23	13.650,23
		P. 1	13.650,23	13.650,23	13.650,23	13.650,23	13.650,23
		P. 2	8.039,32	8.039,32	8.039,32	8.039,32	8.039,32
		P.3	13.650,23	13.650,23	13.650,23	13.650,23	13.650,23
	Custo de manutenção	P. O	86.162,43	86.162,43	86.162,43	86.162,43	86.162,43
		P. 1	37.586,43	37.586,43	37.586,43	37.586,43	37.586,43
		P. 2	6.302,41	6.302,41	6.302,41	6.302,41	6.302,41
		P.3	37.586,43	37.586,43	37.586,43	37.586,43	37.586,43
	Custo perdas técnicas	P. O	46.980,91	37.417,26	25.014,86	46.980,91	46.980,91
		P. 1	46.980,91	37.417,26	25.014,86	46.980,91	46.980,91
		P. 2	46.980,91	37.417,26	25.014,86	46.980,91	46.980,91
		P.3	46.980,91	37.417,26	25.014,86	46.980,91	46.980,91
	Custo energia interrompida	P. O	35.812,32	28.593,13	20.697,52	35.812,32	35.812,32
		P. 1	35.812,32	28.593,13	20.697,52	35.812,32	35.812,32
		P. 2	35.812,32	28.593,13	20.697,52	35.812,32	35.812,32
		P.3	35.812,32	28.593,13	20.697,52	35.812,32	35.812,32
	Valor residual	P. O	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	2.209.154,72
		P. 1	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	1.832.874,19
		P. 2	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	1.832.874,19
		P.3	xxxx	xxxx	xxxx	xxxx	1.832.874,19

Notas: Alt. = Alternativas; Prop. = Propostas; P.O. = Proposta Original; P.1, P.2, P.3 = Propostas 1,2 e 3.

A consideração do número de períodos igual a 10 e valores constantes dos custos das perdas técnicas e energia interrompida a partir do período 4 ($n = 4$), introduzem modificações no fluxo de caixa em relação ao mostrado anteriormente, como pode ser constatado na Figura 6.36, a seguir.

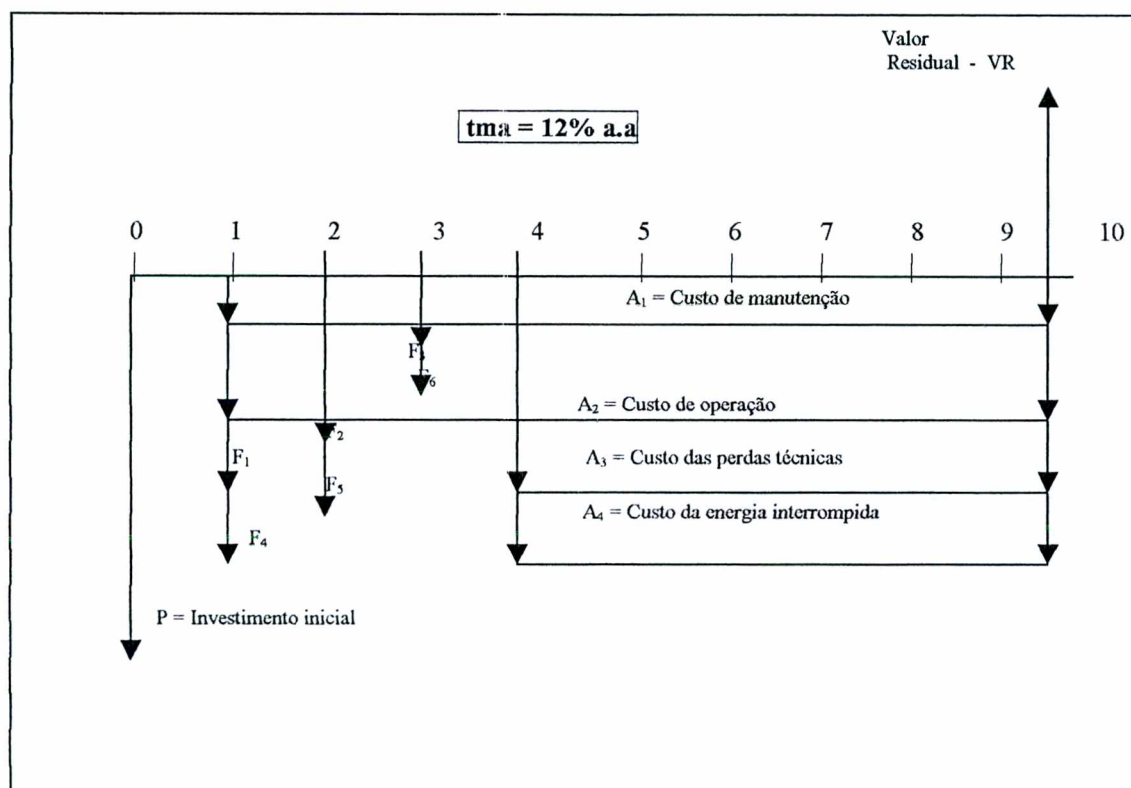


Figura 6.36- Representação gráfica do fluxo de caixa típico da Proposta 5

Da mesma forma, a expressão comum para cálculo do CPL das propostas constantes na Tabela 6.50 será:

$$\text{CPL} = \{ P + [A_1 \times (P/A;12\%;10) + A_2 \times (P/A;12\%;10)] + [F_1 \times (P/F;12\%;1) + F_2 \times (P/F;12\%;2) + F_3 \times (P/F;12\%;3) + F_4 \times (P/F;12\%;1) + F_5 \times (P/F;12\%;2) + F_6 \times (P/F;12\%;3)] + [A_3 \times (P/A;12\%;7) \times (P/F;12\%;3)] + [A_4 \times (P/A;12\%;7) \times (P/F;12\%;3)] - [VR \times (P/F;12\%;10)] \}.$$

Com o objetivo de evitar repetições e considerando suficiente o detalhamento feito nos cálculos anteriores, a determinação dos valores de CPL das propostas relacionadas na Tabela 6.50 será efetuada através dos recursos de cálculo do Excel, cujos resultados estão mostrados na Tabela 6.51. a seguir.

Tabela 6.51- Cálculo do CPL, para n = 10

Proposta	Investimento Inicial	Operação (P/A; 12%;10)	Manut. (P/A; 12%;10)	Perdas Téc. (P/F; 12%;n) (P/A; 12%;7)	En Int. (P/F; 12%;n) (P/A; 12%;7)	V. R. (P/F; 12%;10)	CPL
P.O-PRE	1.537.771,00	45.423,95	35.610,02	250.467,02	91.390,45	345.177,13	1.615.485,30
P.1-PRE	2.117.411,60	45.423,95	35.610,02	250.467,02	91.390,45	472.595,12	2.067.707,91
P.2-PRE	2.117.411,60	0,00	0,00	250.467,02	91.390,45	472.595,12	1.986.673,94
P.3-PRE	3.541.092,92	45.423,95	35.610,02	250.467,02	91.390,45	782.327,97	3.181.656,38
P.O-Alt.II	3.590.994,00	77.126,84	486.836,94	242.193,49	185.834,05	711.288,17	3.871.697,15
P.1-Alt. II	3.219.175,38	77.126,84	212.371,71	242.193,49	185.834,05	590.136,00	3.346.565,47
P.2-Alt. II	3.219.175,38	0,00	0,00	242.193,49	185.834,05	590.136,00	3.057.066,92
P.3-Alt. II	3.219.175,38	77.126,84	212.371,71	242.193,49	185.834,05	590.136,00	3.346.565,47

Notas: Perdas Téc. = Perdas técnicas; En Int. = Energia Interrompida; V. R. = Valor Residual;
 Alt. = Alternativa; P.O = Proposta Original; P.1, P.2, P.3 = Propostas 1, 2 e 3; n = 1,2,3;
 Manut. = Manutenção.

Observando-se os resultados contidos na coluna CPL, da Tabela 6.51, constata-se mais uma vez a viabilidade econômica do PRE em relação a tecnologia convencional, visto que todos os resultados confirmam: $CPL_{(PRE)} < CPL_{(LT\ 34,5KV)}$.

6.12.6 Proposta 6

A partir da argumentação apresentada na Proposta 5, qual seria o comportamento econômico do PRE em relação à alternativa convencional, variando a tma de 0 a 25%? Esta é a questão motivadora para a formulação desta proposta, cujas premissas são idênticas àquelas da Proposta 4, ou seja, são estudadas as Propostas Original e Propostas 1,2 e 3, porém considerando-se n = 10. Para atingir o objetivo desejado foram utilizados os recursos associados à Planilha Excel, cujos resultados estão apresentados na Figura 6.35.

Constata-se, através dos gráficos das Figuras 6.37a, 6.37b e 6.37c que mesmo considerando o horizonte de planejamento igual a 10 anos, o PRE continua sendo mais vantajoso economicamente em relação à tecnologia convencional da Alternativa II. Já no Caso 4, Figura 6.37d, a viabilidade econômica do PRE se mantém para tma até pouco mais de 19%, a partir do qual a vantagem econômica passa a ser gradativamente mais favorável à tecnologia convencional.

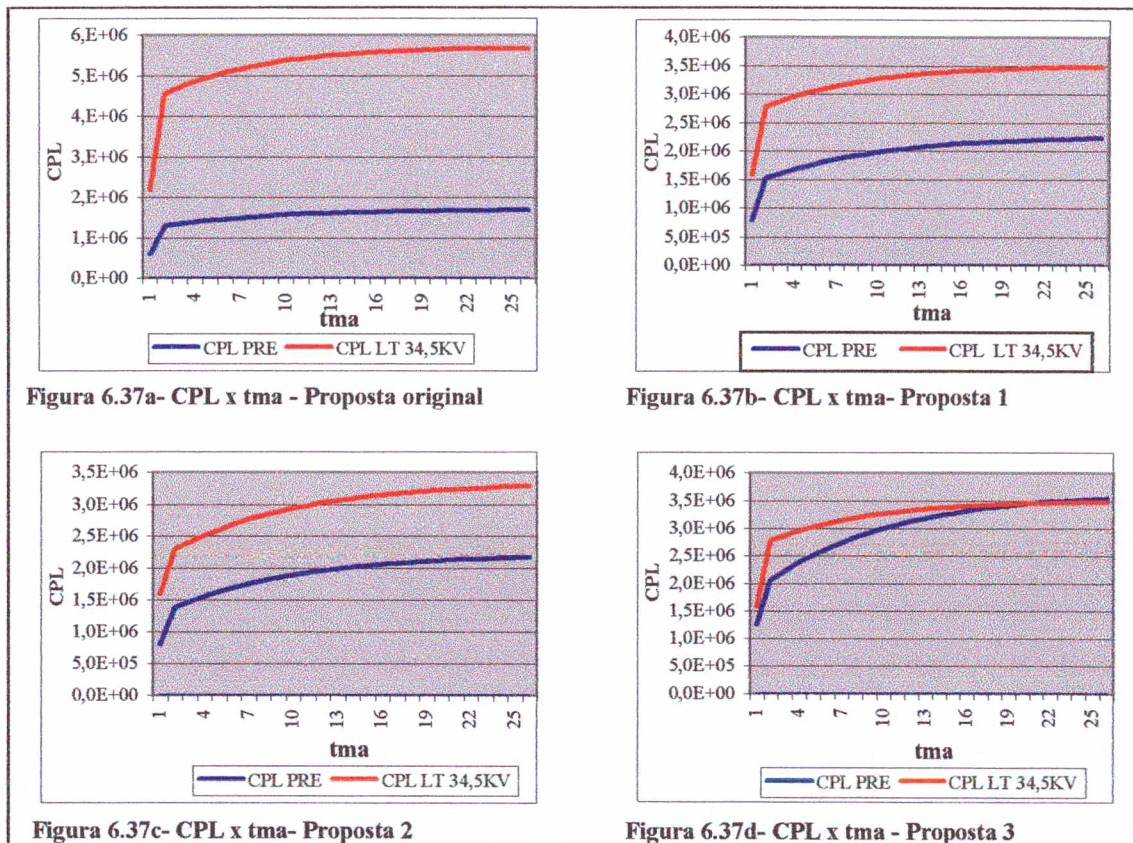


Figura 6.37- Representação gráfica do CPL versus tma, para $n = 10$

6.13 Seleção de Alternativas

De acordo com o roteiro metodológico apresentado no Capítulo 5, nesta seção se fará a seleção das alternativas mais convenientes. Então, aplicando-o à realidade deste estudo, constata-se que, comparativamente, o PRE é superior à tecnologia convencional equivalente, tanto no aspecto técnico quanto econômico, ressalvado alguns dos casos simulados com os dados da Proposta 3, onde se verificou que admitindo tma acima de 23% e número de períodos igual a 3 ($n = 3$), o PRE deixa de ser a alternativa mais vantajosa, o mesmo acontecendo para taxas acima de 19%, quando se considera o número de períodos igual a 10.

Quanto ao próximo passo do roteiro metodológico, referente a conclusão/ decisão, isso será feito em capítulo específico, segundo os objetivos deste trabalho.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

7.1 Conclusões

O desafio de se proceder a avaliação técnica e econômica da nova tecnologia com base no Sistema PRE Jarú, criou a possibilidade de se tirar uma série de conclusões. As mais relevantes estão apresentadas a seguir.

7.1.1 Comportamento do PRE com Carga

Ao se analisar as curvas de carga apresentadas nas Figuras 6.12 a 6.15, conclui-se que a capacidade do PRE em admitir módulos de carga cada vez maiores está diretamente associada aos efeitos resultantes dos capacitores de compensação, que proporcionam elevados fatores de potência. Este é um resultado da maior relevância, visto que os capacitores cumprem outras funções que são peculiares à tecnologia, contribuindo com a extinção do arco secundário nos centelhadores instalados nos isoladores, além de evitar o fenômeno da ressonância em condição de fase aberta.

Conclui-se também que a tecnologia PRE, se aplicada para atendimento a pequenas cargas, caracterizada por pequenas vilas com cargas predominantemente resistivas, proporciona um nível de eficiência muito próximo de 100%, considerando-se o fator de potência como este índice de referência. Por fim, os resultados práticos confirmam o acerto das premissas adotadas no projeto quanto ao dimensionamento dos capacitores de compensação.

7.1.2 Limites de Tensão

Essa avaliação técnica foi realizada tendo como objetivo conhecer a queda de tensão no PRE. A princípio, parece óbvio que quanto maior o carregamento maior a queda de tensão. No entanto, isso só é verdadeiro se for fixado o fator de potência e a tensão na fonte, o que não é uma realidade que se verificou na prática. Dado as particularidades da tecnologia, que traz em seu conjunto os capacitores de compensação, conclui-se que a queda de tensão está diretamente relacionada ao fator de potência resultante do sistema. Essa constatação é evidenciada na curva de carga mostrada na Figura 6.15. Com alto fator de potência foi possível submeter a instalação a potência útil de 4,5MW com queda de tensão pouco maior que 2%, conforme mostrado na Tabela 6.8. Nessa mesma tabela verifica-se a ocorrência de queda de tensão superior a 7,5% associada a carga 22% menor que a mencionada acima, em função de uma ligeira redução no fator de potência.

No que se refere ao atendimento a Portaria 047/78 do DNAEE, admitindo-se queda de tensão máxima igual a 10%, todos os resultados apurados estão abaixo deste limite. A rigor, conclui-se que o resultado prático obtido em relação a queda de tensão é melhor que aquele previsto no estudo de implantação do PRE e que está mostrado no gráfico da Figura 3.10.

7.1.3 Desequilíbrio de Seqüência Negativa

De acordo com os dados das medições mostrados nas Tabelas 6.9 a 6.11, conclui-se que, além do carregamento do PRE, valor da impedância de balanceamento e desequilíbrio das cargas na rede secundária, há outros fatores que também interferem no desequilíbrio de seqüência negativa, ou tensão de seqüência negativa, como por exemplo, o carregamento da LT 230 kV. De qualquer forma, ao se comparar os resultados práticos obtidos no PRE Jarú, (com desequilíbrio de seqüência negativa igual a 3,90%), com os valores medidos nos sistemas convencionais, sendo encontrado desequilíbrios de seqüência negativa de até 4,15%, conclui-se que o Sistema PRE pode continuar em operação sem que venha provocar danos aos consumidores com cargas que utilizam motores elétricos trifásicos. Esta conclusão tem como base o fato de que não há registro de nenhuma reclamação que esteja relacionada com esta variável.

Os resultados mencionados, apesar de bem acima do limite de 2% estipulado em Norma, não confirmam a hipótese de que essa variável seria maior na tecnologia PRE quando comparada com sistema convencional, no caso rede de distribuição secundária.

7.1.4 Tensões de Passo e Toque

Os maiores valores de tensão de passo e toque encontrados foram:

- Subestação supridora Ariquemes II: $V_p = 6,0$ Volts; $V_t = 10,3$ Volts;
- Subestação distribuidora Jaru I: $V_p = 11,4$ Volts; $V_t = 24,8$ Volts.

Conclui-se, então, que todos os valores estão abaixo do valor limite de segurança à vida humana, estudado por Dalziel e estipulado em 50 Volts.

Ao se comparar os resultados das leituras de tensão de passo e toque com o carregamento e o índice pluviométrico da região, constata-se a relação entre o teor de umidade do solo e a magnitude da corrente elétrica circulante. Essa relação se manifesta com nitidez quando se verifica a ocorrência do maior valor medido, igual a 24,8 Volts, coincidindo com o período de seca na região.

A inspeção visual feita na malha independente em Jaru, através de escavação para análise do solo e cabo, permitiu concluir que não houve indícios do fenômeno de ressecamento, que poderia provocar elevação incontrolável da resistência da malha. Por fim, em função dos resultados encontrados, conclui-se que foi acertada a escolha para desenvolvimento do projeto do sistema de aterramento baseado na fórmula proposta por Ollendorff.

7.1.5 Causas das Interrupções

Ao longo dos três anos de operação, o Sistema PRE Jaru ficou fora de operação por 210,69 horas, equivalente a oito dias, 18 horas e mais 41 minutos. Ao todo foram verificadas 394 interrupções.

Surpreendentemente, mais da metade do tempo de interrupção, 53,94%, é de origem externa, ou seja, não dizem respeito à tecnologia PRE. Já com relação ao número de vezes que o sistema sai de operação, verifica-se que 51,53% das ocorrências estão relacionadas ao desempenho operacional do PRE.

As interrupções de origem externa não-programada respondem por 43,65% em relação ao total. Neste universo, 78,49% correspondem a interrupções na RD, sendo 41,86% devido a curto-circuito e 36,63% devido a manobras.

Observando-se as causas das interrupções, concluiu-se que:

- As interrupções de origem externa programada (código 1), respondem por 4,82% do total. A maioria dessas interrupções, 52,63%, ocorreu em 1998, como reflexo da comodidade proporcionada pela entrada em operação do terciário da subestação 230/69/13,8kV, da ELETRONORTE, em Jaru;
- As interrupções de origem externa não-programada (código 2), responderam por 43,65% em relação ao total, sendo que a maioria dessas interrupções, 47,09%, ocorreu em 1997, em consequência da interligação da subestação Jaru I com a subestação da ELETRONORTE, (ver Figura 6.24);
- As interrupções associadas a Alterações/Adequação de projeto do Sistema PRE Jaru (código 3.1), ocorreram somente no início de 1996. Este comportamento está coerente com o modelo de falhas apresentado na Figura 5.7;
- As interrupções para manutenção programada (código 3.2), respondem por 2,03% do total;
- As interrupções não-programadas causadas por descargas atmosféricas (código 4.1), participam com 39,85% do total. Considerando-se somente as interrupções não programadas de origem interna, ou seja, que dizem respeito ao PRE, 83,07% têm como causa as descargas atmosféricas. Este resultado confirma a hipótese de que esta causa é a principal responsável pelas interrupções do PRE;
- As interrupções provocadas por falhas humanas (código 4.3), foram muito pequenas, apenas uma, ocorrida em agosto/96. Este resultado confirma a simplicidade de operação do PRE;

- As interrupções classificadas como próprias do sistema (código 4.4), também foram poucas, num total de duas ocorrências, sendo uma por subtensão na barra 13,8 kV da subestação supridora e outra por sobrecarga;
- Interrupções não-programadas, cujas causas são falhas de componentes (código 4.5), participaram com 6,09% em relação ao total das interrupções. Comparando-a somente em relação às interrupções não-programadas de origem interna, esta causa responde por 12,70%, a maior participação após aquelas provocadas por descargas atmosféricas;
- As interrupções não identificadas e, portanto, classificadas como desconhecidas (código 4.8), tiveram uma participação relativamente pequena, validando assim o método empregado na identificação das causas a partir da análise da atuação da proteção. Este resultado, acima de tudo, confirma o acerto da filosofia de proteção adotada para o PRE;

7.1.6- DEC e FEC do Sistema PRE Jaru

Considerando-se apenas as ocorrências internas, exclusivas do Sistema PRE Jaru, verificou-se, durante os três anos de operação, tempo de interrupção total igual a 97,04 horas. Este resultado conduz à média anual de 32,35 horas, ou seja, o DEC = 32,35 horas/ano. Este é o DEC representativo da tecnologia no período considerado e que pode ser utilizado como referência para estimar a confiabilidade das futuras instalações PRE em regiões com características ambientais similares. Da mesma forma, as interrupções exclusivas do PRE, totalizadas em 203, conduzem ao valor médio representativo da tecnologia e expresso por FEC = 67,67 interrupções/ano.

Ao se comparar os índices DEC e FEC com aqueles exigidos pela Portaria 046/78 do DNAEE, verifica-se que a tecnologia atende aos limites estipulado para o DEC, fixado em 50 horas/ano. Porém, não atende a Portaria no que diz respeito ao FEC, cujo valor é 12,78% maior que o limite fixado de 60 interrupções/ano. A partir desta análise conclui-se que, de fato, no atual estágio tecnológico a tecnologia PRE é mais adequada para atender pequenas comunidades, com no máximo 5.000 consumidores.

7.1.7 Tempo Médio de Restabelecimento

De uma maneira geral, ou seja, considerando-se também as interrupções de origem externa (ver Tab. 6.18), o Sistema PRE Jaru apresentou tempo médio de restabelecimento igual a 0,53 hora/interrupção, aproximadamente 32 minutos por interrupção. Considerando-se apenas as ocorrências exclusivas da tecnologia PRE, o tempo médio de restabelecimento apresentado foi de 0,48 hora/interrupção, ou aproximadamente 29 minutos.

Se forem consideradas as saídas do PRE somente por descargas atmosféricas, o tempo médio de restabelecimento passa a ser de 0,39 hora/interrupção, equivalente a pouco mais de 23 minutos. Conclui-se, a partir destes resultados que a frequência das interrupções por descargas atmosféricas, apesar de elevadas (alto FEC), porém são de curta duração (baixo DEC) em relação às saídas impostas por outras causas.

7.1.8 Taxa de Falhas

A maior participação na composição da taxa de falhas no PRE advém das descargas atmosféricas, equivalentes a 77,34%. Em seguida, constatou-se que as falhas em componentes participam com 11,82%. Em relação a este universo (falhas em componentes), 62,5%, (15 interrupções) estão relacionadas ao sistema de ventilação do resistor que compõe a impedância de balanceamento longitudinal da terceira fase do PRE; 12,5% (três interrupções) aconteceram na chave HXO instalada na subestação Jaru I e identificada operacionalmente por JAST3-01 (ver Fig. 6.24); 8,33% (duas ocorrências) estão relacionadas a problemas de umidade na válvula de pressão súbita (63P) do trafo 5,6/7,0 MVA da subestação supridora Jaru I; 8,33% (duas ocorrências), estão relacionadas a falhas no disjuntor de 13,8 kV da subestação Jaru I e identificado operacionalmente por JADI2-01; 4,17% (uma ocorrência), corresponde a falhas em conexões dos bandos de capacitores de equalização e compensação e 4,17% (uma ocorrência), é devida a falha na chave de aterramento rápido.

Considerando-se todas as falhas ocorridas no PRE durante os três anos de operação, obteve-se a taxa de falhas típica correspondente a:

$$\lambda = 0,74 \text{ interrupção/km/ano.}$$

7.1.9 Índice de Confiabilidade por Consumidor

Este índice, representado pela letra C, guarda íntima relação com o tempo de indisponibilidade da instalação. Assim, nos três anos de operação do Sistema PRE Jaru apurou-se um índice de confiabilidade por consumidor equivalente a:

$$C = 0,9963.$$

Isto significa que, em cada hora de operação, a tecnologia PRE proporcionou 99,63% de continuidade de fornecimento, ou de outra forma, em cada hora de operação houve uma interrupção média de 0,0037 hora, ou 13,32 segundos de interrupção.

7.1.10 Desempenho Operacional Comparativo

As conclusões sobre o desempenho operacional do Sistema PRE Jaru em relação a outras tecnologias será feita com base nos dados resumidos na Tabela 7.1, apresentada a seguir.

Tabela 7.1- Índices operacionais de várias tecnologias

Índices Operativos	PRE Jaru	LT 34,5kV	LT 69kV	UTE
τ - tempo médio de restabelecimento (horas/interrupção)	0,48	1,44	0,30	1,61
λ - (taxa de falhas por quilômetro) (Interrupções/km./ano)	0,74	0,62	0,82	-
C - (Confiabilidade) (Confiabilidade por Consumidor)	0,9963	0,9953	0,9991	0,9651

De acordo com a Tabela 7.1, o tempo de restabelecimento do PRE é menor que um terço em comparação ao índice apresentado pela UTE, sendo maior apenas em relação ao

apresentado pela LT 69kV. Quanto à taxa de falhas constata-se que o índice representativo do PRE é maior que o apresentado pela LT 34,5kV, o que de certa forma já era esperado, não se podendo dizer o mesmo com relação ao índice da LT 69kV. Como os índices operativos τ e λ guardam estreita relação com o DEC e FEC, o resultado referente a λ não deve ser representativo da LT 69kV, exigindo por isso avaliação deste índice a partir de série histórica abrangendo maior tempo de observação.

Considerando-se o fato de que todas as ocorrências do PRE demandam tempo de restabelecimento superior a três minutos, em função da necessidade de abrir a chave de aterramento rápido, combinado com o fato de que interrupções com tempo menor ou igual ao mencionado, não são registrados no cômputo do desempenho operacional da tecnologia convencional, é surpreendente a constatação de que, mesmo assim, o PRE apresentou tempo de restabelecimento inferior ao da LT 34,5kV e UTE, bem como em relação ao tempo médio de atendimento das concessionárias de energia elétrica da Região Norte, como apresentado no Capítulo seis, item 6.7.6.3.

Quanto à confiabilidade, o índice do PRE só é inferior ao da LT 69kV. Comparativamente, enquanto o PRE, em cada hora, apresentou uma interrupção média de 13,32 segundos, as LTs 34,5kV estudadas apresentaram valor médio de 16,92 segundos e a UTE 2,1 minutos. Em termos econômicos, admitindo-se o custo da energia interrompida igual a R\$ 132,07/MWh (conforme apurado no item 6.8.5), conclui-se que a cada hora o faturamento cessante é equivalente a:

- PRE: R\$ 0,49/MWh;
- LT 34,5 kV: R\$ 0,62/MWh;
- UTE: R\$ 4,61/MWh.

Os resultados apresentados através da Tabela 7.1 também permitem concluir que a hipótese, baseada na afirmação de que a taxa de falhas verificadas no PRE seria maior que o verificado em outras tecnologias, é confirmada em relação a LT 34,5kV e certamente em relação a UTE, se traduzido a taxa de falhas por componentes. Entretanto, a hipótese não se confirma em relação a LT 69kV, mas neste caso, como já foi dito, o número apurado não deve ser representativo da linha. Feito esta observação, pode-se concluir que a referida hipótese é plenamente confirmada em relação às tecnologias aqui adotadas para comparação.

Em função da realidade operacional do PRE, também se formulou a hipótese de que seu tempo médio de restabelecimento seria maior que o verificado nas outras tecnologias. Descartando-se a comparação com a LT 69kV, conclui-se que essa hipótese *não* se confirma. Fato similar acontece com a hipótese formulada com base no índice de confiabilidade por consumidor.

Em resumo, considerando-se os gráficos das Figuras 6.25 e 6.26 e o que foi exposto anteriormente, conclui-se que o desempenho operacional do PRE, apesar das constantes saídas provocadas por descargas atmosféricas, não é dispare em relação às demais tecnologias comparadas neste estudo.

7.1.11 Viabilidade Técnica e Econômica do Sistema PRE Jaru em Relação a Outras Alternativas Convencionais Equivalentes

Os resultados e conclusões apresentados a seguir, dizem respeito à comparação da tecnologia PRE com outras alternativas convencionais equivalentes representadas pela LT 34,5 kV trifásica, aérea, com cabos Penguin e Hawk, sem compensação e com compensação, submetida às mesmas condições operacionais do PRE Jaru.

As simulações feitas com a LT 34,5kV sem compensação apresentaram quedas de tensão superiores ao limite de 10%. Este resultado permite tirar uma das conclusões mais importante deste trabalho, ou seja, a tecnologia PRE na configuração trifásica é tecnicamente superior à alternativa que lhe é mais similar: a LT 34,5kV sem compensação. Em função deste resultado está confirmada a hipótese baseada na afirmação de que a capacidade de transporte de energia elétrica através da tecnologia PRE é superior à tecnologia convencional equivalente.

Na comparação técnica do Sistema PRE Jaru com a LT 34,5kV compensada, chegou-se a conclusão de que as duas tecnologias são similares quanto a queda de tensão em função do carregamento, desde que utilizando o mesmo cabo.

Quanto à avaliação econômica, se chegou às seguintes conclusões:

1. O custo operacional da alternativa convencional é maior que o verificado no Sistema PRE Jaru, não obstante o fato de ter havido mais pessoas envolvidas na operação do PRE. Essa vantagem comparativa do PRE está relacionado ao índice operativo DEC igual a 32,35 horas/ano, contra 82,14 horas/ano da alternativa convencional equivalente. Em consequência disto, a equipe de operação fica mais tempo trabalhando em função da mesma;
2. O custo de manutenção da alternativa convencional também é maior que o verificado no Sistema PRE Jaru e isso se deve aos seguintes fatores:
 - A taxa de falhas associada a quebra de isoladores, abaloamento de postes e queimadas demandam freqüentes intervenções das equipes de manutenção, com longos tempos de duração;
 - A estrutura de pessoal para a manutenção de redes e linhas de média tensão é maior que a verificada para o PRE;
 - Manutenção de limpeza da faixa de servidão da LT 34,5kV, cujo custo não é computado para a tecnologia PRE, dado que ela utiliza a mesma infra-estrutura da linha principal.
3. O custo das perdas técnicas apuradas no Sistema PRE Jaru foram maiores que aqueles encontrados na simulação da alternativa convencional equivalente. Isso ocorre porque a alternativa convencional, com maior DEC, permanece menos tempo em operação, além do fato de que a linha PRE dois quilômetros com cabo Penguin (trata-se das linhas laterais);
4. Aplicando-se o método de avaliação econômica denominada de Custo Presente Líquido – CPL, verificou-se que em todas as simulações o PRE é mais vantajoso que a alternativa convencional equivalente, exceto em alguns casos onde se considerou seu custo de investimento 10% maior que o da alternativa mencionada, como exposto a seguir:
 - Fixando-se $n = 3$ e variando o valor da t_{ma} , o PRE mantém sua vantagem comparativa até um pouco mais de 23%;
 - Fixando-se $n = 10$ e variando a t_{ma} , a vantagem comparativa do PRE se mantém até pouco mais de 19%.
5. Pelo que foi exposto no item anterior, conclui-se que para taxas mínimas de atratividade menor ou igual a 19% a tecnologia PRE, com base nos resultados apurados no Sistema PRE Jaru, é mais atrativa que a tecnologia convencional equivalente, representada pela LT 34,5kV com compensação. Esta conclusão

confirma a hipótese baseada na afirmação de que a tecnologia PRE é mais viável, economicamente, que a tecnologia convencional equivalente.

Pelo que foi exposto em relação a avaliação econômica das alternativas, conclui-se ainda que se não for levado em conta os custos de operação e manutenção do PRE, pode-se cometer erros na escolha da alternativa mais adequada sob o ponto de vista econômico. Assim, mesmo que o investimento inicial na tecnologia PRE venha ser superior a da LT 34,5kV compensada, sua principal vantagem competitiva está nos menores custos de operação e manutenção.

7.2 Recomendações

Em se tratando do estudo de uma tecnologia ainda pouco conhecida, uma das conclusões que se chega é de que há uma série de questões a serem investigadas. E com esta motivação que será apresentado as recomendações para futuros trabalhos conforme a seguir:

1. São as descargas atmosféricas as principais causadoras das interrupções no PRE. O levantamento e estudo dos índices cerâmicos da região e o estabelecimento de fatores de correlação com a taxa de saída da instalação associada às descarga atmosféricas poderá resultar na indicação de índices típicos de confiabilidade operativa, sem mencionar a possibilidade de se estabelecer equações de aplicação geral;
2. Da mesma forma, pode-se aprofundar o estudo sobre o sistema de aterramento buscando a correlação entre os índices pluviométricos da região e as tensões de passo, toque e de malha;
3. O desempenho operacional do PRE pode ser significativamente melhorado se forem estudadas e aplicadas as possibilidades de religamento automático. Considerando-se que este fato pode fazer com que a maioria das interrupções tenham tempo de restabelecimento inferiores a três minutos, isso terá um impacto significativo no desempenho operacional da tecnologia, além das vantagens econômicas advindas da redução no montante da energia interrompida;

4. O comportamento aleatório obtido nas medições das tensões de seqüência negativa justifica a realização de pesquisa desenvolvendo-se metodologia apropriada para identificação das causas que interferem no seu comportamento. Neste contexto, sugere-se ainda a reavaliação dos limites toleráveis de desequilíbrio de seqüência negativa, visto que não há registro de qualquer anormalidade provocada por desequilíbrio superior a 2%;
5. Considerando-se a possibilidade de operação complementar a sistema térmico já existente, como aconteceu em Jaru, é recomendável o estudo da operação em paralelo do PRE com outras tecnologias;
6. A instalação da tecnologia PRE para atender Jaru significou a postergação de investimentos em subestação convencional de maior capacidade. Esse aspecto pode vir a ser uma das principais motivações para aplicação da nova tecnologia, dado a possibilidade de obtenção de vantagens econômicas significativas sem comprometer o abastecimento de energia elétrica à respectiva localidade. Isso posto, é recomendável que se estude e desenvolva metodologia apropriada para esse tipo de avaliação, ou seja, da viabilidade de aplicação da tecnologia PRE como alternativa viável na postergação de investimentos definitivos, conforme horizonte de planejamento;
7. No decorrer deste estudo foi dito que uma das principais motivações para a instalação do PRE em Rondônia era a substituição da geração dieselétrica na perspectiva de fornecimento de energia com melhor padrão de qualidade e com menor custo. Neste contexto, qual o significado ambiental da introdução da tecnologia PRE? Eis aí mais um aspecto de particular relevância a ser estudado, levando-se em consideração que normalmente as localidades isoladas são abastecidas por energia elétrica através de grupos geradores diesel;
8. O custo da energia interrompida pode ser bem diferente se for levado em consideração os prejuízos também do lado do consumidor. Este é um estudo recomendável se levado em consideração a crescente consciência dos cidadãos por seus direitos. Por ser uma abordagem recente, voltada à qualidade da energia, ela se apresenta como um desafio, inclusive quanto à metodologia de avaliação;

9. Considerando-se os futuros aproveitamentos do enorme potencial hidráulico da Região Norte e em consequência a construção de extensas LTs em AT, ou EAT, recomenda-se, sob a ótica do desenvolvimento regional auto-sustentável, a realização de estudos de implantação da tecnologia PRE nas localidades próximas aos possíveis corredores de linhas de transmissão. Nesta recomendação também se insere a possibilidade de utilização da tecnologia PRE nos projetos de expansão dos sistemas de transmissão já existentes, a exemplo da expansão da LT 230kV do sistema Rondônia-Acre;

10. Recomenda-se a continuação do estudo do desempenho operacional da tecnologia PRE em Rondônia incorporando-se a localidade de Itapuã D'Oeste, atendida por meio desta tecnologia desde setembro de 1997;

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB; MARTE. *Dimensionamento do sistema de aterramento dos sistema elétrico de atendimento às pequenas cargas via cabos pára-raios energizados - PRE Rondônia*; Parte III - Dimensionamento das malhas de terra independentes das subestações distribuidoras. Relatório final consolidado - MTE - ABB. 001.08/94. [s/l]. 1995, 61p.

_____. *Dimensionamento do sistema de aterramento dos sistemas elétricos de atendimento às pequenas cargas via cabos pára-raios energizados - PRE Rondônia*; Parte III - Dimensionamento das malhas de terra independentes das subestações distribuidoras. Relatório final consolidado - MTE - ABB. 001.03/94. [s/l]. 1994, 11p.

ALVARENGA, Carlos Alberto, et al.. Usina eólio-elétrica experimental do Morro do Camelinho - período 94/96. In: *XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*. Grupo II: Grupo de produção térmica e fontes não convencionais - GPT. Belém, 1997.

ANDRADE, Maria Margarida de. *Como preparar trabalhos para cursos de pós-graduação*; noções práticas. São Paulo:Atlas, 1995, 118p.

ARARIPE, Flaminio. Inaugurada central eólica de Fortaleza. *CRESESB Informe*. Rio de Janeiro, n.2, dez. 1996.

BARBALHO Arnaldo Rodrigues; BARBALHO, Marta Helena. *Energia e desenvolvimento no Brasil*. Rio de Janeiro: ELETROBRAS; Memória de eletricidade, 1987, 324p.

BORBA, Aroldo. Potencial é de 9,8 bilhões de kWh/ano. *CRESESB Informe*. Rio de Janeiro, n. 1, jun. 1996.

BRASIL NUCLEAR. Rio de Janeiro, n. 12, jan./fev. 1997.

BRISTOT, Anildo; DIAS, João José Gonçalves. Avaliação técnica e econômica da geração descentralizada. In: *XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*. Grupo I: Grupo de estudos de produção hidráulica - GPH. Belém, 1997.

CAMARGO, C. Celso de B. *Confiabilidade aplicada a sistemas de potências elétrica*. Rio de Janeiro: LTC, 1981, 206p.

CASAROTTO FILHO, Nelson; KOPITTKKE, Bruno Hatmute. *Análise de investimentos*. 7 ed. São Paulo: Atlas, 1996, 448p.

CEPEL/ELETRONORTE. *Implantação de sistema de geração alternativa na Amazônia*. Subprojeto: Geração de energia hidrocínética. Rio de Janeiro, 1996, 13p.

CERON. *Boletim estatístico*. Porto Velho, 1994a.

_____. *Relatório de desempenho operacional*. Porto Velho, 1994b.

_____. *Boletim estatístico*. Porto Velho, 1996.

_____. *Boletim estatístico*. Porto Velho, 1997.

_____. *Relatório de gestão 1997*. Porto Velho, 1998a.

- _____. *Boletim estatístico*. Porto Velho, 1998b.
- _____. *Relatório Mensal de Operação*. Porto Velho, dez. 1998c.
- _____. *Relatório Mensal da Transmissão, Geração e Distribuição*. Centro de operação de sistemas. Porto Velho, maio. 1999a.
- _____. *Relatório Mensal de Operação, Geração e Distribuição*. Centro de operação de sistemas. Porto Velho, dez. 1999b.
- CIPOLI, José Adolfo. *Engenharia de distribuição*. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1993, 324p.
- COMISSÃO EXECUTIVA DO PLANO DA LAVOURA CACAUEIRA - CEPLAC. *Dados climáticos mensais de 1996 a 1998*. Ouro Preto D'Oeste, 1999, 39p.
- COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO – CODI. *Metodologia para análise técnico-econômica*. Relatório SCEI 01.04. Rio de Janeiro, 1979, 90p.
- CRUZ, Antônio Marcelo Tavares, et al. Experiência operativa da tecnologia de pára-raios energizados na linha de 230 kV do sistema de Rondônia. In: *IV Seminário Integrado de Manutenção, Operação e Administração - SIMOPA*. Belém, 1996. Anais, p. 74-81.
- D'AJUZ, Ary. et al. Linhas de transmissão com cabos pára-raios energizados - uma solução econômica para o suprimento a comunidades isoladas. In: *XII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*. Grupo III: Planejamento de sistemas elétricos - GPL. Recife, 1993.
- _____. Implantação de cabos pára-raios energizados em linhas de 230 kV do Sistema de Rondônia. In: *XII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia*

Elétrica - SNPTEE. Grupo XI: Sobretensão, coordenação de isolamento e interferências -GSI. Florianópolis, 1995.

_____. Estudos elétricos necessários para a implantação de tecnologia de cabos pára-raios energizados. In: *VII ERLAC*. [s/l], 1999b.

_____. Linhas de transmissão com cabos pára-raios energizados. In: *IV Encontro Luso-Afro-Brasileiro de planejamento e exploração de redes de energia - ELAB*. Rio de Janeiro, 7-10 jun. 1999a.

DIAS, Mário Sérgio Cassoli. Energia solar fotovoltaica: A alternativa que resolve. In: *ENERSHOW'98*. São Paulo, 1998. Anais, p. 172-179.

ELETRICIDADE MODERNA. *COELCE inaugura parque eólico com 1,2 MW*. No Circuito. São Paulo, n. 274, jan. 1997.

_____. *Prêmio eletricidade 1999: as melhores distribuidoras do Brasil*. São Paulo, n. 307, out. 1999.

ELETROBRAS. *Panorama do setor de energia elétrica no Brasil*. Memória da Eletricidade. Rio de Janeiro, 1988.

_____. *Plano 2015: A oferta de energia elétrica - potencial hidrelétrico*. Rio de Janeiro, 1992. Projeto 4, v.2, 46p.

_____. *Plano 2015: A questão ambiental e o setor elétrico - fontes de geração de energia elétrica*. Rio de Janeiro, 1993. Projeto 7, v. 4, 50p.

_____. *Referências de custo; Linhas de transmissão e subestações de alta tensão e extra-alta tensão - Base dez./1993*. Rio de Janeiro, 1994, 49p.

_____. *Sistemas de informações empresariais do setor de energia elétrica*. Rio de Janeiro, 1998.

_____. *Resenha de mercado*; estatística do consumo de energia elétrica. Rio de Janeiro, 1999a, jan. 4p.

_____. *Resenha de mercado*; estrutura de participação do consumo total por sistemas elétricos. Rio de Janeiro, 1999b, mar. 4p.

_____. *Fontes de energia*: Energias Alternativas; o que vem sendo realizado para tornar o uso das FAE uma alternativa à expansão da oferta de energia. Rio de Janeiro. Texto disponível na internet: <http://www.eletrobras.gov.br/energia/fae1.htm> [6 out.1999c].

_____. *Fontes de energia*: Energias Alternativas; Conheça um pouco da história sobre o uso de FAE no Brasil. Rio de Janeiro. Texto disponível na Internet: <http://www.eletrobras.gov.br/energia/fae2.htm> [6 out.1999d].

ELETROBRAS/COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI. *Planejamento de sistemas de distribuição*. Rio de Janeiro: Campus: Eletrobrás, 1982a, Col. distribuição de energia elétrica, v. 1, 241p.

_____. *Desempenho de sistemas de distribuição*. Rio de Janeiro: Campus: Eletrobrás, 1982b, Col. distribuição de energia elétrica. v. 3, 174p.

_____. *Controle de tensão de sistemas de distribuição*. Rio de Janeiro: Campus: Eletrobrás, 1985. Col. Distribuição de energia elétrica. v. 5, 145p.

ELETRONORTE. *Alimentação de pequenas cargas através de energização de cabos pára-raios*; estudos de regime permanente e consolidação dos dados. EPL-RE-4.002/95. Brasília, abr. 1995.

_____. *Relatório Mensal de Operação dos sistemas*. Brasília, dez. 1998, 11p.

ELETRONORTE/ELETROBRAS. *Alternativas energéticas para o estado de Rondônia*. Brasília, 1994, 96p.

FAO. *Importance of forest energy*. Texto disponível na Internet: <http://www.fao.org/WAICENT/faoinfo/forestry/energy/import.htm> [08 mar. 1999]

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE RONDÔNIA - FIERO. *Perfil socioeconômico e industrial do Estado de Rondônia*. Porto Velho, 1997, 322p.

FERREIRA, Maria Júlia Guerra. Geração fotovoltaica: uma opção emergente. *Volts*. São Paulo: Segmento, Ano 1, n. 1, p. 24-27, maio, 1997.

FUCHS, Rubens Dario. *Transmissão de energia elétrica: linhas aéreas*; teoria das linhas em regime permanente. 2 ed. Rio de Janeiro: LTC, 1979, 588p.

GALDINO, Marco A. E.; LIMA, Jorge H. G.. Aspectos técnicos do programa PRODEEM para eletrificação rural baseada em energia solar fotovoltaica. In: *IV Encontro Luso-Afro-Brasileiro de planejamento e exploração de redes de energia*. Rio de Janeiro, 7-10 jun. 1999.

GALESNE, Alain; FENSTERSEIFER, Jaime E.; LAMB, Roberto. *Decisões de investimento da empresa*. São Paulo, 1999, 295p.

GOLDEMBERG, José. *Energia, meio ambiente e desenvolvimento*. São Paulo: Edusp, 1998, 240p.

GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS - GCPS. *Plano decenal de expansão, 1999/2008*. Rio de Janeiro, 1999.

GRUPO DE APOIO TÉCNICO ÀS NECESSIDADES DA REGIÃO NORTE-GAT/CRN. *Dimensionamento do quadro de operadores de usinas dieselétricas - NG-11*. Brasília, ago. 1989, 10p.

- _____. *Norma geral de operação da distribuição*. ND. 01. Brasília [s/d]. 35p.
- _____. *Estruturação do centro de manutenção da distribuição*. ND. 06. Brasília. Revisão maio/88, 21p.
- GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – GTEF. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CRESESB/CEPEL, 1995, 182p.
- HIRSCHFELD, Henrique. *Engenharia econômica*. 3 ed. São Paulo: Atlas, 1984, 440p.
- HOJI, Masakazu. *Administração financeira; uma abordagem prática*. São Paulo: Atlas, 1999, 428p.
- ILICETO, F.; GATTA, F. M.; CINIERI, E. *Rural electrification of developing countries using the insulated shield wires of HV Lines; new design criteria and operation experience*. CIGRÉ – 1994 Session. Paper 37/38-03.
- KINDERMANN, Geraldo; CAMPAGNOLO, Jorge Mário. *Aterramento elétrico*. Porto Velho, 1991, 242p.
- KOSOW, Irving L. *Máquinas elétricas e transformadores*. Trad. Felipe L. B. Daiello, Percy A. P. Soares. 3ed. Porto Alegre: Globo, 1979, 632p.
- LEITE, Antonio Dias. *A energia do Brasil*. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997. 528p.
- LEON, José Aurélio Moreno. *Sistemas de aterramento*. 4 ed. São Paulo: Érico do Brasil, 1992. 206p.
- MAMEDE FILHO, João. *Manual de equipamentos elétricos*. Rio de Janeiro: LTC, 1993, v. 2. 456p.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA – MCT. *Relatório das emissões de carbono derivadas do sistema energético*; abordagem top-down.

Informação disponível na Internet:

<http://www.mct.gov.br/gabin/cpmg/climate/programa/port/energia1.htm> [07 fev. 1999]

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. *Manual de pequenas centrais hidrelétricas*. Rio de Janeiro: DNAEE, ELETROBRAS, 1982.

_____. *Balanco Energético Nacional*; ano base 1995. Brasília, 1996, 150p.

_____. *Energia, PIB e população*. Brasília. Informação disponível na Internet: <http://www.ecen.com/content/eee3/epibpopi.htm> [19 set. 1999]

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/PRODEEM. *Energia para as comunidades isoladas*. Brasília, 1996, 4p.

MIRANDA, Roberto Vianna de. *Manual de decisões financeiras e análise de negócios*. Rio de Janeiro, 1999. 250p.

MONTALVÃO, Edmundo, et al.. Estudos de proteção de pára-raios energizados - PRE; um sistema pioneiro no Brasil. In: *V Seminário Técnico de Proteção e Controle - STPC*. Curitiba, 25 ago. - 01 set, 1995.

MONTEIRO, et al.. Metodologias integradas para mapeamento de energias alternativas no Estado do Pará. In: *IV Encontro Luso-Afro-Brasileiro de planejamento e exploração de redes de energia - ELAB*. Rio de Janeiro, 7-10 jun 1999.

MÜLLER, Arnaldo Carlos. *Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento*. São Paulo: Makron Books, 1995. 412p.

NASCIMENTO, Marcos V. G. et al.. Implantação de sistemas de geração alternativa na Região Norte. In: *XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*. Grupo II; Grupo de produção térmica e fontes não convencionais - GPT. Belém, 1997.

NISKIER, Júlio; MACINTYRE, A. J. *Instalações elétricas*. Rio de Janeiro: Guanabara, 1985. 556p.

NOGUEIRA, L. A. Horta; LORA, Elected E. Silva. *Dendroenergia*; fundamentos Y aplicaciones. Red Latinoamericano de Cooperacion Técnica em Dendroenergia. [s/l]; 1997, 117p.

PAULON, Joaliza Glória Ribeiro; NETO, João de Moraes Martins. In: : *IV Encontro Luso-Afro-Brasileiro de planejamento e exploração de redes de energia - ELAB*. Rio de Janeiro, 7-10 jun 1999.

PIEIDADE JR, Cezar. *Eletrificação rural*. 3 ed. São Paulo: Nobel, 1988. 280p.

POOLE, Alan Douglas, et al.. *Energia para o desenvolvimento da Amazônia*; Macrocenários Amazônia 2010. Contribuição ao projeto PNUD/SUDAM/SUFRAMA/BASA. São Paulo, 1990, 147 p.

REGAN, William. Valor do dinheiro no tempo. In: GITMAN, Lawrence J. *Princípios de administração financeira*. 7ed. São Paulo: Harbra, 1997. 903 p. p.150-199.

RIVERO, Sérgio Luiz de Medeiros. *Capitalismo autoritário, modernização da agricultura e migração*; uma contribuição para os estudo das causas estruturais da migração para Rondônia – 1970 a 1986. Monografia de conclusão do bacharelado em Ciências Econômicas, Fundação Universidade Federal de Rondônia. Porto Velho, 1991, 83p.

Rondônia. SEPLAN, EMATER. *Anuário estatístico agropecuário*. Porto Velho, 1995, 177 p.

Rondônia, SEPLAN. *Indicadores municipais 1996 – 1997*. Porto Velho, 1999, 165p.

ROSE, Eber Hávila. *Alimentação de pequenas cargas ao longo de linhas de transmissão por meio de pára-raios energizados*. Dissertação de Mestrado. Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI, 1997, 168p.

SEBRAE/RO. *Diagnóstico socioeconômico: Jarú*. Porto Velho, jun. 1999, 72p.

SEBRAE/RO; CERON. *Seja um produtor, fornecedor e/ou transportador de energia elétrica*. Porto Velho, 1995, 16p.

SOARES, Serpa. Metodologia para determinação, análise e otimização de perdas técnicas em sistemas de distribuição. In: : *IV Encontro Luso-Afro-Brasileiro de planejamento e exploração de redes de energia - ELAB*. Rio de Janeiro, 7-10 jun 1999.

SOUZA, Renato Barros C. de. Transmissão da Amazônia - Alimentação de pequenas cargas ao longo de troncos em corrente contínua. In: *XI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*. Grupo IV: Análise e técnicas de sistemas de potência -GAT. Rio de Janeiro, 1991.

STEVESON JR, William D. *Elementos de análise de sistemas de potência*. Trad. Ademaro A. M. B. Cotrim. São Paulo: Mcgraw-Hill, 1978. 347p.

VAISMAN, Roberto; FRONTIN, Sérgio de Oliveira. Sobretensões temporárias. In: D'Ajuz, Ary. *Transitórios elétricos e coordenação de isolamento; aplicação em sistemas de potência de alta tensão*. Rio de Janeiro: EDUFF – FURNAS, 1987, cap.3, p. 41 –51.

ANEXO I

MANUAL DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

JARU¹

OPERAÇÃO EM CONTINGÊNCIA DO SISTEMA DE JARU

1 Objetivo

Estabelecer os procedimentos a serem seguidos pelos operadores do Sistema Jarú, colapso total ou desligamento parcial no Sistema.

2 Condições Gerais

As instruções de operação contidas neste documento tomam como referência os diagramas apresentados nas Figuras 6.10 e 6.11

2.1 - Sentido de energização das linhas

¹ Este documento foi produzido pela CERON - PPOT e, excetuando-se a explicação de que o mesmo toma como referência as Figuras 6.10 e 6.11, sua transcrição segue *ipsis litteris* o original.

2.1.1- SE-JARU I (PRE) - JA

A SE-JA recebe tensão da SE-Atiquemes pela Linha QMJA-PR3-01, portanto o sentido será sempre da SE-QM para a SE-JA.

2.1.2 - SE-JARU III (UTE) - JR

A SE-JR recebe tensão da SE-JA pelas Linhas JAJR-LT2-01 e 02, portanto o sentido será sempre da SE-JA para a SE-JR.

- 2.2 - Em toda e qualquer ocorrência, o operador do Sistema Jarú, deve reunir todas as informações básicas operacionais e proceder conforme o item específico da ocorrência.
- 2.3 - Inspeções visuais deverão ser efetuadas no pátio sempre que a proteção atuada caracterize defeito em equipamento.
- 2.4 - Após o efetivo levantamento de todas as proteções atuadas, alarmes, equipamentos abertos automaticamente ou manual e verificadas as condições dos equipamentos do pátio, o operador deverá providenciar o rearme das proteções (Reset), a normalização do quadro de sinalizações e preparar as ordens de manobras de recomposição do Sistema.
- 2.5 - As manobras necessárias para preparar o Sistema para reernegização, deverão ser executadas independentemente de comunicação com a SE-QM em Ariquemes.
- 2.6 - As manobras de reernegização, somente poderão ser iniciadas após a autorização da SE-QM.
- 2.7- Qualquer manobra alternativa só pode ser executada sob a orientação do COS-PV.
- 2.8- Quando da ocorrência e imediatamente após uma perturbação, o operador do Sistema Jarú deverá anotar no Livro de Ocorrências da Instalação, o horário efetivo da perturbação acompanhado das proteções operadas, alarmes atuados, disjuntores abertos automaticamente através da proteção, ou manualmente pelo operador, bem como todas as informações importantes dos equipamentos do pátio.

2º Tipo 2 - Telefone Comercial
SE-JR = 521.2452
SE-QM = 535.2679

B - Da SE-JR (Jaru), para C.O.D. (Jaru)

1º Tipo 2 - Rádio VHF
2º Tipo 6 - Telefone LP Simples
3º Tipo 4 - Telefone Comercial
SE-JR = 521.2452
C.O.D. = 521.2702

4 Troca de Informações

4.1 - Dados Operacionais

Os dados operacionais relativos a carga, MW e MVar das Linhas de Interligação ou Transmissão e os parâmetros de tensão nas Barras das SE', serão fornecidos pelos operadores *sempre e imediatamente* após a solicitação.

4.2 - Desligamento involuntário da Linha de Transmissão (QMJA-PR3-O1).

4.2.1 - Sempre após uma perturbação na Linha de Transmissão, os operadores da SE-QM e do Sistema Jaru, devera-o fornecer prontamente as seguintes informações, mesmo que dependam de confirmação posterior.

A - Da SE-QM para o Sistema Jaru (SE-JR)

- Horário em que ocorreu a perturbação.
- Causa provável da perturbação, analisada através do quadro de anunciadores - alarmes.
- Relés operados (proteções atuadas).
- Disponibilidade e indisponibilidade dos equipamentos envolvidos na perturbação.
- Duração provável da emergência, caso a origem da perturbação seja na subestação supridora em Ariquemes.

B - Do Sistema Jaru (SE-JR) para a SE-QM

- Horário em que ocorreu a perturbação
- Causa provável da perturbação, analisada através do quadro de anunciadores.
- Proteções Atuadas (Relés)
- Disponibilidade ou indisponibilidade dos equipamentos envolvidos na perturbação.
- Duração provável da emergência, caso a perturbação seja no âmbito interno do Sistema Jaru.

5 Operação em Regime de Contingência

5.1 - Colapso Total de Tensão da SE-IA

5.1.1 - Preparação do Sistema Jaru para reenergização

A - SE-JR

- Confirmar com o operador da SE-QM que a Linha está aberta na sua fonte (QMDJ2-02 ou QMDJ3-02).

- Abrir e manter aberto os disjuntores: JRDA2-01 e 03.
- Abrir e manter aberto o disjuntor JRDA2-02, caso o mesmo esteja sendo alimentado também pelo Sistema PRE.
- Inspeccionar todo o barramento e disjuntores da SE-JR.
- Informar imediatamente ao operador da SE-QM (ELETRONORTE), conforme descrito no item 4.2.1, Letra "B" desta Instrução. Informar também o ocorrido ao operador do C.O.D - Jaru, e solicitar apoio para a realização das manobras na SE-JA.

B - SE-JA

- Solicitar ao operador da SE-QM que providencie o aterramento da Linha QMJA-PR3-01.
- Abrir e manter abertos os disjuntores JADI2-01 e 02.
- Inspeccionar todos os disjuntores, transformadores e barramento da SE-JA.
- Abrir a chave JACR3-01.

C - Informar Imediatamente a SE-QM conforme descrito no item 4.2.1, Letra "B" desta Instrução. Informar também ao operador do C.O.D-Jaru, dando previsão de retorno do Sistema.

D - Após as devidas anotações, informações e antes de iniciar o restabelecimento, resetear os relés e alarmes operados.

E - Solicitar ao operador da SE QM para comutar o LTC do trafo elevador 13,8/34,5 kV (QMFF3-02) para a posição Lower nº 8, ou seja, 32,775 kV.

5.1.2 - Restabelecimento Geral do Sistema Jaru

A - Após receber a comunicação do operador da SE-QM que a Linha está energizada, fechar os disjuntores da SE-JA: JADI2-01 e 02 e normalizar o Serviço Auxiliar da SE-JA.

B - Após o ajuste de tensão na SE-JR, pedir autorização da SE-AQ e do C.O.D - Jaru, para iniciar a tomada de carga.

C - Fechar os disjuntores da SE-JR:

- JRDA2-01 e 03

- JRDA2-02, se houver disponibilidade na transmissão.

5.2 - Colapso Total de Tensão na SE-JA por Indisponibilidade da Linha QMJA-PR3-01 ou da SE-QM ou da SE-JA

Neste caso, toda a carga do Sistema Jaru, será alimentada pela Usina Térmica.

5.2.1 - Preparação do Sistema para Reenergização

A- SE-JR

- Abrir ou manter abertos os disjuntores JRDA2-01 e 03.
- Abrir ou manter aberto o disjuntor JRDA2-02, caso o mesmo esteja

sendo alimentado também pelo Sistema PRE.

- Abrir ou manter aberto os disjuntores JADI2-01 e 02.

B - SE-JA

- Solicitar ao operador da SE-QM que mantenha o disjuntor QMDJ3-02 Aberto e a chave QMCA3-01 *Fechada*.
- Abrir os disjuntores JADI2-01 e 02.
- Abrir ou manter abertas as chaves JASL3-01 e 03.
- SE-JA está totalmente isolada.

5.2.2 - Reenergização do Sistema Jaru através da UTE

- Fechar ou manter fechadas as chaves:
JRSI2-0 1;
JRSB2-01 e 02
- Fechar a chave de alta tensão do trafo correspondente às máquinas que estão sendo preparadas para entrar no Sistema: JRST2-01, 02, 03 e 04.
- Entrar com a máquina no Sistema.
- Fechar os disjuntores dos alimentadores 01, 02 e 03 de acordo com a disponibilidade de geração.

5.3 - Indisponibilidade de um ou mais Trafos na SE-JA

A - Somente um trafo

- Nessa condição não haverá limitação no suprimento.

B -Dois Trafos de Uma Mesma Barra na SE-JA

- Limitar o suprimento a 4,0 MW.
- Transferir carga para a UTE.

CUIDADO!!!

Não paralelar o PRE com a UTE!!!

C -Dois Trafos de Barras Diferentes na SE-JA

- Limitar a carga dos alimentadores JRAL2-01 e 02 em 2 x 2 MW.
- Transferir carga dos alimentadores JRAL2-01 e 03 para JRAL2-(02 através da RD).

5.4 Indisponibilidade de um dos Expressos JAJR - LT2 - 01 ou 02

- Transferir a carga para a UTE, colocando mais máquinas no Sistema ou seja:

- JAJR - LT2 - 01 - Indisponível

- Abrir JRDA2-01
- Abrir JADI2-01 e JRSD2-04 - isolar expresso.
- Colocar mais máquinas no Sistema
- Fechar chave JRSD2-01 - Interligar barra
- Fechar disjuntor JRDA2-01 - Energizar alimentador

- JAJR - LT2 - 02 - Indisponível

- Abrir JRDA2-03

- Abrir JADI2-02 e JRSD2-10 – isolar expresso.
- Colocar mais máquinas no Sistema
- Fechar chave JRSD2-02 - Interligar barra
- Fechar JRDA2-03 - Energizar alimentador

5.5 Indisponibilidade de um dos disjuntores de 13,8 kV

5.5.1 – JRDA2-01

5.5.1.1 - Com desligamento programado

Retirar de Operação

- Colocar chave de bloqueio da proteção de terra do disjuntor na posição bloqueado.
- Fechar chave do by-pass JRSY2-01
- Abrir disjuntor JRDA2-01
- Colocar chave de bloqueio da proteção de terra na posição *normal*.
- Abrir seccionadoras JRSD2-01 e 02

Retornar à operação

- Fechar seccionadoras JRSD2-01 e 02
- Colocar chave de bloqueio da proteção de terra do disjuntor na posição bloqueado.
- Fechar disjuntor JRDA2-01
- Abrir chave do by-pass JRSY2-01.
- Colocar chave de bloqueio da proteção de terra na posição *normal*.

OBS. Essa chave pode ser aberta, porque o disjuntor já está fechado, possibilitando outro caminho para a corrente.

ANEXO II

Tabelas referentes a ocorrências no Sistema PRE Jaru

Período: de 1996 a 1998

Dia	Equip.	Carga (MW)	Tempo Total Interrupção				Energia Int. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.
			horas: m		Total Minutos	Horas				
			ABERTO	FECHADO						
01	QMDJ2-02	3,8	22:50	-	-	-	63p	Unidade na válvula de pressão súbita do Trato 7 MVA - Subestação PRE Ariqueemes II	4.5	
02	QMDJ2-02	3,8	-	15:34	17:04(00:50)*	50	-	-	-	
05	QMDJ2-02	3,2	17:05	18:30	01:25	85	1,42	4,53	Mudança no tap do transformador abaixador instalado na SEJA	3.1
08	ELN	4,0	07:31	08:14	00:43	43	0,72	2,87	Saída da Linha 230 KV	2
08	QMDJ2-02	3,6	11:15	14:20	03:05(00:20)*	20	0,33	1,20	Retirada de aterramento da Linha Lateral em Jaru	3.1
08	JAST3-01	3,6	14:41	15:15	00:34	34	0,57	2,04	Rompimento do elo fusível na SEJA** e atuação do relé de sequência negativa na SEQM***	4.5
09	QMDJ2-02	3,8	14:20	17:52	01:34	25	0,42	1,58	Solução de pendência na montagem do Disjuntor de 34,5 KV no bay de saída da linha QMDJ3-01	3.1
09	QMDJ2-02	3,4	21:50	23:46	07:34	79	1,32	4,48	Rompimento haste da Chave de Fluxo de ar do Resistor. que compõe a impedância de balanceamento	4.5
10	QMDJ2-02	3,6	09:08	18:08	03:34	17	0,28	1,02	Alteração na linha de trip da Chave de Fluxo de ar	3.1
11	QMDJ2-03	3,6	17:05	18:30	04:34	85	1,42	5,10	Colocação do Disjuntor de 34,5KV (DJ3) em operação na SEQM	3.1
12	QMDJ3-02	3,6	13:25	13:48	05:34	23	0,38	1,38	Descarga Atmosférica	4.1
13	QMDJ3-02	4,2	13:20	13:50	06:34	30	0,50	2,10	Subtensão na barra de 13,8 KV	4.4
17	QMDJ3-02	3,0	12:30	12:58	07:34	28	0,47	1,40	Descarga Atmosférica - atuação do relé de sobrecorrente com controle de tensão (51C)	4.1
17	ELN	3,6	15:05	15:37	08:34	32	0,53	1,92	Saída da Linha 230 KV	2
19	QMDJ3-02	3,3	14:37	17:49	09:34	17	0,28	0,94	manutenção na SEJA	3.2
20	QMDJ3-02	4,0	14:00	14:30	10:34	30	0,50	2,00	Curto-circuito na Rede de Distribuição (RD)	2
21	QMDJ3-02	3,2	12:52	15:00	11:34	20	0,33	1,07	Falha na chave JAST3-01, SEJA	4.5
25	QMDJ3-02	3,1	18:59	19:17	12:34	18	0,30	0,93	Descarga atmosférica	4.1
28	QMDJ3-02	3,4	00:45	12:32	13:34	38	0,63	2,15	Falha na chave JAST3-01. Aproveitado o deslig. para alterar valor da resist. de balanceamento	3.1
30	QMDJ3-02	3,2	18:17	18:32	14:34	15	0,25	0,80	Descarga Atmosférica	4.1
31	QMDJ3-02	3,4	11:23	11:38	15:34	15	0,25	0,85	Descarga atmosférica	4.1
T O T A I S						11,73		41,52		

FONTES DOS DADOS: Livro de operação da Subestação de Ariqueemes e COR da CERON.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

OBS.: *Com a interrupção no fornecimento de energia elétrica pelo PRE, a cidade foi atendida através da UTE.

** SEJA: Subestação PRE Jaru I, na cidade de Jaru

***SEQM: Subestação PRE Ariqueemes II na cidade de Ariqueemes

Tabela II.2 - Ocorrências do sistema PRE Jaru													Ano:
													1996
													Mês:
													Fevereiro
DIA	EQUIP.	CARGA (MW)	TEMPO		TOTAL		INTERRUPÇÃO		Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.	
			ABERTO	FECHADO	horas: minutos	TOTAL	Total	Horas					
1	QMDJ3-02	3,2	16:05	16:20	00:15		15	0,25	0,80	51C - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
1	QMDJ3-03	3,2	17:00	17:16	00:16		16	0,27	0,85	51C - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
11	QMDJ3-04	4,2	18:54	19:19	00:25		25	0,42	1,75	50 - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
12	ELN	3,6	15:12	15:45	00:33		33	0,55	1,98	-	Saída da Linha 230 KV	2	
14	QMDJ3-02	3,6	17:00	17:30	00:30		30	0,50	1,80	51C - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
16	QMDJ3-02	3,2	7:25	9:15	01:50		110	1,63	5,87	63P	Umidade na válvula de pressão súbita do Trafo de 7MVA, instalado na SEQM	4.5	
23	QMDJ3-02	2,8	11:33	12:04	0:31		31	0,52	1,45	51C - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
23	QMDJ3-02	3,8	16:48	17:42	0:54		54	0,90	3,42	51C - A	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
25	QMDJ3-02	3,8	13:56	15:47	0:51		51	0,85	3,23	CF	Falha na Chave de Fluxo de ar do Resistor que compõe a Impeância de balanceamento	4.5	
25	QMDJ3-02	4,0	16:34	17:15	0:41		00:00	0,68	2,73	CF	Falha na Chave de Fluxo de ar do Resistor que compõe a Impeância de balanceamento	4.5	
26	QMDJ3-02	3,7	13:00	13:23	0:23		23	0,38	1,42	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
26	QMDJ3-02	3,6	15:07	15:30	0:23		23	0,38	1,38	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
26	QMDJ3-0	3,6	15:34	15:44	0:10		10	0,17	0,60	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
							TOTAIS:	7,70	27,28				

FONTE DOS DADOS: Livro de operação da subestação de Ariqueles, COR da CERON e dados de Ocorrências do Sistema da equipe de operação de Jaru

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

ANEXO II.4- Ocorrências no SISTEMA PRE JARU ABR96

Tabela II.4- Ocorrências do sistema PRE Jaru												Ano: 1996		
												Mês: Abril		
DIA	EQUIP.	CARGA (MW)	TEMPO T O T A L				I N T E R R U P Ç Ã O				Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.
			horas		minutos		Total Minutos	Horas	Total Minutos	Horas				
			ABERTO	FECHADO	TOTAL	ABERTO								
02	ELN	3,0	17:23	18:40	1:17	77	1,28	3,85	-	-	Saída da LT 230 KV (Descarga atmosférica em Ji-Paraná)	2		
13	QMDJ3-02	3,6	10:58	11:30	0:32	32	0,53	1,92	51c - A	51c - A	Queima do elo fusível da fase A - Chave JAST3-01, instalada na Subestação JARU I	4,8		
13	QMDJ3-02	3,6	15:16	15:40	0:24	24	0,40	1,44	51c - B	51c - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1		
13	QMDJ3-02	3,6	16:01	16:21	0:20	20	0,33	1,20	50 - A; B	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1		
16	QMDJ3-02	3,9	17:20	17:41	0:21	21	0,35	1,37	51c - A	51c - A	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1		
19	QMDJ3-02	3,1	14:10	14:44	0:34	34	0,57	1,76	51c - B	51c - B	Curto-circuito na RD	2		
22	QMDJ3-02	3,9	14:51	15:04	0:13	13	0,22	0,85	51c - B	51c - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1		
23	QMDJ3-02	3,3	12:44	13:02	0:18	18	0,30	0,99	51c - B	51c - B	Curto-circuito na RD	2		
26	QMDJ3-02	2,5	12:13	12:36	0:23	23	0,38	0,96	51c - B	51c - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1		
26	QMDJ3-02	4,0	14:30	14:49	0:19	19	0,32	1,27	51c - A	51c - A	Curto-circuito na RD - Abertura de JFDA2-03	2		
28	QMDJ3-02	3,9	14:51	15:04	0:13	13	0,22	0,85	51c - B	51c - B	Curto-circuito na RD	2		
29	QMDJ3-02	3,2	18:30	18:47	0:17	17	0,28	0,91	51c - A	51c - A	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1		
29	QMDJ3-02	2,5	22:00	22:17	0:17	17	0,28	0,71	51c - B	51c - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1		
						TOTAIS:	5,47	18,05						

FONTE DOS DADOS: Livro de operação da Subestação de Ariquemes e dados do COR da CERON.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

Tabela II.5- Ocorrências do sistema PRE Jaru

DIA	EQUIP.	CARGA (MW)	TEMPO T O T A L				IN T E R R U P Ç Ã O		Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Ano: 1996 Mês: Maio Clas.
			horas: minutos		Total Minutos	Horas						
			ABERTO	FECHADO			TOTAL					
05	QMDJ3-02	3,9	16:03	16:23	0:20	20	0,33	1,30	51c - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
07	QMDJ3-02	4,0	10:36	10:50	0:14	14	0,23	0,93	51c - B	Curto-circuito na RD - Execução de serviço no tráfego da Empresa BALAU	2	
07	QMDJ3-02	3,8	15:20	15:35	0:15	15	0,25	0,95	50 - A	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
07	QMDJ3-02	4,0	17:38	17:56	0:18	18	0,30	1,20	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
11	QMDJ3-02	3,4	5:12	5:37	0:25	25	0,42	1,42	51c - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
11	QMDJ3-02	3,3	10:37	12:03	1:26	86	1,43	4,73	51c - B	Problema na chave de aterramento rápido - QMCA3-02	4.5	
17	QMDJ3-02	3,2	7:16	7:30	0:14	14	0,23	0,75	51c - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
23	QMDJ3-02	3,2	12:42	13:02	0:20	20	0,33	1,07	51c - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
23	QMDJ3-02	3,6	13:34	13:49	0:15	15	0,25	0,90	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
27	QMDJ3-02	3,7	8:20	10:00	1:40	100	1,67	6,17	51c - B	Fechamento da chave 3039 na RD	2	
						TOTAIS:	5,45	19,41				

FONTE DOS DADOS: Livro de operação da Subestação de Ariquesmes e dados do COS da CERON

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

ANEXO II.7- OCORRÊNCIAS NO SISTEMA PRE JARU JUL96

DIA	EQUIP.	CARGA (MW)	TEMPO					T O T A L		I N T E R R U P Ç Ã O		Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Cias.
			horas		minutos		TOTAL	Total	Horas	Minutos					
			ABERTO	FECHADO	TOTAL	TOTAL									
											ABERTO				
05	QMDJ3-02	3,9	9:37	9:57	0:20	0:20	20	0:33	1,30	51C - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2			
10	QMDJ3-02	3,9	8:10	20:33(01:00)*	12:33	60	1,00	3,90	59**	51C - B	Falha em uma das conexões do banco de capacitores de compensação e equalização	4.5			
10	QMDJ3-02	3,9	22:20	22:45	0:25	25	0,42	1,63	51C - B	Manobras na RD	Manobras na RD	2			
13	QMDJ3-02	4,1	6:19	6:40	0:21	21	0,35	1,44	51C - B	51C - B	Manobras na RD - Fechamento de arco na chave 3056	2			
16	ELN	3,2	15:00	17:25	2:25	145	2,42	7,73	-	-	Saída da LT 230 KV (Curto-circuito no Serviço Auxiliar da UHE Samuel)	2			
17	ELN	4,2	21:45	22:49	1:04	64	1,07	4,48	-	-	Saída da LT 230 KV	2			
						TOTALS:	5,58	20,47							

FONTE DOS DADOS: Livros de operação do sistema Jaru e da Subestação de Arquiemes.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

OBS: * Intervalo de tempo em que efetivamente os alimentadores energizados através do PRE, ficaram sem energia elétrica

** Relé de sobretensão instalado na Subestação Jaru I - SEJA

ANEXO II.8- Ocorrências do sistema PRE JARU AGo96

Dia	EQUIP.	CARGA (MW)	TEMPO TOTAL				INTERUPÇÃO		Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.
			horas: minutos		Total Minutos	Horas	Energia Inter. (MWh)					
			ABERTO	FECHADO				TOTAL				
03	QMDJ3-02	3,8	6:19	7:19	1:00	60	1	3,80	51C - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2	
04	QMDJ3-02	4,1	3:13	3:40	0:27	27	0,45	1,85	51C - A, B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2	
04	QMDJ3-02	3,8	6:54	11:28	04:34(02:46)*	166	2,77	10,51	Voluntária	Manutenção na Subestação Jaru I - OS 01/96	3,2	
04	QMDJ3-02	3,6	19:05	19:17	0:12	12	0,20	0,72	51C - A	Manobras na RD	2	
06	QMDJ3-02	3,7	17:29	18:00	0:31	31	0,52	1,91	46	Manobras na RD	2	
11	QMDJ3-02	3,6	17:46	18:00	0:14	14	0,23	0,84	51C - A	Manobras de transferência de carga do PRE para a UTE	4,3	
15	QMDJ3-02	3,6	17:25	17:58	0:23	23	0,38	1,38	46	Manobras na RD	2	
15	QMDJ3-02	3,5	19:10	19:20	0:10	10	0,17	0,58	51C - A	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4,1	
18	QMDJ3-02	3,8	17:40	17:56	0:16	16	0,27	1,01	51C - A	Manobras na RD	2	
21	QMDJ3-02	3,8	6:55	7:25	0:30	30	0,50	1,90	51C - B	Manobras na RD	2	
23	ELN	3,7	9:20	10:35	1:15	75	1,25	4,63	-	Saída da LT 230 KV	2	
23	QMDJ3-02	3,8	17:57	18:20	0:23	23	0,38	1,46	51C - B	Arco Voltático na abertura da chave 3096	2	
27	QMDJ3-02	3,8	6:55	7:21	0:26	26	0,43	1,65	Voluntária	Manutenção na chave de aterramento rápido instalada na Subestação Arriquemes II - SEOM	3,2	
27	ELN	3,6	14:50	15:30	0:40	40	0,67	2,40	-	Saída da LT 230 KV	2	
28	QMDJ3-02	3,8	9:45	10:30	0:45	45	0,75	2,85	?	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2	
						TOTAIS:	9,97	37,49				

FONTE DOS DADOS: Livros de operação do sistema PRE Jaru e Subestação Arriquemes.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

OBS.: * Tempo em que efetivamente os alimentadores energizados pelo PRE ficaram sem energia elétrica.

ANEXO II.9-OCORRÊNCIAS NO SISTEMA PRE JARU SET96

Tabela II.9- Ocorrências do sistema PRE Jaru												Ano: 1996	
												Mês: Setembro	
DIA	EQUIP.	CARGA (MW)	TEMPO		TOTAL				INTERRUPÇÃO		Proteção Atuada	Causa	Clas.
			ABERTO	FECHADO	horas: minutos		Total Minutos	Horas	Energia Inter. (MWh)				
					FECHADO	TOTAL							
02	QMDJ3-02	3,4	11:25	11:52	0:27	27	0,45	1,53	CF	Problema no circuito de ventilação do Resistor que compõe a Impedância de balanceamento	4,5		
02	QMDJ3-02	1,6	11:59	12:23	0:34	34	0,57	0,91	46	Manobras na Rede de Distribuição - RD	2		
02	QMDJ3-02	2,8	15:10	15:32	0:22	22	0,37	1,03	51C - B	Curto-circuito na RD.	2		
02	QMDJ3-02	1,0	15:58	16:24	0:26	26	0,43	0,43	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4,1		
06	QMDJ3-02	3,6	12:20	12:58	0:38	38	0,63	2,28	Voluntária	Manutenção na Subestação de Atriques da Eletronorte - SEAQ	1		
11	ELN	3,9	14:28	14:44	0:16	16	0,27	1,04	-	Queda do sistema PRE provocado por saída de máquinas no sistema de geração da Eletronorte	2		
12	QMDJ3-02	2,7	22:48	23:32	0:44	44	0,73	1,98	51C - B	Vandalismo ocorrido no Espresso JAJR-02	4,2		
14	QMDJ3-02	3,8	9:02	9:14	0:08	8	0,13	0,51	51C - B	Curto-circuito na RD.	2		
19	QMDJ3-02	3,8	18:08	18:43	0:35	35	0,58	2,22	51C - B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4,1		
19	QMDJ3-02	3,8	18:53	19:05	0:12	12	0,20	0,76	50/A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4,1		
21	QMDJ3-02	3,6	15:32	15:53	0:21	21	0,35	1,26	51C - B	Curto-circuito na RD	2		
25	QMDJ3-02	3,6	17:16	17:44	0:28	28	0,47	1,68	46	Manobras na Rede de Distribuição - RD	2		
26	QMDJ3-02	3,6	19:38	20:03	0:25	25	0,42	1,50	51C - B	Manobras na Rede de Distribuição - RD	2		
29	QMDJ3-02	4,0	14:10	15:00	0:50	50	0,83	3,33	51C - A	Curto-circuito na RD (tempo chuvoso)	2		
29	QMDJ3-02	3,8	16:55	17:13	0:18	18	0,30	1,14	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4,1		
						TOTALS:	6,73	21,59					

FONTE DOS DADOS:

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

ANEXO II.10- OCORRÊNCIAS NO SISTEMA PRE OUT96

Dia	Equip.	Carga (MW)	TEMPO TOTAL INTERRUPÇÃO				Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.
			h o r a s : m i n u t o s		Total Minutos	Horas				
			ABERTO	FECHADO						
01	QMDJ3-02	3,6	14:51	15:18	0:28	28	0,47	51C - B; 27	Causa desconhecida	4.8
11	QMDJ3-02	4,0	23:32	23:56	0:24	24	0,40	46	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
12	QMDJ3-02	3,2	6:43	7:20	0:47	47	0,78	Voluntária	Manut. no sistema de ventilação do Resistor da Imped. de Balançamento (PD COS O17/96)	3.2
14	QMDJ3-02	3,2	2:45	6:20	3:35	215	3,58	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica (forte chuva em Jaru impediu restabelecimento rápido)	4.1
16	QMDJ3-02	4,0	16:59	17:10	0:14	14	0,23	50 - A	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica (tempo chuvoso)	4.1
16	QMDJ3-02	4,0	17:30	18:03	0:33	33	0,55	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica (chovia muito em Ariqueemes, dificultando o retorno do PRE).	4.1
21	QMDJ3-02	3,8	14:35	14:48	0:13	13	0,22	51C - B e 50- B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
24	QMDJ3-02	3,8	15:32	15:58	0:26	26	0,27	51C - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
26	ELN	3,6	9:34	10:43	1:09	69	1,15	-	Saldia da LT 230 KV, provocada por curto-circuito na UTE Rio Madeira do Sistema Eletronorte	2
						TOTALS:	7,65			

FONTE DOS DADOS: Livros de operação do sistema PRE Jaru e Subestação de Ariqueemes.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

ANEXO II.12- OCORRÊNCIAS NO SISTEMA PRE DEZ96

Tabela II.12- Ocorrências do sistema PRE Jaru													Ano: 1996
													Mês: Dezembro
DIA	EQUIP.	CARGA (MW)	TEMPO		TOTAL		INTERUPÇÃO			Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.
			ABERTO	FECHADO	horas: minutos	TOTAL	Total	Horas	Minutos				
03	QMDJ3-02	3,9	14:40	14:55	0:15	15	0:25	0,98	51C - B e 50 B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica (tempo chuvoso em Jaru)	4,1		
03	QMDJ3-02	3,9	15:16	15:25	0:09	9	0:15	0,59	50 - A, B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica (tempo chuvoso em Jaru)	4,1		
03	QMDJ3-02	2,0	15:27	15:35	0:08	8	0:13	0,27	50 - A, B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica (tempo chuvoso em Jaru)	4,1		
06	QMDJ3-02	3,8	17:43	18:07	0:24	24	0:40	1,52	51C - B	Curto circuito na Rede de Distribuição - RD	2		
07	QMDJ3-02	3,8	19:06	19:40	0:34	34	0:57	2,15	46	Curto circuito na Rede de Distribuição - RD	2		
08	QMDJ3-02	3,6	17:05	17:25	0:20	20	0:33	1,20	50 - A	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1		
10	QMDJ3-02	3,3	12:12	12:33	0:21	21	0:35	1,16	51C - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1		
13	QMDJ3-02	3,8	20:35	21:03	0:28	28	0:47	1,77	46	Curto circuito na Rede de Distribuição - RD	2		
15	QMDJ3-02	3,8	7:13	8:53	1:40	100	1:67	6,33	Voluntária	Manutenção na LT 69 KV em Atriques	1		
16	QMDJ3-02	4,0	18:36	19:11	0:35	35	0:58	2,33	51C - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica (tempo chuvoso em Jaru)	4,1		
23	QMDJ3-02	3,8	15:07	15:24	0:17	17	0:28	1,08	50 - A, B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1		
26	QMDJ3-02	3,5	18:04	18:14	0:10	10	0:17	0,58	50 - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1		
26	QMDJ3-02	4,0	18:22	18:30	0:08	8	0:13	0,53	51C - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1		
28	QMDJ3-02	3,8	10:27	10:40	0:13	13	0:22	0,82	46	Curto circuito na Rede de Distribuição - RD	2		
						TOTAIS:	5,70	21,31					

FONTE DOS DADOS Livros de operação do sistema PRE Jaru e da Subestação de Atriques.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

ANEXO II.13- OCORRÊNCIAS NO SISTEMA PRE JARU JAN97

Dia	Equip.	Carga (MW)	T E M P O T O T A L				I N T E R R U P Ç Ã O		Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Ano: 1997 Mês: Janeiro	Clas.
			horas: minutos		Total Minutos	Horas	Total						
			ABERTO	FECHADO									
05	QMDJ3-02	3,8	12:45	13:17	0:32	32	0,53	2,03	51C - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	1997	4.1	
09	QMDJ3-02	3,7	8:48	8:59	0:11	11	0,18	0,68	51C - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	1997	2	
09	QMDJ3-02	3,2	13:10	13:22	0:12	12	0,20	0,64	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	1997	4.1	
09	QMDJ3-02	3,2	13:25	13:30	0:05	5	0,08	0,27	51c - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	1997	4.1	
12	QMDJ3-02	3,7	18:39	18:57	0:18	18	0,30	1,11	51C - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	1997	2	
19	QMDJ3-02	3,8	19:55	20:25	0:30	30	0,50	1,90	51C - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	1997	2	
20	QMDJ3-02	3,8	8:45	9:25	0:20	20	0,33	1,27	51C - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	1997	4.1	
22	QMDJ3-02	3,8	10:21	10:55	0:34	34	0,57	2,15	51C - A	Rompimento de cabos na RD	1997	2	
						TOTAIS:	2,70	10,04					

FONTE DOS DADOS Planilhas: Ocorrências do Sistema, preparado pela Equipe de Operação de Jaru, livros de Operação do sistema PRE Jaru e Subestação Ariqueemes.
 Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada
 4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;
 4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

ANEXO II.14- OCORRÊNCIAS NO SISTEMA PRE JARU FEV97

Tabela II.14- Ocorrências do sistema PRE Jaru												Ano: 1997
												Mês: Fevereiro
DIA	EQUIP.	CARGA (MW)	TEMPO TOTAL				INTERUPÇÃO		Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.
			ABERTO	FECHADO	TOTAL	horas: minutos	Total	Horas				
10	QMDJ3-02	3,6	12:15	12:39	0:24	24	0,4	1,52	51c - A	Manobras na Rede de Distribuição - RD	2	
10	QMDJ3-02	3,8	13:50	14:11	0:21	21	0,35	1,33	51c - A	Curto-circuito na RD	2	
11	QMDJ3-02	3,6	12:53	13:06	0:13	13	0,22	0,78	46	Curto-circuito na RD	2	
11	QMDJ3-02	3,4	15:40	16:08	0:28	28	0,47	1,59	51c - B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1	
12	QMDJ3-02	3,8	16:21	16:42	0:21	21	0,35	1,33	51c - A	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1	
14	QMDJ3-02	3,8	11:02	11:15	0:13	13	0,22	0,82	51c - A	Manobras na Rede de Distribuição - RD	2	
16	QMDJ3-02	4,2	17:16	17:48	0:32	32	0,53	2,24	50 - A	Curto-circuito na RD	2	
20	QMDJ3-02	3,8	22:59	23:14	0:15	15	0,25	0,95	46	Curto-circuito na RD	2	
20	QMDJ3-02	3,8	23:39	23:51	0:12	12	0,20	0,76	46	Curto-circuito na RD	2	
21	QMDJ3-02	2,2	18:24	18:45	0:21	21	0,35	0,77	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1	
23	QMDJ3-02	3,8	20:42	20:50	0:08	8	0,13	0,51	46	Manobras na Rede de Distribuição - RD	2	
24	QMDJ3-02	3,8	16:50	16:58	0:08	8	0,13	0,51	51c - B	Manobras na Rede de Distribuição - RD	4.1	
27	QMDJ3-02	2,2	17:24	17:55	0:31	31	0,52	1,14	50 - A	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1	
28	QMDJ3-02	4,0	11:08	11:21	0:13	13	0,22	0,87	CF	Falha no ventilador do Resistor que compõe a Impedância de Balanceamento	4.5	
	QMDJ3-02					totais:	4,33	15,11				

FORNE DOS DADOS: Planilhas de Ocorrências no sistema, preparadas pela Equipe de Operação de Jaru, livros de operação do sistema PRE Jaru e Subestação Arquemes.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

ANEXO II.17- Ocorrências no Sistema PRE JARU MAIO97

Dia	Equip.	Carga (MW)	Tempo Total Interrupção				Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.
			horas: minutos		Total	Horas				
			ABERTO	FECHADO						
02	QMDJ3-02	4,0	20:05	20:24	0:19	19	0,32	1,27	51c - B	2
04	QMDJ3-02	3,5	6:36	7:15	0:39	39	0,65	2,28	Voluntária	1
09	QMDJ3-02	3,8	22:03	22:09	0:06	6	0,10	0,38	51c - B	2
09	QMDJ3-02	4,2	23:45	23:50	0:05	5	0,08	0,35	46	2
11	QMDJ3-02	4,0	0:50	1:07	0:17	17	0,28	1,13	46	2
12	QMDJ3-02	3,0	0:35	0:50	0:15	15	0,25	0,75	46	2
12	QMDJ3-02	3,2	14:05	14:14	0:09	9	0,15	0,48	46	2
12	QMDJ3-02	4,0	21:59	22:07	0:08	8	0,13	0,53	46	2
13	QMDJ3-02	2,0	14:47	15:05	0:18	18	0,30	0,60	46	2
15	QMDJ3-02	3,8	1:26	7:34	6:08	368	6,13	23,31	46	4,5
19	QMDJ3-02	4,2	0:00	0:22	0:22	22	0,37	1,54	46	2
26	QMDJ3-02	4,0	16:15	16:38	0:23	23	0,38	1,53	46	2
						TOTAIS:	9,15	34,15		

FONTE DOS DADOS: Planilhas de ocorrências no sistema, preparado pela Equipe de Operação de Jarú, livros de operação do sistema PRE Jarú e Subestação de Aiqueemes.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

OBS.: SEJA = Subestação PRE Jarú II.

ANEXO II.18- Ocorrências no sistema PRE JARU JUN97

Dia	Equip.	Carga (MW)	Tempo Total				Interrupção		Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.	Ano 1997
			horas: minutos		Total Minutos	Horas	Total Minutos						
			Aberto	FECHADO				TOTAL					
01	QMDJ3-02	3,9	5:58	13:48	7:50(1:00)*	60	1,00	3,90	Voluntária	Manutenção Programada na SEAQ* - OS 2.00006/97	1		
02	QMDJ3-02	4,0	7:05	7:19	0:14	14	0,23	0,93	51c - B	Manobras na Rede de Distribuição - RD (abertura da chave 3097)	2		
02	QMDJ3-02	4,0	9:58	10:20	0:22	22	0,37	1,47	46	Manobras na Rede de Distribuição - RD (abertura da chave 3096)	2		
03	QMDJ3-02	3,8	22:50	23:10	0:20	20	0,33	1,27	46	Manobras na Rede de Distribuição - RD (abertura da chave 2061)	2		
07	QMDJ3-02	4,0	21:19	21:40	0:21	21	0,35	1,40	46	Manobras na Rede de Distribuição - RD	2		
08	QMDJ3-02	3,8	17:08	17:56	0:48	48	0,80	3,04	51c - B	Curto-Circuito na Rede de Distribuição - RD	2		
10	QMDJ3-02	3,8	14:35	14:54	0:19	19	0,32	1,20	51c - A	Curto-Circuito na Rede de Distribuição - RD	2		
10	QMDJ3-02	3,3	21:59	22:13	0:14	14	0,23	0,77	46	Manobra na Rede de Distribuição - RD (Fechamento da Chave 3097)	2		
12	QMDJ3-02	4,0	19:05	19:10	0:05	5	0,08	0,33	51c - B	Manobra na Rede de Distribuição -RD (Arco voltado na abertura da Chave 1008)	2		
16	QMDJ3-02	4,0	21:55	22:13	0:18	18	0,30	1,20	46	Manobra na Rede de Distribuição -RD (Fechamento da Chave 3097)	2		
21	QMDJ3-02	4,0	18:27	18:48	0:21	21	0,35	1,40	51c - A	Manobra na Rede de Distribuição -RD (Abertura da Chave 2058)	2		
21	QMDJ3-02	4,0	18:52	19:14	0:22	22	0,37	1,47	46	Manobra na Rede de Distribuição -RD (Fechamento da Chave 3097)	2		
						TOTALS:	4,73	18,38					

FORNE DOS DADOS: Planilhas de ocorrências no sistema, preparadas pela Equipe de Operação de Jarú, livros de operação do sistema PRE Jarú e Subestação de Ariquemes.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada. 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

OBS.: *Tempo em que efetivamente os alimentadores que são energizados através do PRE ficaram sem energia elétrica.

** SEAQ = Subestação 230/69/13,8KV da Eletronorte em Ariquemes.

Tabela II.19- Ocorrências do sistema PRE Jaru												Ano:
DIA	EQUIP.	CARGA (MW)	TEMPO TOTAL			INTERRUPTÃO			Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.
			ABERTO	FECHADO	TOTAL	horas: minutos	Total	Horas				
03	QMDJ3-02	3,0	15:48	16:01	0:13	13	0:22	0,65	51c - A	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4,1	
04	QMDJ3-02	4,0	23:42	0:06	0:24	24	0:40	1,60	51c - A; 46	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2	
07	QMDJ3-02	4,1	13:50	14:04	0:14	14	0:23	0,96	51c - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2	
08	QMDJ3-02	4,1	19:54	20:00	0:06	6	0:10	0,41	46	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2	
10	QMDJ3-02	4,0	10:05	10:33	0:28	28	0:47	1,87	Voluntária	Manutenção na resistência de balanceamento	3,2	
16	QMDJ3-02	3,7	17:05	17:20	0:15	15	0:25	0,93	51c - B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4,1	
26	QMDJ3-02	3,6	7:33	11:07	3:34	214	3:57	12,84	51c - A	Poda de árvore na Rede de Distribuição - RD	2	
27	QMDJ3-02	3,7	18:00	18:27	0:27	27	0:45	1,67	46	Manobra na Rede de Distribuição - RD	2	
						TOTAIS:	5,68	20,91				

FONTE DOS DADOS: Planilhas de ocorrências no sistema, preparadas pela Equipe de Operação de Jaru, livros de operação do sistema PRE Jaru e Subestação de Ariqueemes.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

ANEXO II.21 - Ocorrências no Sistema PRE JARU SET97

Tabela II.21- Ocorrências do sistema PRE Jaru													Ano: 1997
													Mês: Setembro
Dia	Equip.	Carga (MW)	Tempo		Total		Interrupção		Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.	
			Aberto	Fechado	Horas	Minutos	Horas	Minutos					
2	ELN	3,6	17:55	18:34	0:39	39	0,65	2,34	-	-	Sub-tensão na SEQA, com atuação do relé 27	2	
14	QMDJ3-02	3,6	06:42	10:26	3:44	224	3,73	13,44	Voluntária	Voluntária	Instalação do bay de 13,8KV convencional	1	
14	QMDJ3-02	3,6	15:30	15:58	0:28	28	0,47	1,68	51c - A	51c - A	Manobras na Rede de Distribuição - RD	2	
15	QMDJ3-02	4	07:05	07:30	0:25	25	0,42	1,67	51c - A	51c - A	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD (operação da chave 1007)	2	
17	ELN	4,0	13:25	14:10	0:45	45	0,75	3,00	-	-	Saída da LT 230 KV	2	
19	ELN	3,6	10:47	11:55	0:28	28	0,47	1,68	-	-	Saída da LT 230 KV	2	
21	QMDJ3-02	3,6	12:27	12:49	0:22	22	0,37	1,32	51c - A	51c - A	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2	
21	ELN	3,5	15:54	16:27	0:33	33	0,55	1,93	-	-	Saída da LT 230 KV	2	
22	QMDJ3-02	3,6	11:40	12:07	0:27	27	0,45	1,62	51c - B	51c - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2	
22	QMDJ3-02	3,6	12:08	12:33	0:25	25	0,42	1,50	46	46	Manobras na Rede de Distribuição - RD	2	
25	QMDJ3-02	4,0	10:25	10:43	0:18	18	0,30	1,20	51c - A	51c - A	Manobras na Rede de Distribuição - RD (abertura da chave 1007)	2	
25	QMDJ3-02	3,8	15:18	15:50	0:32	32	0,53	2,03	51c - A	51c - A	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
26	QMDJ3-02	4,0	10:27	11:56	1:29	89	1,48	5,93	46	46	Manobras na Rede de Distribuição - RD	2	
26	QMDJ3-02	3,8	12:44	18:58	6:14	46	0,77	2,91	46	46	Queima do fusível da chave JRSY2-04, instalada na Subestação da UTE Jaru	2	
26	QMDJ3-02	3,8	15:45	16:39	0:54	54	0,90	3,42	46	46	Manobras na Rede de Distribuição - RD	2	
27	QMDJ3-02	3,7	6:26	7:27	1:01	61	1,02	3,76	Voluntária	Voluntária	Pedido de Desligamento - PD 011/97, para adequação da SEJA, visando receber energia elétrica do terciário da subestação 230/69/13,8 KV da Eletronorte em Jaru.	1	
TOTALS:							13,27	49,43					

FONTE DOS DADOS: Planilhas de ocorrências no sistema, preparadas pela Equipe de Operação de Jaru, livros de operação do sistema PRE Jaru e Subestação de Ariqueemes.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

ANEXO II.22- OCORRÊNCIAS NO SISTEMA PRE JARU OUT97

Tabela II.22- Ocorrências do sistema PRE Jaru													Ano: 1997	
													Mês: Outubro	
DIA	EQUIP.	CARGA (MW)	TEMPO		T O T A L			I N T E R R U P Ç Ã O			Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.
			ABERTO	FECHADO	h o r a s : m i n u t o s	h o r a s	Total Minutos	Horas						
02	QMDJ3-02	1,9	9:25	9:52	0:27		27	0,45	0,86	51c - A	Meio Ambiente: descarga atmosférica	4.1		
05	QMDJ3-02	2,0	16:55	17:46	0:51		51	0,85	1,70	50 - A	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD*	2		
05	QMDJ3-02	3,6	18:40	-	0:00		0	0,00	0,00	Voluntária	Avaria no disjuntor da Subestação PRE Jaru I - SEJA	4.5		
06	QMDJ3-02	0,0	0:00	9:50	15:10(0:15)**		15	0,25	0,90	-		-		
06	QMDJ3-02	3,6	10:07	13:38(0:16)***	3:31		16	0,27	0,96	51c - A	Manutenção Programada na Rede de Distribuição - RD	1		
13	QMDJ3-02	3,8	16:19	17:07	0:48		48	0,80	3,04	51c - B	Meio Ambiente: descarga atmosférica (tempo carregado)*	4.1		
15	QMDJ3-02	3,8	0:00	17:31	0:36		36	0,60	2,28	50 - A; B	Meio Ambiente: descarga atmosférica	4.1		
16	QMDJ3-02	1,4	9:05	10:00	0:55		55	0,92	1,28	Voluntária	Manutenção Programada na SEJA	3.2		
16	QMDJ3-02	1,4	13:14	13:44	0:30		30	0,50	0,70	50 - A; B	Meio Ambiente: descarga atmosférica*	4.1		
17	QMDJ3-02	1,2	4:05	4:32	0:27		27	0,45	0,54	51 - A; B	Meio Ambiente: descarga atmosférica (estranhamente esta ocorrência consistia apenas na planilha de ocorrências no sistema, preparada pela Equipe de Operação de Jaru)	4.1		
	QMDJ3-02	0,0	0:00	0:00	0:00		0	0,00	0,00	-		-		
28	QMDJ3-02	1,6	16:00	17:05	1:05		65	1,08	1,73	46	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD*	2		
							TOTAIS:	6,17	13,99					

FONTE DOS DADOS: Planilhas de ocorrências no sistema, preparadas pela Equipe de Operação de Jaru, livros de operação do sistema PRE Jaru e Subestação de Aiqueemes.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

OBS.: * Operador está de sobreaviso, ou seja, somente vai à subestação quando solicitado. Isso significa maior tempo gasto no retorno do sistema;

** Tempo em que efetivamente o alimentador (atual JADA2-03) ficou desenergizado. Com a saída do PRE o mesmo é energizado através do terciário da Subestação da Eletronte;.

*** Idem ao item acima.

Tabela II.23- Ocorrências do sistema PRE Jaru													Ano:
Dia	Equip.	Carga (MW)	Tempo Total Interrupção					Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.	Ano:	
			Aberto	Fechado	Total	Horas	Minutos					Mês:	
01	QMDJ3-02	1,5	3:50	4:34	0:44	44	0,73	1,10	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	1997		
02	QMDJ3-02	1,6	7:28	10:23(0:15)*	0:15	15	0,25	0,40	Voluntária	Manutenção na Subestação 230/69/13,8 KV - SEAQ, da Eletroforte (Ordem de Manobra 417/97)	Novembro		
02	QMDJ3-02	1,7	16:06	16:20	0:14	14	0,23	0,40	CF	Chave de Fluxo de Ar: Problema no ventilador da resistência que compõe a Impedância de Balanceamento			
02	QMDJ3-02	1,6	16:25	16:31	0:06	6	0,10	0,16	CF	Chave de Fluxo de Ar: Problema no ventilador da resistência que compõe a Impedância de Balanceamento			
05	QMDJ3-02	1,5	0:02	0:15	0:13	13	0,22	0,33	CF	Chave de Fluxo de Ar: Problema no ventilador da resistência que compõe a Impedância de Balanceamento			
05	QMDJ3-02	1,4	3:20	3:40	0:20	20	0,33	0,47	CF	Chave de Fluxo de Ar: Problema no ventilador da resistência que compõe a Impedância de Balanceamento			
05	QMDJ3-02	1,2	3:45	3:50	0:05	5	0,08	0,10	CF	Chave de Fluxo de Ar: Problema no ventilador da resistência que compõe a Impedância de Balanceamento			
05	QMDJ3-02	1,2	3:57	4:07	0:10	10	0,17	0,20	CF	Chave de Fluxo de Ar: Problema no ventilador da resistência que compõe a Impedância de Balanceamento			
05	QMDJ3-02	1,2	4:20	18:35	14:15(0:30)	30	0,50	0,60	CF	Chave de Fluxo de Ar: Problema no ventilador da resistência que compõe a Impedância de Balanceamento**			
07	QMDJ3-02	1,8	18:59	19:05	0:06	6	0,10	0,18	50 - B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica			
09	QMDJ3-02	1,7	17:00	17:20	0:20	20	0,33	0,57	?	Desconhecida**			
12	QMDJ3-02	1,2	7:00	7:17	0:17	17	0,28	0,34	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica			
12	QMDJ3-02	1,2	7:19	7:29	0:10	10	0,17	0,20	51c - B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica			
13	QMDJ3-02	1,3	13:46	13:54	0:08	8	0,13	0,17	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica			
13	QMDJ3-02	1,6	14:35	14:50	0:15	15	0,25	0,40	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica			
18	QMDJ3-02	1,2	12:21	12:29	0:08	8	0,13	0,16	51c - B; 50 - A	Meio Ambiente: Descarga atmosférica			
20	ELN	1,2	4:10	5:03	0:53	53	0,88	1,06	-	Saída da L.T 230 KV- Atuou o relé 67, fase C na Se 230 KV em Samuel (provável descarga atmosférica)			
23	QMDJ3-02	1,2	6:15	6:35	0:20	20	0,33	0,40	?	Desconhecida**			
23	QMDJ3-02	1,2	7:02	7:08	0:06	6	0,10	0,12	CF	Chave de Fluxo de Ar: Problema no ventilador da resistência que compõe a Impedância de Balanceamento			
23	QMDJ3-02	1,2	7:15	10:27	3:12(0:10)	12	0,20	0,24	Voluntária	Manutenção no sistema de ventilação do resistor que compõe a Impedância de Balanceamento.			
						TOTALS:	5:53	7:59					

FONTE DOS DADOS: Planilhas de ocorrências no sistema, preparadas pela Equipe de Operação de Jaru, livros de operação do sistema PRE Jaru e Subestação de Arquezes.

Classificação das Interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falta humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

OBS.: * Tempo em que efetivamente o alimentador (atual JADA2-03), energizado pelo PRE, ficou sem energia elétrica.

** Foi dilatado o tempo de interrupção para dar manutenção no sistema de ventilação do resistor que compõe a Impedância de Balanceamento.

*** O operador da SEAQ não estava na instalação quando da ocorrência da interrupção, razão pela qual não há descrição da causa (operador estava de sobreaviso).

ANEXO II.24- OCORRÊNCIAS NO SISTEMA PRE JARU DEZ97

Dia	Equip.	Carga (MW)	Tempo		Total		Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.
			horas: minutos		Minutos					
			ABERTO	FECHADO	TOTAL	Horas				
01	QMDJ3-02	1,9	18:53	19:03	0:10	10	0,32	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
03	QMDJ3-02	1,7	16:10	16:50	0:40	40	1,13	50 - A; B	Curto-circuito - RD (cabos encostados nas proximidades da Querência do Norte)	2
03	QMDJ3-02	1,7	16:54	17:05	0:11	11	0,31	50 - A; B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD (cabos encostados)	2
03	QMDJ3-02	1,7	17:21	18:00	0:39	39	1,11	51c - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
06	QMDJ3-02	1,4	12:06	12:12	0:06	6	0,14	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
06	QMDJ3-02	1,7	13:10	13:45	0:35	35	0,99	51c - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
06	QMDJ3-02	1,7	15:42	16:42	1:00	60	1,70	51c - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD*	2
14	QMDJ3-02	1,7	16:20	17:11	0:51	51	1,45	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
15	QMDJ3-02	1,8	18:00	18:35	0:35	35	1,05	50 - A	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
15	QMDJ3-02	1,9	20:26	20:31	0:05	5	0,16	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
16	QMDJ3-02	1,4	11:53	12:00	0:07	7	0,16	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
18	QMDJ3-02	1,5	18:01	18:38	0:37	37	0,93	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
18	QMDJ3-02	1,8	19:00	19:09	0:09	9	0,27	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
21	QMDJ3-02	1,8	17:49	18:30	0:41	41	1,23	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
22	QMDJ3-02	1,8	21:15	21:19	0:04	4	0,12	51c - B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica (chuva forte)	4.1
22	QMDJ3-02	1,8	21:40	21:54	0:14	14	0,42	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
24	QMDJ3-02	1,3	15:54	16:40	0:46	46	1,00	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
26	ELN	1,3	17:23	18:37	1:14	74	1,60	-	Saída da LT 230 KV	2
28	QMDJ3-02	1,0	6:05	7:09	1:04	64	1,07	51c - A	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
28	ELN	1,7	7:50	8:43	0:53	53	1,50	-	Saída da LT 230 KV	2
29	QMDJ3-02	1,7	12:30	12:49	0:19	19	0,54	50 - A; B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD (cabos encostados)	2
					TOTALS:	11,00	17,19			

FONT FONTE DOS DADOS: Planilhas de ocorrências no sistema, preparadas pela Equipe de Operação de Jaru, livros de operação do sistema PRE Jaru e Subestação de Anqueimes.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

OBS.: * A demora em retomar com o sistema se deve ao fato do operador não estar na subestação no momento da ocorrência - Está de sobreaviso!!!

ANEXO II.25- OCORRÊNCIAS NO SISTEMA PRE JARU JAN98

Tabela II.25- Ocorrências do sistema PRE Jaru

Dia	Equip.	Carga (MW)	Tempo Total Interrupção				Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.
			horas: minutos		Total Minutos	Horas				
			ABERTO	FECHADO						
04	QMDJ3-02	2,0	14:45	15:36	1:48	108	1,80	51c - B; 50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
04	QMDJ3-02	1,2	2:55	22:10	0:15	15	0,25	CF	Chave Fluxo de Ar: Problema no ventilador da resistência Impedância de Balanceamento	4.5
05	ELN	2,2	18:55	19:26	0:31	31	0,52	" "	Saída da LT 230 KV	2
06	QMDJ3-02	1,2	2:12	2:35	0:23	23	0,38	51c - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
06	QMDJ3-02	1,2	2:43	2:48	0:05	5	0,08	46	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
06	QMDJ3-02	1,0	3:13	3:30	0:17	17	0,28	46	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
06	QMDJ3-02	1,2	4:36	4:49	0:12	12	0,20	46	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
06	QMDJ3-02	1,0	5:23	5:30	0:07	7	0,12	46	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
06	QMDJ3-02	1,2	6:01	6:16	0:15	15	0,25	Voluntária	Manutenção Programada na Rede de Distribuição - RD	1
12	ELN	2,2	19:05	19:22	0:17	17	0,28	-	Saída da LT 230 KV	2
14	QMDJ3-02	1,0	1:20	07:09	05:49(0*15)*	15	0,25	51c - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
20	ELN	2,0	16:34	17:28	0:54	54	0,90	-	Saída da LT 230 KV	2
						TOTAIS:	5,32	9,21		

FONTE DOS DADOS: Livro de operação da subestação da Eletronorfe, em Ariquesmes e Relatório de Ocorrências do ALL-04 em 1998, produzido pela Equipe de Jaru.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

ANEXO II.27- OCORRÊNCIAS NO SISTEMA PRE JARU MAR98

Dia	Equip.	Carga (MW)	Tempo Total		Interrupção		Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Ano: 1998
			horas: minutos		Total	Horas				
			Aberto	FECHADO						
03	QMDJ3-02	1,8	13:48	14:02	0:14	14	0,42	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
08	QMDJ3-02	1,8	16:51	17:03	0:12	12	0,36	51c - A	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
14	QMDJ3-02	1,2	3:45	3:58	0:13	13	0,26	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
15	QMDJ3-02	1,2	4:20	7:05	2:45	165	3,30	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
25	QMDJ3-02	1,8	9:00	9:15	0:15	15	0,45	46	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
30	QMDJ3-02	2,0	16:17	16:43	0:26	26	0,87	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1
30	ELN	2,0	19:25	19:41	0:16	16	0,53	-	Salda da SEAQ* - Sub-tensão na barra de 230KV	2
						TOTALS	6,19			

FONTE DOS DADOS: Livro de operação da Subestação da Eletromorte em Ariqueles e Relatório de 1998 referente a ocorrências no ALL - 04 (Alimentador energizado pelo PRE), produzido pela Equipe de Jarú.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

OBS.: * SEAQ é a denominação da Subestação da Eletromorte em Ariqueles.

Dia	Equip.	Carga (MW)	Tempo		Total		Interrupção		Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.
			Aberto	Fechado	horas: minutos		Total	Horas				
					FECHADO	TOTAL						
02	QMDJ3-02	1,7	6:00	7:55	1:55(0:00)*	5	0,08	0,14	Voluntária	Manutenção Programada solicitada pela ELN - OS 200014/98 - ELN	1	
14	QMDJ3-02	1,7	8:56	9:24	0:28	28	0,47	0,79	51c - A	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1	
28	QMDJ3-02	1,9	7:36	8:05	0:29	29	0,48	0,92	51c - B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1	
28	QMDJ3-02	2,4	18:12	18:40	0:28	28	0,47	1,12	51c - B	Meio Ambiente: Descarga atmosférica	4.1	
29	QMDJ3-02	2,1	11:25	14:34	3:09(0:31)*	31	0,52	1,09	51c - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2	
						TOTAIS:	2,02	4,06				

FONTE DOS DADOS: Livro de operação da Subestação da Eletronorte em Aiquemes e Relatório de 1998 referente a ocorrências no ALL - 04 (Alimentador energizado pelo PRE), produzido pela Equipe de Jaru.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada: 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

OBS.: *Tempo em que efetivamente o alimentador energizado pelo PRE ficou sem energia elétrica. A energização foi feita através do terciário da Subestação da Eletronorte em Jaru.

ANEXO II.32- OCORRÊNCIAS NO SISTEMA PRE JARU AGO98

Tabela II.32- Ocorrências do sistema PRE Jaru												Ano: 1998
												Mês: Agosto
DIA	EQUIP.	CARGA (MW)	TEMPO		TOTAL		INTERUPÇÃO			Proteção Atuada	Causa	Clas
			ABERTO	FECHADO	horas: minutos		Total Minutos	Horas	Energia Inter. (MWh)			
					FECHADO	TOTAL						
04	QMDJ3-02	1,7	10:52	11:15	0:23	23	0:38	0,65	51c - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD (provocado por abatimento de poste)	2	
07	QMDJ3-02	2,5	0:03	0:23	0:20	20	0:33	0,83	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
07	QMDJ3-02	2,5	3:10	4:30	1:20	80	1:33	3,33	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
07	QMDJ3-02	2,5	5:05	5:23	0:18	18	0:30	0,75	51c - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2	
17	QMDJ3-02	2,0	17:31	17:49	0:18	18	0:30	0,60	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
22	QMDJ3-02	2,0	17:42	17:51	0:09	9	0:15	0,30	51c - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2	
25	QMDJ3-02	1,8	15:55	16:53	0:58	58	0:97	1,74	51c - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD (provocado por abatimento de poste)	2	
26	QMDJ3-02	2,3	19:25	19:52	0:27	27	0:45	1,04	50 - B; 51c - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2	
26	QMDJ3-02	2,3	19:56	20:04	0:08	8	0:13	0,31	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
						TOTAIS:	4:35	9,55				

FONTE DOS DADOS: Livro de operação da Subestação da Eletronele em Arriquemes e Relatório de 1998 referente a ocorrências no ALL - 04 (Alimentador energizado pelo PRE), produzido pela Equipe de Jaru.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada: 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

ANEXO II.33- Ocorrências no Sistema PRE JARU SET98

Dia	Equip.	Carga (MW)	Tempo Total Interrupção				Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Cias.
			horas: minutos		Total Minutos	Horas				
			ABERTO	FECHADO						
09	ELN	1,8	14:55	0:00	0:00	0,00	-	Saída da SE de Ariqueles- SEAQ, da Eletroforte (problema no Reator da LT 230 KV)	2	
10	QMDJ3-02	1,8	0:00	9:33	18:38(0:15)*	15	0,25	-	-	
14	ELN	1,9	7:48	8:47	0:59	59	0,98	Blackout Sistema Eletroforte (explosão de disjuntor de 13,8 KV na UTE Rio Madeira	2	
15	ELN	2,9	22:32	22:50	0:18	18	0,30	Saída da Subestação de Ariqueles- SEAQ, da Eletroforte (Sub-tensão na barra 230KV)	2	
15	QMDJ3-02	2,8	23:23	23:32	0:09	9	0,42	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
19	QMDJ3-02	1,7	14:27	14:38	0:11	11	0,31	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
19	ELN	1,6	15:27	16:34	1:07(0:32)*	32	0,85	Saída da Subestação de Ariqueles- SEAQ, da Eletroforte (Sub-tensão na barra 230KV)	2	
20	QMDJ3-02	1,5	7:48	8:13	0:25	25	0,42	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
23	QMDJ3-02	2,2	17:33	17:46	0:13	13	0,22	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD (problema no transformador PT 038)	2	
24	QMDJ3-02	1,5	18:45	19:00	0:15	15	0,25	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1	
29	QMDJ3-02	1,6	12:44	12:58	0:14	14	0,23	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD (problema no transformador PT 464)	2	
						TOTALS:	3,52	6,62		

FONTE DOS DADOS: Livro de operação da Subestação da Eletroforte em Ariqueles e Relatório de 1998 referente a ocorrências no ALL - 04 (Alimentador energizado pelo PRE), produzido pela Equipe de Jarú.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconthecidas.

OBS.: *Tempo em que efetivamente o alimentador energizado pelo PRE ficou sem energia elétrica. A energização foi feita através do terciário da Subestação da Eletroforte em Jarú.

ANEXO II.34- Ocorrências no Sistema PRE JARU OUT98

Dia	Equip.	Carga (MW)	Tempo Total Interrupção				Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Ano: 1998 Mês: Outubro Clas.
			horas: minutos		Total Minutos	Horas				
			ABERTO	FECHADO						
03	QMDJ3-02	1,6	14:28	14:52	0:24	24	0,40	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1
07	QMDJ3-02	2,6	18:40	18:46	0:06	6	0,10	51c - A	Manobras na Rede de Distribuição - RD	2
08	QMDJ3-02	2,0	13:04	13:20	0:16	16	0,27	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1
08	QMDJ3-02	2,0	14:35	14:49	0:14	14	0,23	50 - A	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1
09	QMDJ3-02	2,8	21:43	21:58	0:15	15	0,25	51c - A	Manobras na Rede de Distribuição - RD	2
10	QMDJ3-02	1,8	10:36	11:01	0:25	25	0,42	51c - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD (problema no trafo PT 410)	2
13	QMDJ3-02	2,1	14:25	14:30	0:05	5	0,08	51c - B; 50 - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1
16	QMDJ3-02	2,8	20:41	20:46	0:05	5	0,08	51c - B; 50 - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1
17	QMDJ3-02	2,2	14:17	15:13	0:56	56	0,93	50 - A	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1
17	QMDJ3-02	2,3	17:41	17:55	0:14	14	0,23	51c - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1
19	QMDJ3-02	2,0	8:33	11:58	3:25(0:15)*	15	0,25	Voluntária	Pedido de desligamento a pedido do COD de Jaru	1
20	QMDJ3-02	1,8	11:34	12:02	0:28	28	0,47	51c - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
20	QMDJ3-02	2,1	14:33	17:46	3:13	193	3,22	Voluntária	Manutenção programada na Rede de Distribuição	1
21	QMDJ3-02	1,8	12:23	13:10	0:47	47	0,78	51c - A	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1
30	QMDJ3-02	2,0	17:11	17:28	0:17	17	0,28	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1
30	QMDJ3-02	2,0	17:40	17:45	0:05	5	0,08	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1
30	QMDJ3-02	2,8	20:10	20:35	0:25	25	0,42	51 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1
31	QMDJ3-02	1,8	14:57	15:02	0:05	5	0,08	51c - A	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4,1
						TOTAIS:	8,58	17,90		

FORNECEDOR: Livro de operação da Subestação da Eletrobrás em Araruama e Relatório de 1998 referente a ocorrências no ALL - 04 (Alimentador energizado pelo PRE), produzido pela Equipe de Jaru.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Descontidas.

OBS: *Tempo em que efetivamente o alimentador energizado pelo PRE ficou sem energia elétrica. A energização foi feita através do terço da Subestação da Eletrobrás em Jaru.

ANEXO II.35- Ocorrências no Sistema PRE JARU NOV98

Dia	Equip.	Carga (MW)	Tempo Total Interrupção				Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.
			horas: minutos		Total Minutos	Horas				
			Aberto	Fechado						
03	ELN	1,8	12:46	13:19	0:33	33	0,99	-	Saída da SE Ariqueemes - SEAQ ₂ da Eletronorte (sub-tensão na barra de 230 KV)	2
04	QMDJ3-02	1,2	6:17	12:30	6:13	373	7,46	Voluntária	Manut. Programada na RD (Manutenção no tronco do AI. Energizado pelo PRE)	1
04	QMDJ3-02	2,0	12:50	12:59	0:09	9	0,30	46	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
05	QMDJ3-02	2,8	19:16	19:32	0:16	16	0,75	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
06	QMDJ3-02	2,0	14:12	14:28	0:16	16	0,53	46	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
07	QMDJ3-02	1,8	13:57	14:16	0:19	19	0,57	46	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
08	QMDJ3-02	1,8	15:50	16:23	0:33	33	0,99	50 - A	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
09	QMDJ3-02	1,9	13:28	13:57	0:29	29	0,92	51c - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
10	QMDJ3-02	2,0	13:10	13:15	0:05	5	0,17	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
10	QMDJ3-02	2,8	14:52	14:58	0:06	6	0,28	50 - A	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
11	QMDJ3-02	2,9	18:52	19:00	0:08	8	0,39	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
11	QMDJ3-02	2,9	19:15	19:30	0:15	15	0,73	51c - A	Manobras na Rede de Distribuição - RD	2
11	QMDJ3-02	2,9	19:40	20:30	0:50	50	2,42	51c - B	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
11	QMDJ3-02	2,7	20:50	21:34	0:44	44	1,98	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
15	QMDJ3-02	2,5	7:51	12:27	04:36(0,08)*	8	0,33	Voluntária	Desligamento a pedido da Eletronorte	1
15	QMDJ3-02	1,7	13:05	13:30	0:25	25	0,71	46	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
17	ELN	3,0	14:20	15:03	0:43	43	2,15	-	Saída da LT 230 KV	2
25	QMDJ3-02	2,1	15:17	15:39	0:22	22	0,77	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
25	QMDJ3-02	2,2	17:45	18:05	0:20	20	0,73	51c - A	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
30	QMDJ3-02	1,9	11:46	12:06	0:20	20	0,63	51c - B; 50 - B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
30	QMDJ3-02	1,9	12:10	12:33	0:23	23	0,73	50 - A; B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
30	ELN	2,8	19:03	20:30	1:27(0,19)*	19	0,89	-	Saída da LT 230 KV	2
						TOTALS:	13,93	25,41		

FORNE DOS DADOS: Livro de operação da Subestação da Eletronorte em Ariqueemes e Relatório de 1998 referente a ocorrências no ALL - 04 (Alimentador energizado pelo PRE), produzido pela Equipe de Jarú.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas

OBS.: *Tempo em que efetivamente o alimentador energizado pelo PRE ficou sem energia elétrica. A energização foi feita através do terciário da Subestação da Eletronorte em Jarú.

ANEXO II.36- Ocorrências no Sistema PRE JARU DEZ98

Dia	Equip.	Carga (MW)	Tempo Total Interrupção				Energia Inter. (MWh)	Proteção Atuada	Causa	Clas.
			horas: minutos		Total Minutos	Horas				
			ABERTO	FECHADO						
08	QMDJ3-02	2,0	16:42	17:06	0:24	24	0:40	50 - A, B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
10	QMDJ3-02	2,9	7:20	7:35	0:15	15	0:25	50 - A	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
11	QMDJ3-02	2,0	14:28	14:56	0:28	28	0:47	50 - A, B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
13	ELN	2,3	16:57	19:28	2:31(0:29)*	29	0:48	-	Saída da Subestação Ariqueemes - SEAQ, devido a sub-tensão na barra de 230 KV	2
15	ELN	2,0	13:57	14:27	0:30	30	0:50	-	Saída da Subestação Ariqueemes - SEAQ, devido a sub-tensão na barra de 230 KV	2
15	QMDJ3-02	2,4	17:11	17:28	0:17	17	0:28	50 - A, B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
17	QMDJ3-02	1,9	11:08	11:29	0:21	21	0:35	51c - A	Curto-circuito na Rede de Distribuição - RD	2
27	QMDJ3-02	2,0	18:00	18:19	0:19	19	0:32	50 - A, B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
29	QMDJ3-02	1,6	12:10	12:29	0:19	19	0:32	50 - A, B	Meio Ambiente: Descarga Atmosférica	4.1
						TOTAIS:	3:37			

FONTE DOS DADOS: Livro de operação da Subestação da Eletronorte em Ariqueemes e Relatório de 1998 referente a ocorrências no ALL - 04 (Alimentador energizado pelo PRE), produzido pela Equipe de Jaru.

Classificação das interrupções: 1- Origem externa programada; 2- Origem externa não-programada; 3- Programada; 3.1- Alteração; 3.2- Manutenção; 3.3- Não classificada.

4- Não-programado; 4.1- Meio ambiente; 4.2- Terceiros; 4.3- Falha humana; 4.4- Próprias do sistema; 4.5- Falha de componentes; 4.6- Outro órgão/Companhia;

4.7- Outros eventos; 4.8- Desconhecidas.

OBS: *Tempo em que efetivamente o alimentador energizado pelo PRE ficou sem energia elétrica. A energização foi feita através do terciário da Subestação da Eletronorte em Jaru.

ANEXO III

CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS DE MÉDIA TENSÃO

III.1 Objetivos

Pretende-se com este anexo apresentar as considerações adotadas na metodologia de cálculo de linhas de transmissão aérea, 60Hz, com tensão nominal até 34,5 kV e também subsidiar a avaliação técnica relacionada a queda de tensão verificada no PRE Jarú.

III.2 Introdução

A expressão Linha de Transmissão – LT, no escopo da física, se refere a todos os elementos de circuitos que se destinam a transporte de energia. Neste sentido, independente do nível de tensão, as linhas que transportam energia elétrica de um ponto (fonte) para outro (carga), são denominadas linhas de transmissão.

Os parâmetros de uma LT são: resistência e indutância, que constituem a impedância série ($Z_s = R + jX_L$), capacitância e condutância, que determinam a admitância em paralelo entre linhas ou entre linha e neutro. Os cálculos envolvendo todos esses parâmetros conduzem a expressões matemáticas trabalhosas para a solução manual. No

entanto, em linhas curtas, com tensões não muito elevadas, é possível introduzir algumas aproximações que simplificam o processo de cálculo sem comprometer a precisão dos resultados. Basicamente essas aproximações consistem em desprezar a capacitância das linhas aéreas em corrente alternada, frequência 60Hz e tensão até 40 KV (Piedade Junior, de 1988).

Por fim, a apresentação deste Anexo tem como motivação a necessidade de subsidiar o processo de avaliação dos níveis de tensão do PRE Jaru e das alternativas convencionais equivalentes. Por essas razões, nos exemplos aplicativos foram desenvolvidos cálculos diretamente relacionados à seqüência do estudo apresentado no Capítulo 6, como por exemplo o cálculo da queda de tensão dos expressos que interligam as subestações SEJA e SEJR e o cálculo da queda de tensão da alternativa equivalente a LT 34,5 KV com cabo 4/0 (Penguin) e cabo 477 MCM (Hawk).

III.3 Determinação das Equações para Cálculo da Queda de Tensão

Para a determinação das equações de cálculo da queda de tensão em linhas aéreas, 60Hz, serão utilizados alguns diagramas, a começar pelo digrama unifilar mostrado na Figura III.1.

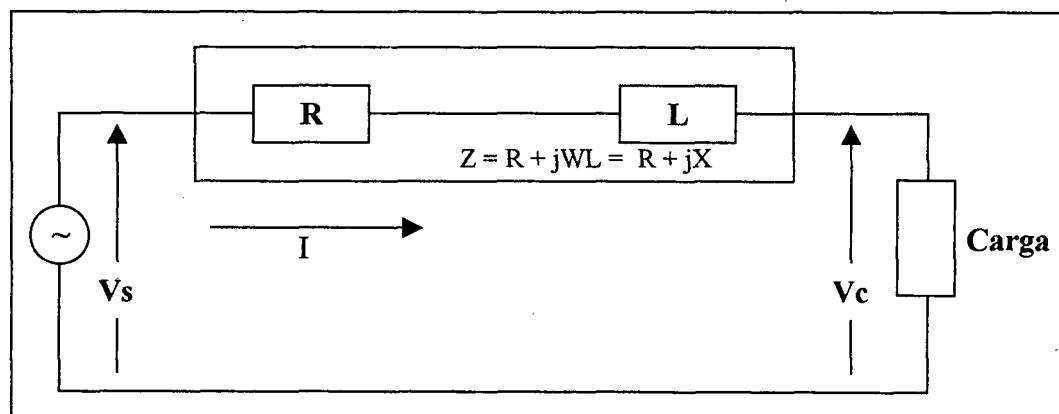


Figura III.1- Diagrama unifilar simplificado com carga concentrada ao final da linha.

A queda de tensão por fase é definida por:

$$\Delta V = V_s - V_c = V_s - I \times Z = V_s - I \times (R \cos \varphi + jX \sin \varphi) \quad [V] \quad (\text{III.1.})$$

Onde:

V_s = tensão na fonte;

V_c = tensão na carga;

I = corrente de carga;

R = resistência do condutor a corrente alternada em Ω/km ;

X = reatância indutiva da linha em Ω/km ;

φ = ângulo do fator de potência da carga.

As tensões envolvidas no diagrama unifilar da figura anterior é representada através de fasores na Figura III.2, a seguir.

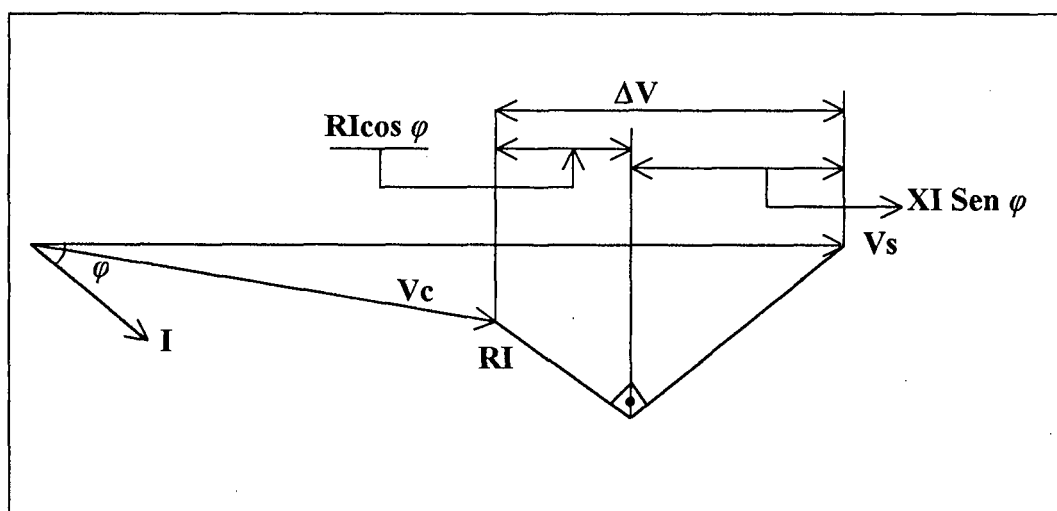


Fig. III.2 – Diagrama Fasorial

A queda de tensão num circuito trifásico é determinada através da seguinte expressão:

$$V_s - V_c = \Delta V = \sqrt{3} \cdot I (R \cos \varphi + jX \sin \varphi) \quad [V] \quad (\text{III.2})$$

Considerando-se a carga em KVA, e a tensão em KV, a corrente elétrica resultante, sendo o circuito trifásico, é determinado pela seguinte Equação:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \text{KV}_s} \text{ [A]} \quad (\text{III.3})$$

Onde:

S = Potência trifásica da carga, em KVA.

KVs = Tensão fase-fase da fonte, expressa em KV.

Substituindo (III.3) em (III.2), tem-se:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot \text{KV}_s} (R \cdot \cos \varphi + jX \cdot \text{sen} \varphi) = \frac{S}{\text{KV}_s} (R \cdot \cos \varphi + jX \cdot \text{sen} \varphi)$$

Ou seja:

$$\Delta V = \frac{S}{\text{KV}_s} (R \cos \varphi + jX \text{sen} \varphi) \text{ [V]} \quad (\text{III.4})$$

Exprimindo-se a queda de tensão em quilovolts, obter-se-á:

$$\Delta V = \left[\frac{S}{\text{KV}_s} (R \cos \varphi + jX \text{sen} \varphi) \right] \frac{1}{1000} \text{ [KV]} \quad (\text{III.5})$$

Lembrando-se que $\text{KV}_s - \text{KV}_c = \Delta V$, a queda de tensão percentual pode ser obtida a partir da Equação:

$$\Delta V\% = \frac{\text{KV}_s - \text{KV}_c}{\text{KV}_s} \times 100. \quad (\text{III.6})$$

Substituindo (III.5) em (III.6), resulta:

$$\Delta V\% = \left[\frac{S}{\text{KV}_s^2} (R \cdot \cos \varphi + jX \text{sen} \varphi) \right] \frac{1}{10} \quad (\text{III.7})$$

Se a carga for expressa em MVA, a equação III.7, toma a seguinte forma:

$$\Delta V\% = \left[\frac{S}{\text{KV}_s^2} (R \cdot \cos \varphi + jX \text{sen} \varphi) \right] \times 100 \quad (\text{III.8})$$

Onde:

S = Potência trifásica da carga, em MVA

Se a potência trifásica for considerada igual a 1 MVA, e tendo em vista que os valores de R e X são expressos em Ω/km , a queda de tensão percentual para 1km de linha será expressa por:

$$G = (R \cdot \cos \varphi + jX \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{KV_s^2} \quad (\text{III.10})$$

Onde:

G = Coeficiente de queda de tensão unitária, em %/MVA x km.

Conhecendo-se G, a queda de tensão de uma linha radial com carga concentrada na sua extremidade pode ser calculada pela equação:

$$\Delta V\% = G \cdot \ell \cdot S \quad (\text{III.11})$$

Onde:

ℓ = Comprimento da linha em quilômetro;

S = Potência da carga em MVA.

III.4 Determinação dos Parâmetros R e X

O parâmetro R, expresso em Ω/km , corresponde à resistência de seqüência positiva do cabo e depende de sua bitola, do tipo de material, freqüência, temperatura de trabalho e comprimento. Os fabricantes de cabos normalmente fornecem tabelas que identificam a resistência por unidade de comprimento para cada bitola de condutor.

O parâmetro X corresponde a reatância de seqüência positiva do cabo, expresso em Ω/km e é dado pela expressão:

$$X_L = 0,002894 \cdot f \cdot \log_{10} \frac{D}{GMR} \quad (\text{III.12})$$

Onde:

f = Freqüência em Hz;

D = Espaçamento equivalente em metros e corresponde à média geométrica dos espaçamentos entre condutores.

GMR = Raio médio geométrico do condutor, em metros, sendo um dado tabelado para cada tipo de condutor.

O espaçamento equivalente entre condutores, em uma linha trifásica é determinado

pela expressão:

$$D = \sqrt[3]{d_{AB} \times d_{BC} \times d_{CA}} \quad [m] \quad (III.13)$$

Onde:

d_{AB} = Distância do cabo da fase A, para o cabo da fase B;

d_{BC} = Distância entre os cabos da fase B e C;

d_{CA} = Distância entre as fases C e A.

III.5 Exemplos Aplicativos

Os exemplos aplicativos apresentados a seguir, dizem respeito ao sistema elétrico de Jarú e às alternativas utilizadas em comparação ao PRE Jarú. Deste modo, o primeiro exemplo será relacionado ao cálculo da queda de tensão verificada nos expressos de interligação entre a SEJA e SEJR.

Exemplo 5.1- Cálculo da queda de tensão nos expressos.

Os dados para a elaboração dos cálculos são:

- ⇒ Extensão: 1,0 km;
- ⇒ Cabo: 4/0 CA, código Oxlip;
- ⇒ GMR: O raio médio geométrico de cabo 4/0 CA, a 60Hz é igual a 0,004812m;
- ⇒ R: O valor da resistência elétrica do cabo a 50°C, 60Hz é igual a 0,2977 Ω /km.
- ⇒ Frequência: 60Hz;
- ⇒ Carga: serão consideradas as cargas registrada hora-a-hora nos dias 03/01/96 (Quarta-feira), 06/01/96 (Sábado), 07/01/96 (Domingo) e 10/04/96 (Quarta-feira).

⇒ Estruturas: Tipo N, cruzeta de 2.000mm (2,00 m);

⇒ Espaçamento entre condutores: conforme exposto na Figura III.3, salientando-se que a estrutura mostrada está de acordo com a NBR 5433/1982.

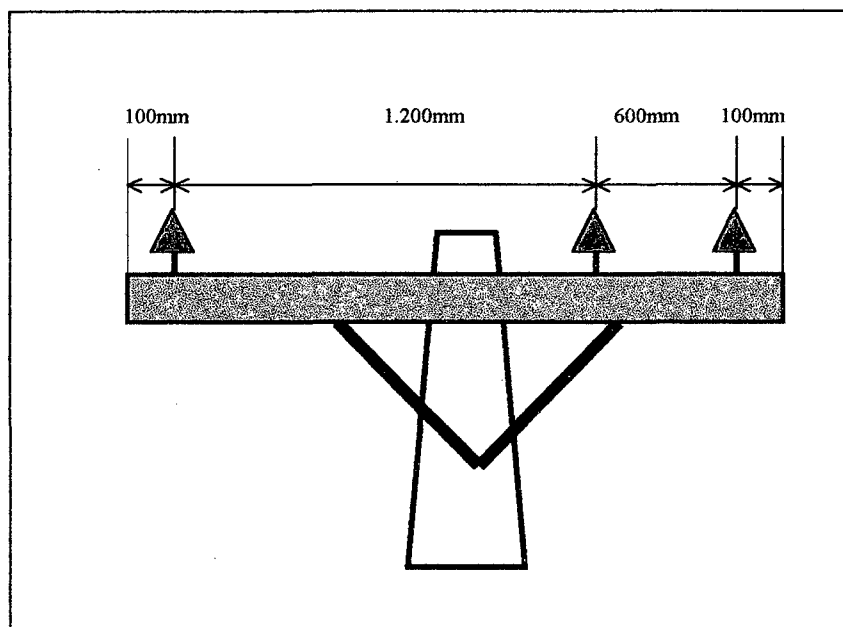


Figura III. 3 – Afastamentos padronizados, estrutura tipo N, padrão 2.000 mm

Os cálculos serão efetuados para cada valor registrado no mapa diário de leitura dos dias mencionados. Para tanto, serão utilizados os recursos associados a Planilha Excel. Entretanto, a título de exemplo, será apresentada a seqüência metodológica de cálculo para obtenção da queda de tensão. Neste objetivo será utilizado o registro de máximo carregamento do PRE verificado dia 03/01/96 à 15:00H, cujos dados são:

$$S = 4,07\text{MVA}$$

$$\text{Cos}\varphi = 0,88$$

$\text{KV}_s = 13,52\text{KV}$ (tensão no lado de BT dos transformadores da SEJA, em função da carga, cujo valor está calculado no Anexo IV).

Solução:

A- Cálculo do espaçamento equivalente entre condutores.

De acordo com a Figura III.3, as distâncias padronizadas entre condutores, em

metros, são: $d_{AB} = 0,60\text{m}$; $d_{BC} = 1,20\text{m}$; $d_{CA} = 1,80\text{m}$. A partir destes valores, obtém-se o espaçamento equivalente, conforme a equação III.13, ou seja:

$$D = \sqrt[3]{0,60 \times 1,20 \times 1,80} = 1,09\text{m}$$

B- Cálculo de X_L

Aplicando-se a equação III.12, tem-se:

$$X_L = 0,002894 \times 60 \times \log_{10} \frac{1,09}{0,004812} = 0,40894 \Omega/\text{km}$$

C- Cálculo do coeficiente de queda de tensão unitário.

Segundo a equação III.10, tem-se:

$$G = [0,2977 \times 0,88 + 0,40894 \times \text{sen}(\text{arc. cos } 0,88)] \cdot \frac{100}{13,52^2}$$

$$G = 0,2496$$

D- Cálculo da queda de tensão percentual.

A queda de tensão percentual para um comprimento qualquer da linha em km e uma dada carga em MVA, é determinada através da equação III.11. Assim:

$$AV\% = 0,2496 \times 1,0 \times 4,07 = 1,02\%$$

Considerando que a interligação entre as subestações é feita por intermédio de dois expressos similares, a queda de tensão resultante é de 0,51%, ou:

$$\Delta V \text{ (volts)} = V_s - V_c = \frac{\Delta V\%}{100} \times V_s = \frac{0,51}{100} \times 13.520 = 68,95 \text{ V.}$$

E- Cálculo da queda de tensão hora-a-hora

Superada a apresentação da metodologia de cálculo, a seguir serão apresentados os cálculos das quedas de tensão, hora-a-hora, tomando-se como referência o carregamento dos dias já mencionados.

Tabela III.1- Queda de tensão nos expressos, tap 13,8 KV- Ref. 03/01/96

HORA	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)	Potência Aparente (MVA)	cosφ	senφ	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Tensão c/carga (Volts)	G (%)	Ext. (Km)	ΔV /2° (%)	ΔVe (Volts)
01:00	2,8	0,3	2,82	0,99	0,11	0,2977	0,40894	13612	0,183	1	0,26	35,12
02:00	3,7	0,9	3,81	0,97	0,24	0,2977	0,40894	13445	0,213	1	0,41	54,65
03:00	3,8	0,8	3,88	0,98	0,21	0,2977	0,40894	13462	0,207	1	0,40	54,17
04:00	3,7	0,8	3,79	0,98	0,21	0,2977	0,40894	13466	0,208	1	0,39	53,05
05:00	3,7	0,8	3,79	0,98	0,21	0,2977	0,40894	13466	0,208	1	0,39	53,05
06:00	3,7	0,8	3,79	0,98	0,21	0,2977	0,40894	13466	0,208	1	0,39	53,05
07:00	2,8	0,8	2,91	0,96	0,27	0,2977	0,40894	13506	0,219	1	0,32	42,97
08:00	3,4	1,5	3,72	0,91	0,40	0,2977	0,40894	13331	0,246	1	0,46	60,97
09:00	3,3	1,5	3,62	0,91	0,41	0,2977	0,40894	13335	0,248	1	0,45	59,84
10:00	3,2	1,5	3,53	0,91	0,42	0,2977	0,40894	13340	0,249	1	0,44	58,70
11:00	2,9	1,0	3,07	0,95	0,33	0,2977	0,40894	13459	0,229	1	0,35	47,26
12:00	2,9	1,1	3,10	0,93	0,35	0,2977	0,40894	13438	0,234	1	0,36	48,86
13:00	2,8	0,9	2,94	0,95	0,31	0,2977	0,40894	13485	0,225	1	0,33	44,55
14:00	3,3	1,3	3,55	0,93	0,37	0,2977	0,40894	13378	0,239	1	0,42	56,59
15:00	3,6	1,9	4,07	0,88	0,47	0,2977	0,40894	13237	0,259	1	0,53	69,83
16:00	3,6	1,9	4,07	0,88	0,47	0,2977	0,40894	13237	0,259	1	0,53	69,83
17:00	3,3	1,3	3,55	0,93	0,37	0,2977	0,40894	13378	0,239	1	0,42	56,59
18:00	3,5	1,0	3,64	0,96	0,27	0,2977	0,40894	13432	0,221	1	0,40	54,01
19:00	3,0	0,4	3,03	0,99	0,13	0,2977	0,40894	13582	0,189	1	0,29	38,90
20:00	2,9	0,2	2,91	1,00	0,07	0,2977	0,40894	13629	0,175	1	0,25	34,67
21:00	2,8	0,2	2,81	1,00	0,07	0,2977	0,40894	13634	0,175	1	0,25	33,57
22:00	2,5	0,0	2,50	1,00	0,00	0,2977	0,40894	13690	0,159	1	0,20	27,18
23:00	2,3	0,0	2,30	1,00	0,00	0,2977	0,40894	13699	0,159	1	0,18	24,99
24:00	2,0	0,0	2,00	1,00	0,00	0,2977	0,40894	13712	0,158	1	0,16	21,71

Tabela III.2- Queda de tensão nos expressos, tap de 14,145 KV – ref. 06/01/96

HORA	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)	Potência Aparente (MVA)	cosφ	senφ	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Tensão c/carga (Volts)	G (%)	Ext. (Km)	ΔV /2° (%)	ΔVe (Volts)
01:00	3,0	0,8	3,10	0,97	0,26	0,2977	0,40894	13.850	0,205	1	0,32	44,05
02:00	3,0	0,8	3,10	0,97	0,26	0,2977	0,40894	13.850	0,205	1	0,32	44,05
03:00	3,0	0,8	3,10	0,97	0,26	0,2977	0,40894	13.850	0,205	1	0,32	44,05
04:00	2,9	0,8	3,01	0,96	0,27	0,2977	0,40894	13.854	0,206	1	0,31	42,97
05:00	2,9	0,7	2,98	0,97	0,23	0,2977	0,40894	13.875	0,200	1	0,30	41,43
06:00	2,9	0,7	2,98	0,97	0,23	0,2977	0,40894	13.875	0,200	1	0,30	41,43
07:00	2,8	1,1	3,01	0,93	0,37	0,2977	0,40894	13.796	0,224	1	0,34	46,51
08:00	2,9	1,4	3,22	0,90	0,43	0,2977	0,40894	13.730	0,237	1	0,38	52,29
09:00	2,7	1,1	2,92	0,93	0,38	0,2977	0,40894	13.801	0,226	1	0,33	45,42
10:00	2,7	1,1	2,92	0,93	0,38	0,2977	0,40894	13.801	0,226	1	0,33	45,42
11:00	2,4	1,0	2,60	0,92	0,38	0,2977	0,40894	13.834	0,226	1	0,29	40,60
12:00	3,4	1,7	3,80	0,89	0,45	0,2977	0,40894	13.646	0,241	1	0,45	62,56
13:00	3,7	1,4	3,96	0,94	0,35	0,2977	0,40894	13.695	0,226	1	0,45	61,12
14:00	3,7	1,2	3,89	0,95	0,31	0,2977	0,40894	13.737	0,217	1	0,42	57,95
15:00	4,0	1,5	4,27	0,94	0,35	0,2977	0,40894	13.662	0,226	1	0,48	66,03
16:00	4,0	0,6	4,04	0,99	0,15	0,2977	0,40894	13.849	0,185	1	0,37	51,85
17:00	3,0	0,5	3,04	0,99	0,16	0,2977	0,40894	13.912	0,186	1	0,28	39,45
18:00	3,4	0,5	3,44	0,99	0,15	0,2977	0,40894	13.895	0,183	1	0,32	43,78
19:00	3,9	1,1	4,05	0,96	0,27	0,2977	0,40894	13.749	0,210	1	0,43	58,58
20:00	3,9	0,5	3,93	0,99	0,13	0,2977	0,40894	13.874	0,180	1	0,35	49,21
21:00	3,8	0,4	3,82	0,99	0,10	0,2977	0,40894	13.899	0,175	1	0,34	46,58
22:00	3,4	0,2	3,41	1,00	0,06	0,2977	0,40894	13.958	0,165	1	0,28	39,19
23:00	3,0	0,0	3,00	1,00	0,00	0,2977	0,40894	14.017	0,152	1	0,23	31,86
24:00	2,8	0,0	2,80	1,00	0,00	0,2977	0,40894	14.025	0,151	1	0,21	29,72

Tabela III.3- Queda de tensão nos expressos, tap 14,145KV - ref. 07/01/96

HORA	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)	Potência Aparente (MVA)	cosφ	senφ	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Tensão c/carga (Volts)	G (%)	Ext. (Km)	ΔV / I ² (%)	ΔVe (Volts)
01:00	3,7	0,5	3,73	0,99	0,13	0,2977	0,40894	13.882	0,182	1	0,34	47,04
02:00	3,7	0,5	3,73	0,99	0,13	0,2977	0,40894	13.882	0,182	1	0,34	47,04
03:00	3,7	0,5	3,73	0,99	0,13	0,2977	0,40894	13.882	0,182	1	0,34	47,04
04:00	3,6	0,4	3,62	0,99	0,11	0,2977	0,40894	13.907	0,176	1	0,32	44,41
05:00	3,6	0,4	3,62	0,99	0,11	0,2977	0,40894	13.907	0,176	1	0,32	44,41
06:00	3,5	0,4	3,52	0,99	0,11	0,2977	0,40894	13.912	0,177	1	0,31	43,33
07:00	3,4	0,5	3,44	0,99	0,15	0,2977	0,40894	13.895	0,183	1	0,32	43,78
08:00	3,4	0,8	3,49	0,97	0,23	0,2977	0,40894	13.833	0,200	1	0,35	48,41
09:00	3,2	0,7	3,28	0,98	0,21	0,2977	0,40894	13.862	0,197	1	0,32	44,69
10:00	3,2	0,6	3,26	0,98	0,18	0,2977	0,40894	13.883	0,191	1	0,31	43,15
11:00	3,2	0,6	3,26	0,98	0,18	0,2977	0,40894	13.883	0,191	1	0,31	43,15
12:00	2,6	0,4	2,63	0,99	0,15	0,2977	0,40894	13.950	0,183	1	0,24	33,61
13:00	3,2	0,8	3,30	0,97	0,24	0,2977	0,40894	13.841	0,203	1	0,33	46,23
14:00	3,2	0,7	3,28	0,98	0,21	0,2977	0,40894	13.862	0,197	1	0,32	44,69
15:00	3,2	0,8	3,30	0,97	0,24	0,2977	0,40894	13.841	0,203	1	0,33	46,23
16:00	3,2	0,8	3,30	0,97	0,24	0,2977	0,40894	13.841	0,203	1	0,33	46,23
17:00	3,3	0,8	3,40	0,97	0,24	0,2977	0,40894	13.837	0,201	1	0,34	47,32
18:00	3,4	0,8	3,49	0,97	0,23	0,2977	0,40894	13.833	0,200	1	0,35	48,41
19:00	3,8	0,5	3,83	0,99	0,13	0,2977	0,40894	13.878	0,181	1	0,35	48,12
20:00	3,9	0,5	3,93	0,99	0,13	0,2977	0,40894	13.874	0,180	1	0,35	49,21
21:00	3,8	0,4	3,82	0,99	0,10	0,2977	0,40894	13.899	0,175	1	0,34	46,58
22:00	3,6	0,3	3,61	1,00	0,08	0,2977	0,40894	13.928	0,170	1	0,31	42,88
23:00	3,2	0,2	3,21	1,00	0,06	0,2977	0,40894	13.966	0,165	1	0,27	37,03
24:00	2,9	0,1	2,90	1,00	0,03	0,2977	0,40894	14.000	0,159	1	0,23	32,29

Tabela III.4- Queda de tensão nos expressos, tap 14,145 - ref. 10/04/96

HORA	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)	Potência Aparente (MVA)	cosφ	senφ	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Tensão c/carga (Volts)	G (%)	Ext. (Km)	ΔV / I ² (%)	ΔVe (Volts)
01:00	3,3	0,6	3,35	0,98	0,18	0,2977	0,40894	13.879	0,190	1	0,32	44,23
02:00	4,4	1,0	4,51	0,98	0,22	0,2977	0,40894	13.748	0,202	1	0,45	62,51
03:00	4,4	1,0	4,51	0,98	0,22	0,2977	0,40894	13.748	0,202	1	0,45	62,51
04:00	4,4	1,0	4,51	0,98	0,22	0,2977	0,40894	13.748	0,202	1	0,45	62,51
05:00	4,4	1,0	4,51	0,98	0,22	0,2977	0,40894	13.748	0,202	1	0,45	62,51
06:00	4,5	1,0	4,69	0,96	0,28	0,2977	0,40894	13.682	0,215	1	0,50	63,38
07:00	3,2	0,7	3,28	0,98	0,21	0,2977	0,40894	13.862	0,197	1	0,32	44,69
08:00	3,7	1,6	4,03	0,92	0,40	0,2977	0,40894	13.654	0,234	1	0,47	64,30
09:00	3,6	1,4	3,86	0,93	0,36	0,2977	0,40894	13.700	0,227	1	0,44	60,01
10:00	3,5	1,4	3,77	0,93	0,37	0,2977	0,40894	13.704	0,228	1	0,43	58,90
11:00	3,6	1,4	3,86	0,93	0,36	0,2977	0,40894	13.700	0,227	1	0,44	60,01
12:00	3,3	0,8	3,40	0,97	0,24	0,2977	0,40894	13.837	0,201	1	0,34	47,32
13:00	3,5	1,2	3,70	0,95	0,32	0,2977	0,40894	13.745	0,219	1	0,41	55,75
14:00	3,5	1,4	3,77	0,93	0,37	0,2977	0,40894	13.704	0,228	1	0,43	58,90
15:00	3,6	1,5	3,90	0,92	0,38	0,2977	0,40894	13.679	0,231	1	0,45	61,60
16:00	3,6	1,4	3,86	0,93	0,36	0,2977	0,40894	13.700	0,227	1	0,44	60,01
17:00	3,6	1,4	3,86	0,93	0,36	0,2977	0,40894	13.700	0,227	1	0,44	60,01
18:00	3,8	1,1	3,96	0,96	0,28	0,2977	0,40894	13.753	0,211	1	0,42	57,48
19:00	3,5	0,8	3,59	0,97	0,22	0,2977	0,40894	13.828	0,199	1	0,36	49,50
20:00	3,4	0,6	3,45	0,98	0,17	0,2977	0,40894	13.874	0,189	1	0,33	45,32
21:00	3,4	0,6	3,45	0,98	0,17	0,2977	0,40894	13.874	0,189	1	0,33	45,32
22:00	3,1	0,5	3,14	0,99	0,16	0,2977	0,40894	13.908	0,186	1	0,29	40,53
23:00	3,8	0,6	3,85	0,99	0,16	0,2977	0,40894	13.857	0,186	1	0,36	49,67
24:00	3,6	0,5	3,63	0,99	0,14	0,2977	0,40894	13.887	0,182	1	0,33	45,95

Exemplo 5.2: Cálculo de queda de tensão de LT 34,5 KV

Se a complementação no fornecimento de energia elétrica à Jarú fosse feita através de LT 34,5KV a partir de Ariquemes, qual seria a queda de tensão percentual com a utilização do cabo 4/0, CAA (Penguin) e o cabo 477 MCM, CAA (Hawk), sendo admitido o mesmo carregamento verificado nos dias 03/01/96?

Os cálculos das quedas de tensão serão feitos a partir dos seguintes dados:

- ✓ Resistência dos cabos a 50°C, 60Hz:

Cabo Penguin: $R = 0,3679 \Omega/\text{km}$

Cabo Hawk: $R = 0,13424 \Omega/\text{km}$

- ✓ Raio médio geométrico dos cabos, 60 Hz:

Cabo Penguin: $GMR = 0,00248 \text{ m}$

Cabo Hawk: $GMR = 0,00883 \text{ m}$

- ✓ Espaçamento entre condutores: Será adotado a estrutura tipo N, cruzeta de 2.400mm (2,40 metros), cujas distâncias padronizadas entre condutores está mostrada na figura III.4.

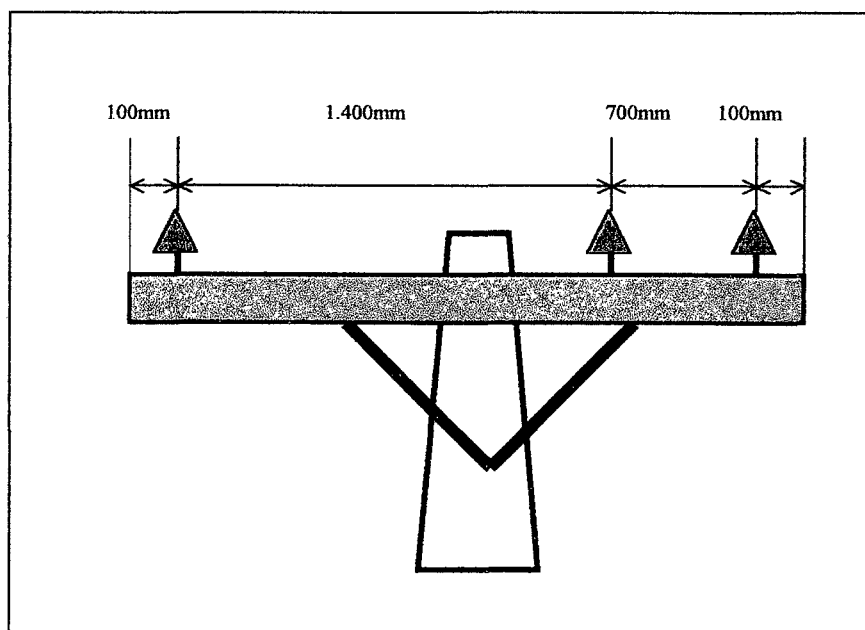


Figura III. 4 – Afastamentos padronizados, estrutura tipo N, cruzeta de 2400 mm.

De acordo com a figura acima, as distâncias, em metros, entre condutores são:

$$d_{AB} = 0,70\text{m}; d_{BC} = 1,40\text{m}; d_{CA} = 2,10\text{m}$$

Solução:

1-Cálculo do espaçamento equivalente entre condutores

$$D = \sqrt[3]{d_{AB} \times d_{BC} \times d_{CA}} = \sqrt[3]{0,70 \times 1,40 \times 2,10} = 1,27\text{m}$$

2- Cálculo de X_L – Cabo Penguin.

$$X_L = 0,002894 \times f \times \log_{10} \frac{D}{\text{GMR}} = 0,002894 \times 60 \times$$

$$\log_{10} \frac{1,27}{0,00248} = 0,47045 \Omega/\text{km}.$$

3- Cálculo de X_L – Cabo Hawk

$$X_L = 0,002894 \times f \times \log_{10} \frac{D}{\text{GMR}} = 0,002894 \times 60 \times$$

$$\log_{10} \frac{1,27}{0,00883} = 0,37469 \Omega/\text{km}.$$

4- Cálculo da queda de tensão percentual

Este cálculo será efetuado utilizando-se os recursos da planilha Excel, cujos resultados estão apresentados nas Tabelas III.5, a seguir.

Tabela III.5- Queda de tensão percentual, LT 34,5 KV Ariquemes/Jaru

Hora	S (MVA)	cos ϕ	sen ϕ	KV _s (KV)	l (km)	Cabo Penguin				Cabo Hawk			
						R (Ω /km)	X _L (Ω /km)	G	ΔV (%)	R (Ω /km)	X _L (Ω /km)	G	ΔV (%)
01:00	2,82	0,99	0,14	36,0	92	0,36790	0,4704519	0,03322	8,62	0,13424	0,3746879	0,01433	3,72
02:00	3,81	0,97	0,24	36,0	92	0,36790	0,4704519	0,03636	12,75	0,13424	0,3746879	0,01708	5,99
03:00	3,88	0,98	0,20	35,5	92	0,36790	0,4704519	0,03604	12,86	0,13424	0,3746879	0,01636	5,84
04:00	3,79	0,98	0,20	35,5	92	0,36790	0,4704519	0,03604	12,57	0,13424	0,3746879	0,01636	5,70
05:00	3,79	0,98	0,20	35,5	92	0,36790	0,4704519	0,03604	12,57	0,13424	0,3746879	0,01636	5,70
06:00	3,79	0,98	0,20	35,5	92	0,36790	0,4704519	0,03604	12,57	0,13424	0,3746879	0,01636	5,70
07:00	2,91	0,96	0,28	35,5	92	0,36790	0,4704519	0,03848	10,30	0,13424	0,3746879	0,01855	4,97
08:00	3,72	0,91	0,41	35,5	92	0,36790	0,4704519	0,04204	14,39	0,13424	0,3746879	0,02202	7,54
09:00	3,62	0,91	0,41	34,5	92	0,36790	0,4704519	0,04452	14,83	0,13424	0,3746879	0,02332	7,76
10:00	3,53	0,91	0,41	34,5	92	0,36790	0,4704519	0,04452	14,46	0,13424	0,3746879	0,02332	7,57
11:00	3,07	0,95	0,31	35,5	92	0,36790	0,4704519	0,03939	11,13	0,13424	0,3746879	0,01940	5,48
12:00	3,10	0,93	0,37	35,8	92	0,36790	0,4704519	0,04019	11,46	0,13424	0,3746879	0,02049	5,84
13:00	2,94	0,95	0,31	36,0	92	0,36790	0,4704519	0,03830	10,36	0,13424	0,3746879	0,01887	5,10
14:00	3,55	0,93	0,37	34,5	92	0,36790	0,4704519	0,04327	14,13	0,13424	0,3746879	0,02206	7,20
15:00	4,07	0,88	0,47	35,0	92	0,36790	0,4704519	0,04467	16,73	0,13424	0,3746879	0,02417	9,05
16:00	4,07	0,88	0,47	35,5	92	0,36790	0,4704519	0,04342	16,26	0,13424	0,3746879	0,02350	8,80
17:00	3,55	0,93	0,37	35,5	92	0,36790	0,4704519	0,04087	13,35	0,13424	0,3746879	0,02083	6,80
18:00	3,64	0,96	0,28	36,0	92	0,36790	0,4704519	0,03742	12,53	0,13424	0,3746879	0,01804	6,04
19:00	3,03	0,99	0,14	37,0	92	0,36790	0,4704519	0,03145	8,77	0,13424	0,3746879	0,01357	3,78
20:00	2,91	1,00	0,00	36,0	92	0,36790	0,4704519	0,02839	7,60	0,13424	0,3746879	0,01036	2,77
21:00	2,81	1,00	0,00	36,0	92	0,36790	0,4704519	0,02839	7,34	0,13424	0,3746879	0,01036	2,68
22:00	2,50	1,00	0,00	36,0	92	0,36790	0,4704519	0,02839	6,53	0,13424	0,3746879	0,01036	2,38
23:00	2,30	1,00	0,00	36,0	92	0,36790	0,4704519	0,02839	6,01	0,13424	0,3746879	0,01036	2,19
24:00	2,00	1,00	0,00	36,0	92	0,36790	0,4704519	0,02839	5,22	0,13424	0,3746879	0,01036	1,91

Nota: 1- Os dados referentes a potência aparente, fator de potência e tensão no lado de 34,5 kV foram extraídos da Tabela 6.5;

A partir dos resultados apresentados na Tabela III.5, constata-se que somente a alternativa com cabo Hawk é viável tecnicamente, considerando-se que para o máximo carregamento ocorrido às 15:00H, obteve-se o maior valor de queda de tensão, porém inferior ao limite máximo admissível de 10%.

ANEXO IV

CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO EM TRANSFORMADORES.

IV.1 Objetivos

- a) Apresentar a metodologia de cálculo de queda de tensão em transformadores de força;
- b) Apresentar as considerações e calcular a queda de tensão interna dos transformadores do PRE e de estudos comparativos, visando subsidiar o processo de avaliação técnica do PRE Jarú, no que diz respeito ao nível de tensão.

IV.2 Introdução

A queda de tensão interna de um transformador pode ser calculada numa combinação entre os parâmetros de projetos adotados (potência nominal, geometria das bobinas em relação ao núcleo, geometria da caixa, etc.), módulo e natureza da carga, notadamente no que diz respeito ao fator de potência.

Dado a sua relevância na composição do sistema elétrico, a queda de tensão verificada no transformador não é desprezível. Assim, no interesse de se

conhecer a queda de tensão no PRE, este estudo é feito tomando-se como referência os transformadores instalados na subestação distribuidora SEJA, valendo ressaltar que a metodologia adotada é de aplicação geral.

Os cálculos desenvolvidos estão baseados nas equações 5.9 e 5.10, apresentadas no Cap. 5. Entretanto suas aplicações dependem de outras considerações técnicas específicas, sendo este fato mais um motivo para justificar este estudo separado do texto principal.

IV.3 Cálculo da Queda de Tensão Interna nos Transformadores da SEJA.

Os transformadores instalados na SEJA, possuem as seguintes características:

- ✓ Transformador trifásico, 60Hz;
- ✓ Potência: 2.000KVA (2 MVA)
- ✓ Alta tensão: 34.500V
- ✓ Baixa tensão:

Tap I – 13.110V; Tap II – 13.455V; Tap III – 13.800V; Tap IV – 14.145V

Tap V – 14.490V; Tap VI – 14.835V

- ✓ Impedâncias percentuais
- ⇒ Transformador 01: 6,23% a 75° C em 13.800V e 2.000 KVA
- ⇒ Transformador 02: 6,26% a 75°C em 13.800V e 2.000KVA
- ✓ Líquido isolante: óleo mineral.

O cálculo da queda de tensão será efetuado utilizando-se as equações 5.9 e 5.10 (ver. Cap.5), mostrados a seguir:

$$\text{Regulação (\%)} = \frac{S_c}{S_n} \left[(R \cos \varphi + X \sin \varphi) + \frac{1}{200} (X \cos \varphi + R \sin \varphi)^2 \right]$$

e

$$\text{Regulação (\%)} = \frac{V_{\text{Vazio}} - V_{\text{Carga}}}{V_{\text{Vazio}}} \times 100 = \frac{\Delta V}{V_{\text{Vazio}}} \times 100$$

Onde:

V_{Vazio} = tensão nominal do Tap ajustado, transformados sem carga;

V_{Carga} = Tensão no transformador com carga;

$V_{\text{Vazio}} - V_{\text{Carga}} = \Delta V$ = queda de tensão interna no transformador;

R = Resistência percentual indutiva percentual do transformador;

X = Reatância indutiva percentual do transformador;

S_n = Potência aparente nominal do transformador;

S_c = Potência aparente da carga;

$\cos \varphi$ = Fator de potência da carga.

Os valores de R e X são obtidos através de ensaio de curto-circuito do trafo. Essas grandezas compõem a impedância percentual (Z%), e se relacionam através da seguinte expressão: $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$.

Como visto, as impedâncias percentuais dos trafos 01 e 02 estão relacionadas à temperatura 75°C, tensão 13.800V, potência 2.000 KVA. Fixando-se as outras variáveis a impedância varia com a alteração do Tap do transformador. Desse modo, qual será o novo valor de Z% no Tap IV, equivalente a 14.145V ou 14.145kV? Stevensom (1974: 144) aborda esta questão da seguinte forma: “Nessas condições, para passarmos de uma impedância por unidade numa dada base para uma impedância por unidade numa nova base, aplica-se a seguinte equação”:

$$Z_{\text{nova pu}} = Z_{\text{dado pu}} \left(\frac{\text{tensão base em KV}_{\text{dado}}}{\text{tensão base em KV}_{\text{nova}}} \right)^2 \times \left(\frac{\text{pot. ap. em KVA}_{\text{nova}}}{\text{pot. ap. em KVA}_{\text{dado}}} \right)$$

$$\text{onde } Z_{pu} = (Z\%)/100$$

Reescrevendo a equação em função de $Z\%$ e aplicando ao caso em estudo, onde se pretende obter o valor de $Z\%$ para o Tap IV, mantendo-se a potência aparente em KVA inalterada, obtém-se a seguinte equação:

$$Z\%_{(14,145)} = Z\%_{(13,8)} \left(\frac{KV_{(13,8)}}{KV_{(14,145)}} \right)^2 \quad (\text{IV. 1})$$

Então, as impedâncias dos trafos no Tap IV são:

a) Transformador 01:

$$Z_{T1(14,145)} = 6,23 \left(\frac{13,8}{14,145} \right)^2 = 5,93\%$$

b) Transformador 02:

$$Z_{T2(14,145)} = 6,26 \left(\frac{13,8}{14,145} \right)^2 = 5,96\%$$

De acordo com os dados de ensaios dos trafos a perda no cobre (associada ao ensaio de curto-circuito) é equivalente a 21.800 Watts. A partir deste dado é possível a obtenção de $R\%$ através da equação:

$$R\% = \frac{P_{Cu}}{10.S_n} \quad (\text{IV. 2})$$

Onde:

P_{Cu} = Perdas no cobre durante o ensaio de curto-circuito, em W;

S_n = Potência nominal do transformador, em KVA.

Conhecendo-se $Z\%$ e $R\%$ a reatância percentual do trafo, ($X\%$) é obtida da seguinte forma:

$$X\% = \sqrt{(Z\%)^2 - (R\%)^2} \quad (\text{IV. 3})$$

Pelo exposto, a resistência percentual dos transformadores será:

$$R\% = \frac{21.800}{10 \times 2000} = 1,09\%$$

Devido ao fato dos transformadores da SEJA estarem paralelados e possuírem impedâncias percentuais muito próximas, para efeito de cálculo será considerado um transformador equivalente com os seguintes dados:

Potência: 2MVA (2.000KVA)

a) Tap 13,8 KV

$$Z_{(13,8)} = (6,23 + 6,26) \frac{1}{2} = 6,24\%$$

$$R_{(13,8)} = 1,09\%$$

$$X_{(13,8)} = \sqrt{(6,24)^2 - (1,09)^2} = 6,14\%$$

b) Tap 14,145 kV

$$Z_{(14,145)} = (5,93 + 5,96) \frac{1}{2} = 5,94\%$$

$$R_{(14,145)} = 1,09 \times \left(\frac{13,8}{14,145} \right)^2 = 1,04\%$$

$$X_{(14,145)} = \sqrt{(5,94)^2 - (1,04)^2} = 5,85\%$$

Os cálculos seguintes serão efetuados com o auxílio da planilha Excel. A carga a ser considerada é aquela correspondente aos carregamentos verificados nos dias 03/01/96 (Quarta-feira), 06/01/96 (Sábado), 07/01/96 (Domingo), 10/04/96 (Quarta-feira).

A título ilustrativo, será apresentado a seguir, o cálculo da queda de tensão interna nos transformadores da SEJA, tornando-se como referência o carregamento

verificado as 15:00H do dia 03/01/96, ou seja: 4,07MVA, $\text{Cos}\varphi = 0,88$, Tap 13,8kV. Assim, o carregamento do transformador equivalente será: 2,03MVA, $\text{Cos}\varphi = 0,88$ e a seqüência de cálculo a seguinte:

$$\text{Reg.}\% = \frac{2,030}{2,000} \left[(1,09 \times 0,88 + 6,14 \times 0,47) + \frac{1}{200} (6,14 \times 0,88 + 1,09 \times 0,47)^2 \right] = 4,08\%$$

$$\Delta V = V_{\text{vazio}} \times \frac{\text{Reg.}\%}{100} = 13,800 \times \frac{4,08}{100} = 138 \times 4,08 = 563,04\text{V}$$

A tensão no transformador, com carga, é obtida da seguinte forma:

$V_{\text{Carga}} = V_{\text{vazio}} - \Delta V = 13.800 - 563,04 = 13.237 \text{ V}$. Transferindo este valor para o primário tem-se:

$$V_{\text{JA}_{\text{AT}}} = \frac{35,0\text{KV}}{13,8\text{KV}} \times 13,237\text{KV} = 33,572\text{KV} \cong 33,6 \text{ KV}$$

Onde:

$V_{\text{JA}_{\text{AT}}}$ = Valor de tensão no primário do transformador.

A queda de tensão na linha PRE pode ser determinada utilizando-se o valor medido na subestação supridora de Ariquemes (VQM) e o valor calculado ($V_{\text{JA}_{\text{AT}}}$), ou seja:

$$\Delta V_{\text{PRE}} = \frac{V_{\text{QM}_{\text{AT}}} - V_{\text{JA}_{\text{AT}}}}{V_{\text{QM}_{\text{AT}}}} \times 100 = \frac{35,0 - 33,6}{35,0} \times 100$$

$$\Delta V_{\text{PRE}} = 4\%$$

As tabelas IV.1 a IV.4 apresentam as quedas de tensão interna nos trafos de acordo com o carregamento horário nos dias considerados.

Tabela IV.1- Queda de tensão nos trafos da SEJA, tap 13,8 KV- ref. 03/01/96

HORA	Pot. Ativa (MW)	Pot. Reativa (MVar)	Pot. Aparente (MVA)	Sc	cos ϕ	sen ϕ	R% tap 13,8	X% tap 13,8	Sn	Reg. (%)	Tensão a vazio (Volts)	ΔV_t (Volts)	Tensão c/ carga (Volts)
01:00	2,8	0,3	2,82	1,41	0,99	0,11	1,09	6,14	2,00	1,36	13.800	187,6	13.612
02:00	3,7	0,9	3,81	1,90	0,97	0,24	1,09	6,14	2,00	2,57	13.800	355,2	13.445
03:00	3,8	0,8	3,88	1,94	0,98	0,21	1,09	6,14	2,00	2,45	13.800	338,4	13.462
04:00	3,7	0,8	3,79	1,89	0,98	0,21	1,09	6,14	2,00	2,42	13.800	334,0	13.466
05:00	3,7	0,8	3,79	1,89	0,98	0,21	1,09	6,14	2,00	2,42	13.800	334,0	13.466
06:00	3,7	0,8	3,78	1,89	0,98	0,21	1,09	6,14	2,00	2,42	13.800	334,0	13.466
07:00	2,8	0,8	2,91	1,46	0,96	0,27	1,09	6,14	2,00	2,13	13.800	294,1	13.506
08:00	3,4	1,5	3,72	1,86	0,91	0,40	1,09	6,14	2,00	3,40	13.800	469,1	13.331
09:00	3,3	1,5	3,62	1,81	0,91	0,41	1,09	6,14	2,00	3,37	13.800	464,7	13.335
10:00	3,2	1,5	3,53	1,77	0,91	0,42	1,09	6,14	2,00	3,33	13.800	460,2	13.340
11:00	2,9	1,0	3,07	1,53	0,95	0,33	1,09	6,14	2,00	2,47	13.800	341,0	13.459
12:00	2,9	1,1	3,10	1,55	0,93	0,35	1,09	6,14	2,00	2,62	13.800	362,2	13.438
13:00	2,5	0,9	2,94	1,47	0,95	0,31	1,09	6,14	2,00	2,28	13.800	315,3	13.485
14:00	3,3	1,3	3,55	1,77	0,93	0,37	1,09	6,14	2,00	3,06	13.800	422,3	13.378
15:00	3,6	1,9	4,07	2,04	0,88	0,47	1,09	6,14	2,00	4,08	13.800	562,6	13.237
16:00	3,6	1,9	4,07	2,04	0,88	0,47	1,09	6,14	2,00	4,08	13.800	562,6	13.237
17:00	3,3	1,3	3,55	1,77	0,93	0,37	1,09	6,14	2,00	3,06	13.800	422,3	13.378
18:00	3,5	1,0	3,64	1,82	0,96	0,27	1,09	6,14	2,00	2,66	13.800	367,6	13.432
19:00	3,0	0,4	3,03	1,51	0,99	0,13	1,09	6,14	2,00	1,58	13.800	217,8	13.582
20:00	2,9	0,2	2,91	1,45	1,00	0,07	1,09	6,14	2,00	1,24	13.800	170,7	13.629
21:00	2,8	0,2	2,81	1,40	1,00	0,07	1,09	6,14	2,00	1,20	13.800	166,3	13.634
22:00	2,5	0,0	2,50	1,25	1,00	0,00	1,09	6,14	2,00	0,80	13.800	110,3	13.690
23:00	2,3	0,0	2,30	1,15	1,00	0,00	1,09	6,14	2,00	0,74	13.800	101,4	13.699
24:00	2,0	0,0	2,00	1,00	1,00	0,00	1,09	6,14	2,00	0,64	13.800	88,2	13.712

Notas: 1-Trafos = Transformadores; 2- Pot. = Potência.

Tabela IV.2- Queda de tensão, trafos da SEJA, tap 14,145 KV- ref. 06/01/96

HORA	Pot. Ativa (MW)	Pot. Reat. (MVar)	Poté. Apar. (MVA)	Sc	cos ϕ	sen ϕ	R% tap 14,145	X% tap 14,145	Sn	Reg. (%)	Tensão a vazio (Volts)	ΔV_t (Volts)	Tensão c/ carga (Volts)
01:00	3,0	0,8	3,10	1,55	0,97	0,26	1,04	5,85	2,00	2,09	14.145	295,1	13.850
02:00	3,0	0,8	3,10	1,55	0,97	0,26	1,04	5,85	2,00	2,09	14.145	295,1	13.850
03:00	3,0	0,8	3,10	1,55	0,97	0,26	1,04	5,85	2,00	2,09	14.145	295,1	13.850
04:00	2,9	0,8	3,01	1,50	0,96	0,27	1,04	5,85	2,00	2,06	14.145	290,8	13.854
05:00	2,9	0,7	2,98	1,49	0,97	0,23	1,04	5,85	2,00	1,91	14.145	270,0	13.875
06:00	2,9	0,7	2,98	1,49	0,97	0,23	1,04	5,85	2,00	1,91	14.145	270,0	13.875
07:00	2,8	1,1	3,01	1,50	0,93	0,37	1,04	5,85	2,00	2,46	14.145	348,5	13.797
08:00	2,9	1,4	3,22	1,61	0,90	0,43	1,04	5,85	2,00	2,93	14.145	414,9	13.730
09:00	2,7	1,1	2,92	1,46	0,93	0,38	1,04	5,85	2,00	2,43	14.145	344,3	13.801
10:00	2,7	1,1	2,92	1,46	0,93	0,38	1,04	5,85	2,00	2,43	14.145	344,3	13.801
11:00	2,4	1,0	2,60	1,30	0,92	0,38	1,04	5,85	2,00	2,20	14.145	310,6	13.834
12:00	3,4	1,7	3,80	1,90	0,89	0,45	1,04	5,85	2,00	3,52	14.145	498,5	13.646
13:00	3,7	1,4	3,96	1,98	0,94	0,35	1,04	5,85	2,00	3,18	14.145	449,5	13.695
14:00	3,7	1,2	3,89	1,94	0,95	0,31	1,04	5,85	2,00	2,89	14.145	408,1	13.737
15:00	4,0	1,5	4,27	2,14	0,94	0,35	1,04	5,85	2,00	3,42	14.145	483,2	13.662
16:00	4,0	0,6	4,04	2,02	0,99	0,15	1,04	5,85	2,00	2,10	14.145	296,5	13.849
17:00	3,0	0,5	3,04	1,52	0,99	0,16	1,04	5,85	2,00	1,65	14.145	232,7	13.912
18:00	3,4	0,5	3,44	1,72	0,99	0,15	1,04	5,85	2,00	1,77	14.145	249,9	13.895
19:00	3,9	1,1	4,05	2,03	0,96	0,27	1,04	5,85	2,00	2,80	14.145	396,0	13.749
20:00	3,9	0,5	3,93	1,97	0,99	0,13	1,04	5,85	2,00	1,92	14.145	271,4	13.874
21:00	3,8	0,4	3,82	1,91	0,99	0,10	1,04	5,85	2,00	1,74	14.145	246,2	13.899
22:00	3,4	0,2	3,41	1,70	1,00	0,06	1,04	5,85	2,00	1,32	14.145	187,4	13.958
23:00	3,0	0,0	3,00	1,50	1,00	0,00	1,04	5,85	2,00	0,91	14.145	128,5	14.017
24:00	2,8	0,0	2,80	1,40	1,00	0,00	1,04	5,85	2,00	0,85	14.145	119,9	14.025

Notas: 1- Trafo = Transformadores; Pot. = Potência; 3- Reat. = Reativa; 4- Apar. = Aparente.

Tabela IV.3- Queda de tensão, trafos da SEJA, tap 14,145 KV- ref. 07/01/96

HORA	Pot. Ativa (MW)	Pot. Reat. (MVAR)	Pot. Apar. (MVA)	Sc	cos ϕ	sen ϕ	R% tap 14.145	X% tap 14.145	Sn	Reg. (%)	Tensão a vazio (Volts)	ΔV_t (Volts)	Tensão c/ carga (Volts)
01:00	3,7	0,5	3,73	1,87	0,99	0,13	1,04	5,85	2,00	1,86	14.145	262,8	13.882
02:00	3,7	0,5	3,73	1,87	0,99	0,13	1,04	5,85	2,00	1,86	14.145	262,8	13.882
03:00	3,7	0,5	3,73	1,87	0,99	0,13	1,04	5,85	2,00	1,86	14.145	262,8	13.882
04:00	3,6	0,4	3,62	1,81	0,99	0,11	1,04	5,85	2,00	1,68	14.145	237,7	13.907
05:00	3,6	0,4	3,62	1,81	0,99	0,11	1,04	5,85	2,00	1,68	14.145	237,7	13.907
06:00	3,5	0,4	3,52	1,76	0,99	0,11	1,04	5,85	2,00	1,65	14.145	233,4	13.912
07:00	3,4	0,5	3,44	1,72	0,99	0,15	1,04	5,85	2,00	1,77	14.145	249,9	13.895
08:00	3,4	0,8	3,49	1,75	0,97	0,23	1,04	5,85	2,00	2,21	14.145	312,3	13.833
09:00	3,2	0,7	3,28	1,64	0,98	0,21	1,04	5,85	2,00	2,00	14.145	282,9	13.862
10:00	3,2	0,6	3,26	1,63	0,98	0,18	1,04	5,85	2,00	1,85	14.145	262,1	13.883
11:00	3,2	0,6	3,26	1,63	0,98	0,18	1,04	5,85	2,00	1,85	14.145	262,1	13.883
12:00	2,6	0,4	2,63	1,32	0,99	0,15	1,04	5,85	2,00	1,38	14.145	194,8	13.950
13:00	3,2	0,8	3,30	1,65	0,97	0,24	1,04	5,85	2,00	2,15	14.145	303,7	13.841
14:00	3,2	0,7	3,28	1,64	0,98	0,21	1,04	5,85	2,00	2,00	14.145	282,9	13.862
15:00	3,2	0,8	3,30	1,65	0,97	0,24	1,04	5,85	2,00	2,15	14.145	303,7	13.841
16:00	3,2	0,8	3,30	1,65	0,97	0,24	1,04	5,85	2,00	2,15	14.145	303,7	13.841
17:00	3,3	0,8	3,40	1,70	0,97	0,24	1,04	5,85	2,00	2,18	14.145	308,0	13.837
18:00	3,4	0,8	3,49	1,75	0,97	0,23	1,04	5,85	2,00	2,21	14.145	312,3	13.833
19:00	3,8	0,5	3,83	1,92	0,99	0,13	1,04	5,85	2,00	1,89	14.145	267,1	13.878
20:00	3,9	0,5	3,93	1,97	0,99	0,13	1,04	5,85	2,00	1,92	14.145	271,4	13.874
21:00	3,8	0,4	3,82	1,91	0,99	0,10	1,04	5,85	2,00	1,74	14.145	246,2	13.899
22:00	3,6	0,3	3,61	1,81	1,00	0,08	1,04	5,85	2,00	1,53	14.145	216,8	13.928
23:00	3,2	0,2	3,21	1,60	1,00	0,06	1,04	5,85	2,00	1,26	14.145	178,8	13.966
00:00	2,9	0,1	2,90	1,45	1,00	0,03	1,04	5,85	2,00	1,03	14.145	145,1	14.000

Notas: 1- Trafo = Transformadores; Pot. = Potência; 3- Reat. = Reativa; 4- Apar. = Aparente.

Tabela IV.4- Queda de tensão, trafos da SEJA, tap 14,145 KV- ref. 10/04/96

HORA	Pot. Ativa (MW)	Pot. Reat. (MVar)	Pot. Apar. (MVA)	Sc	cos ϕ	sen ϕ	R% tap 14,145	X% tap 14,145	Sn	Reg. (%)	Tensão a vazio (Volts)	Δ Vt (Volts)	Tensão c/ carga (Volts)
01:00	3,3	0,6	3,35	1,68	0,98	0,18	1,04	5,85	2,00	1,88	14.145	266,4	13.879
02:00	4,4	1,0	4,51	2,26	0,98	0,22	1,04	5,85	2,00	2,81	14.145	396,8	13.748
03:00	4,4	1,0	4,51	2,26	0,98	0,22	1,04	5,85	2,00	2,81	14.145	396,8	13.748
04:00	4,4	1,0	4,51	2,26	0,98	0,22	1,04	5,85	2,00	2,81	14.145	396,8	13.748
05:00	4,4	1,0	4,51	2,26	0,98	0,22	1,04	5,85	2,00	2,81	14.145	396,8	13.748
06:00	4,5	1,3	4,68	2,34	0,96	0,28	1,04	5,85	2,00	3,28	14.145	463,3	13.682
07:00	3,2	0,7	3,28	1,64	0,98	0,21	1,04	5,85	2,00	2,00	14.145	282,9	13.862
08:00	3,7	1,6	4,03	2,02	0,92	0,40	1,04	5,85	2,00	3,47	14.145	490,9	13.654
09:00	3,6	1,4	3,86	1,93	0,93	0,36	1,04	5,85	2,00	3,15	14.145	445,2	13.700
10:00	3,5	1,4	3,77	1,88	0,93	0,37	1,04	5,85	2,00	3,12	14.145	440,9	13.704
11:00	3,6	1,4	3,86	1,93	0,93	0,36	1,04	5,85	2,00	3,15	14.145	445,2	13.700
12:00	3,3	0,8	3,40	1,70	0,97	0,24	1,04	5,85	2,00	2,18	14.145	308,0	13.837
13:00	3,5	1,2	3,70	1,85	0,95	0,32	1,04	5,85	2,00	2,82	14.145	399,5	13.745
14:00	3,5	1,4	3,77	1,88	0,93	0,37	1,04	5,85	2,00	3,12	14.145	440,9	13.704
15:00	3,6	1,5	3,90	1,95	0,92	0,38	1,04	5,85	2,00	3,29	14.145	465,9	13.679
16:00	3,6	1,4	3,86	1,93	0,93	0,36	1,04	5,85	2,00	3,15	14.145	445,2	13.700
17:00	3,6	1,4	3,86	1,93	0,93	0,36	1,04	5,85	2,00	3,15	14.145	445,2	13.700
18:00	3,8	1,1	3,96	1,98	0,96	0,28	1,04	5,85	2,00	2,77	14.145	391,7	13.753
19:00	3,5	0,8	3,59	1,80	0,97	0,22	1,04	5,85	2,00	2,24	14.145	316,6	13.828
20:00	3,4	0,6	3,45	1,73	0,98	0,17	1,04	5,85	2,00	1,91	14.145	270,7	13.874
21:00	3,4	0,6	3,45	1,73	0,98	0,17	1,04	5,85	2,00	1,91	14.145	270,7	13.874
22:00	3,1	0,5	3,14	1,57	0,99	0,16	1,04	5,85	2,00	1,68	14.145	237,0	13.908
23:00	3,8	0,6	3,85	1,92	0,99	0,16	1,04	5,85	2,00	2,04	14.145	287,9	13.857
24:00	3,6	0,5	3,63	1,82	0,99	0,14	1,04	5,85	2,00	1,83	14.145	258,5	13.887

Notas: 1- Trafo = Transformadores; Pot. = Potência; 3- Reat. = Reativa; 4- Apar. = Aparente.

ANEXO V

Tabela V.1- Perdas técnicas na SEQM

MES	ANO	Wmédia (MWh)	T (horas)	Cosp	Sc (MVA)	Sn (MVA)	fcf = Sc/Sn	fcf'	PWI (W)	Ept (MWh)
JAN	1996	3,365	688,18	0,97	3,469	5,600	0,619	0,384	18.012,56	12,40
	1997	3,494	735,61	0,97	3,602	5,600	0,643	0,414	18.912,16	13,91
	1998	1,255	728,97	0,97	1,294	5,600	0,231	0,053	8.101,36	5,91
FEV	1996	3,53	688,61	0,97	3,639	5,600	0,650	0,422	19.169,26	13,20
	1997	3,506	662,86	0,97	3,614	5,600	0,645	0,417	18.997,57	12,59
	1998	1,788	664,28	0,97	1,843	5,600	0,329	0,108	9.750,40	6,48
MAR	1996	3,535	730,19	0,97	3,644	5,600	0,651	0,424	19.205,17	14,02
	1997	3,704	734,36	0,97	3,819	5,600	0,682	0,465	20.449,02	15,02
	1998	1,963	736,64	0,97	2,024	5,600	0,361	0,131	10.417,80	7,67
ABR	1996	3,633	710,48	0,97	3,745	5,600	0,669	0,447	19.919,38	14,15
	1997	3,729	710,81	0,97	3,844	5,600	0,686	0,471	20.637,95	14,67
	1998	2,059	712,39	0,97	2,123	5,600	0,379	0,144	10.810,37	7,70
MAIO	1996	3,625	735,26	0,97	3,737	5,600	0,667	0,445	19.860,35	14,60
	1997	3,767	734,14	0,97	3,884	5,600	0,693	0,481	20.927,56	15,36
	1998	1,899	736,66	0,97	1,958	5,600	0,350	0,122	10.166,50	7,49
JUN	1996	3,577	706,39	0,97	3,688	5,600	0,659	0,434	19.508,87	13,78
	1997	3,725	701,60	0,97	3,840	5,600	0,686	0,470	20.607,64	14,46
	1998	1,897	702,60	0,97	1,956	5,600	0,349	0,122	10.158,78	7,14
JUL	1996	3,640	713,03	0,97	3,753	5,600	0,670	0,449	19.971,14	14,24
	1997	3,595	732,41	0,97	3,706	5,600	0,662	0,438	19.640,13	14,38
	1998	1,948	732,09	0,97	2,008	5,600	0,359	0,129	10.358,15	7,58
AGO	1996	3,518	728,99	0,97	3,627	5,600	0,648	0,419	19.083,27	13,91
	1997	3,580	735,54	0,97	3,691	5,600	0,659	0,434	19.530,70	14,37
	1998	2,069	734,91	0,97	2.133	5,600	0,381	0,145	10.852,34	7,98
SET.	1996	3,543	708,40	0,97	3,653	5,600	0,652	0,425	19.262,74	13,65
	1997	3,675	700,43	0,97	3,789	5,600	0,677	0,458	20.231,45	14,17
	1998	1,988	691,78	0,97	2,049	5,600	0,366	0,134	10.518,23	7,28
OUT	1996	3,635	735,34	0,97	3,747	5,600	0,669	0,448	19.934,16	14,66
	1997	0,001	720,04	0,97	0,001	5,600	0,000	0,000	6.500,00	4,68
	1998	1,990	729,29	0,97	2,052	5,600	0,366	0,134	10.526,32	7,68
NOV	1996	3,685	711,01	0,97	3,799	5,600	0,678	0,460	20.306,28	14,44
	1997	0,001	685,15	0,97	0,001	5,600	0,000	0,000	6.500,00	4,45
	1998	1,919	697,39	0,97	1,978	5,600	0,353	0,125	10.244,14	7,14
DEZ	1996	3,623	733,84	0,97	3,735	5,600	0,667	0,445	19.845,61	14,56
	1997	0,001	730,58	0,97	0,001	5,600	0,000	0,000	6.500,00	4,75
	1998	2,120	733,79	0,97	2,186	5,600	0,390	0,152	11.069,55	8,12
Perdas totais verificadas no ano de 1996:.....										167,61
Perdas totais verificadas no ano de 1997:.....										142,82
Perdas totais verificadas no ano de 1998:.....										88,16
PERDAS TOTAIS:.....										398,59

Tabela V.2- Perdas técnicas na SEJA

MES	ANO	Wmédia (MWh)	T (horas)	cosφ	Sc (MVA)	Sn (MVA)	fcf = Sc/Sn	fcf'	PWT (W)	Ept (MWh)
JAN	1996	3,365	688,18	0,97	3,469	4,000	0,867	0,752	47.512,00	32,70
	1997	3,494	735,61	0,97	3,602	4,000	0,901	0,811	50.568,26	37,20
	1998	1,255	728,97	0,97	1,294	4,000	0,323	0,105	13.840,36	10,09
FEV	1996	3,53	688,61	0,97	3,639	4,000	0,910	0,828	51.441,69	35,42
	1997	3,506	662,86	0,97	3,614	4,000	0,904	0,817	50.858,41	33,71
	1998	1,788	664,28	0,97	1,843	4,000	0,461	0,212	19.442,69	12,92
MAR.	1996	3,535	730,19	0,97	3,644	4,000	0,911	0,830	51.563,71	37,65
	1997	3,704	734,36	0,97	3,819	4,000	0,955	0,911	55.789,47	40,97
	1998	1,963	736,64	0,97	2,024	4,000	0,506	0,256	21.710,07	15,99
ABR.	1996	3,633	710,48	0,97	3,745	4,000	0,936	0,877	53.990,12	38,36
	1997	3,729	710,81	0,97	3,844	4,000	0,961	0,924	56.431,34	40,11
	1998	2,059	712,39	0,97	2,123	4,000	0,531	0,282	23.043,76	16,42
MAIO	1996	3,625	735,26	0,97	3,737	4,000	0,934	0,873	53.789,55	39,55
	1997	3,767	734,14	0,97	3,884	4,000	0,971	0,943	57.415,24	42,15
	1998	1,899	736,66	0,97	1,958	4,000	0,489	0,240	20.856,32	15,36
JUN	1996	3,577	706,39	0,97	3,688	4,000	0,922	0,850	52.595,47	37,15
	1997	3,725	701,60	0,97	3,840	4,000	0,960	0,922	56.328,35	39,52
	1998	1,897	702,60	0,97	1,956	4,000	0,489	0,239	20.830,10	14,64
JUL.	1996	3,640	713,03	0,97	3,753	4,000	0,938	0,880	54.165,97	38,62
	1997	3,595	732,41	0,97	3,706	4,000	0,927	0,858	53.041,39	38,85
	1998	1,948	732,09	0,97	2,008	4,000	0,502	0,252	21.507,44	15,75
AGO	1996	3,518	728,99	0,97	3,627	4,000	0,907	0,822	51.149,55	37,29
	1997	3,580	735,54	0,97	3,691	4,000	0,923	0,851	52.669,64	38,74
	1998	2,069	734,91	0,97	2,133	4,000	0,533	0,284	23.186,35	17,04
SET.	1996	3,543	708,40	0,97	3,653	4,000	0,913	0,834	51.759,29	36,67
	1997	3,675	700,43	0,97	3,789	4,000	0,947	0,897	55.050,31	38,56
	1998	1,988	691,78	0,97	2,049	4,000	0,512	0,263	22.051,26	15,25
OUT.	1996	3,635	735,34	0,97	3,747	4,000	0,937	0,878	54.040,32	39,74
	1997	0,001	720,04	0,97	0,001	4,000	0,000	0,000	8.400,00	6,05
	1998	1,990	729,29	0,97	2,052	4,000	0,513	0,263	22.078,74	16,10
NOV	1996	3,685	711,01	0,97	3,799	4,000	0,950	0,902	55.304,54	39,32
	1997	0,001	685,15	0,97	0,001	4,000	0,000	0,000	8.400,00	5,76
	1998	1,919	697,39	0,97	1,978	4,000	0,495	0,245	21.120,08	14,73
DEZ	1996	3,623	733,84	0,97	3,735	4,000	0,934	0,872	53.739,48	39,44
	1997	0,001	730,58	0,97	0,001	4,000	0,000	0,000	8.400,00	6,14
	1998	2,120	733,79	0,97	2,186	4,000	0,546	0,299	23.924,29	17,56
Perdas totais verificadas no ano de 1996:.....										451,90
Perdas totais verificadas no ano de 1997:.....										367,75
Perdas totais verificadas no ano de 1998:.....										181,84
PERDAS TOTAIS:.....										1.001,49

ANEXO VI

Tabela VI- Perdas técnicas na LT 34,5 kV – Alternativa II

MES	ANO	Wmédia (MWh)	T (horas)	Wmax (MW)	I _{max} (A)	I _c	I _p	P _{ow} média (KW)	P _{ow} max (KW)	E _{pw} (MWh)
JAN	1996	3,365	688,18	4,300	74,19	0,78	0,66	135,28	203,90	93,10
	1997	3,494	735,61	4,300	74,19	0,81	0,71	143,94	203,90	105,89
	1998	1,255	728,97	4,700	81,09	0,27	0,13	31,67	243,60	23,09
FEV	1996	3,53	688,61	4,600	79,36	0,77	0,64	149,91	233,35	103,23
	1997	3,506	662,86	4,400	75,91	0,80	0,68	145,92	213,50	96,73
	1998	1,788	664,28	3,200	55,21	0,56	0,39	43,61	112,92	28,97
MAR	1996	3,535	730,19	4,500	77,64	0,79	0,67	149,09	223,31	108,86
	1997	3,704	734,36	4,300	74,19	0,86	0,78	158,60	203,90	116,47
	1998	1,963	736,64	3,200	55,21	0,61	0,45	50,53	112,92	37,22
ABR	1996	3,633	710,48	4,500	77,64	0,81	0,70	155,97	223,31	110,81
	1997	3,729	710,81	4,200	72,46	0,89	0,82	159,16	194,53	113,13
	1998	2,059	712,39	3,400	58,66	0,61	0,44	55,89	127,48	39,81
MAIO	1996	3,625	735,26	4,400	75,91	0,82	0,72	154,21	213,50	113,38
	1997	3,767	734,14	4,400	75,91	0,86	0,77	164,38	213,50	120,67
	1998	1,899	736,66	3,400	58,66	0,56	0,39	49,20	127,48	36,24
JUN	1996	3,577	706,39	4,300	74,19	0,83	0,73	149,66	203,90	105,71
	1997	3,725	701,60	4,400	75,91	0,85	0,76	161,34	213,50	113,19
	1998	1,897	702,60	3,200	55,21	0,59	0,42	47,86	112,92	33,63
JUL	1996	3,640	713,03	4,300	74,19	0,85	0,76	154,06	203,90	109,85
	1997	3,595	732,41	4,300	74,19	0,84	0,74	150,91	203,90	110,53
	1998	1,948	732,09	3,400	58,66	0,57	0,40	51,20	127,48	37,49
AGO	1996	3,518	728,99	4,200	72,46	0,84	0,74	144,42	194,53	105,28
	1997	3,580	735,54	4,200	72,46	0,85	0,76	148,68	194,53	109,36
	1998	2,069	734,91	3,400	58,66	0,61	0,44	56,32	127,48	41,39
SET.	1996	3,543	708,40	4,200	72,46	0,84	0,75	146,13	194,53	103,52
	1997	3,675	700,43	4,000	69,01	0,92	0,87	152,89	176,44	107,09
	1998	1,988	691,78	3,400	58,66	0,58	0,41	52,87	127,48	36,57
OUT	1996	3,635	735,34	4,300	74,19	0,85	0,75	153,71	203,90	113,03
	1997	0,001	720,04	3,400	58,66	0,00	0,00	0,01	127,48	0,01
	1998	1,990	729,29	3,400	58,66	0,59	0,42	52,95	127,48	38,62
NOV	1996	3,685	711,01	4,300	74,19	0,86	0,77	157,25	203,90	111,80
	1997	0,001	685,15	2,200	37,96	0,00	0,00	0,01	53,37	0,00
	1998	1,919	697,39	3,400	58,66	0,56	0,39	50,01	127,48	34,88
DEZ	1996	3,623	733,84	4,200	72,46	0,86	0,78	151,67	194,53	111,30
	1997	0,001	730,58	2,000	34,50	0,00	0,00	0,01	44,11	0,00
	1998	2,120	733,79	3,800	65,56	0,56	0,39	61,35	159,24	45,01
Perdas totais verificadas no ano de 1996:.....									2.496,58	1.289,88
Perdas totais verificadas no ano de 1997:.....									2.042,68	993,07
Perdas totais verificadas no ano de 1998:.....									1.633,99	432,92
PERDAS TOTAIS:.....									6.173,24	2.715,87

ANEXO VII

Tabela VII- Resumo das perdas técnicas – alternativa II

MÊS	ANO	Energia Perdida na SEOM (MWh)	Energia Perdida na SEJA (MWh)	Energia Perdida na ET 34,5 KV (MWh)	Energia Perdida Total (MWh)	Demanda Perdida P _{av} max (KW)
JAN.	1996	12,4	32,70	93,10	138,20	203,90
	1997	13,91	37,20	105,89	157,00	203,90
	1998	5,91	10,09	23,09	39,09	243,60
FEV.	1996	13,2	35,42	103,23	151,85	233,35
	1997	12,59	33,71	96,73	143,03	213,50
	1998	6,48	12,92	28,97	48,37	112,92
MAR.	1996	14,02	37,65	108,86	160,53	223,31
	1997	15,02	40,97	116,47	172,46	203,90
	1998	7,67	15,99	37,22	60,88	112,92
ABR.	1996	14,15	38,36	110,81	163,32	223,31
	1997	14,67	40,11	113,13	167,91	194,53
	1998	7,7	16,42	39,81	63,93	127,48
MAIO	1996	14,6	39,55	113,38	167,53	213,50
	1997	15,36	42,15	120,67	178,18	213,50
	1998	7,49	15,36	36,24	59,09	127,48
JUN.	1996	13,78	37,15	105,71	156,64	203,90
	1997	14,46	39,52	113,19	167,17	213,50
	1998	7,14	14,64	33,63	55,41	112,92
JUL.	1996	14,24	38,62	109,85	162,71	203,90
	1997	14,38	38,85	110,53	163,76	203,90
	1998	7,58	15,75	37,49	60,82	127,48
AGO	1996	13,91	37,29	105,28	156,48	194,53
	1997	14,37	38,74	109,36	162,47	194,53
	1998	7,98	17,04	41,39	66,41	127,48
SET.	1996	13,65	36,67	103,52	153,84	194,53
	1997	14,17	38,56	107,09	159,82	176,44
	1998	7,28	15,25	36,57	59,10	127,48
OUT.	1996	14,66	39,74	113,03	167,43	203,90
	1997	4,68	6,05	0,01	10,74	127,48
	1998	7,68	16,10	38,62	62,40	127,48
NOV.	1996	14,44	39,32	111,80	165,56	203,90
	1997	4,45	5,76	0,00	10,21	53,37
	1998	7,14	14,73	34,88	56,75	127,48
DEZ.	1996	14,56	39,44	111,30	165,30	194,53
	1997	4,75	6,14	0,00	10,89	44,11
	1998	8,12	17,56	45,01	70,69	159,24
TOTAIS	1996	167,61	451,91	1.289,87	1.909,39	2.496,56
TOTAIS	1997	142,81	367,76	993,07	1.503,64	2.042,66
TOTAIS	1998	88,17	181,85	432,92	702,94	1.633,96
TOTAL GERAL		398,59	1.001,52	2.715,86	4.115,97	6.173,18

ANEXO VIII

Tabela VIII- Custo das perdas técnicas – Alternativa II

MES	ANO	Valor do MWh	Cotação	Wmédia	DEC	Energia	Custo da Energia	
		Interrompido (RS)	dólar USA (RS/US\$)	(MW)	Mensal (horas)	Interrompida (MWh)	(RS)	(US\$)
JAN.	1996	121,93	0,9740	3,365	6,845	23,03	2.808,47	2.883,43
	1997	127,44	1,0430	3,494	6,845	23,92	3.047,91	2.922,25
	1998	132,07	1,1200	1,255	6,845	8,59	1.134,54	1.012,99
FEV.	1996	121,93	0,9810	3,53	6,845	24,16	2.946,18	3.003,24
	1997	127,44	1,0510	3,506	6,845	24,00	3.058,38	2.909,97
	1998	132,07	1,1270	1,788	6,845	12,24	1.616,39	1.434,24
MAR.	1996	121,93	0,9860	3,535	6,845	0,52	62,97	63,86
	1997	127,44	1,0550	3,704	6,845	0,54	68,96	65,37
	1998	132,07	1,1340	1,963	6,845	0,29	37,87	33,40
ABR.	1996	121,93	0,9900	3,633	6,845	0,53	64,71	65,37
	1997	127,44	1,0620	3,729	6,845	0,54	69,43	65,37
	1998	132,07	1,1410	2,059	6,845	0,30	39,73	34,82
MAIO	1996	121,93	0,9950	3,625	6,845	0,53	64,57	64,90
	1997	127,44	1,0680	3,767	6,845	0,55	70,13	65,67
	1998	132,07	1,1481	1,899	6,845	0,28	36,64	31,91
JUN	1996	121,93	1,0020	3,577	6,845	0,52	63,72	63,59
	1997	127,44	1,0750	3,725	6,845	0,54	69,35	64,51
	1998	132,07	1,1546	1,897	6,845	0,28	36,60	31,70
JUL.	1996	121,93	1,0070	3,640	6,845	0,53	64,84	64,39
	1997	127,44	1,0800	3,595	6,845	0,53	66,93	61,97
	1998	132,07	1,1615	1,948	6,845	0,28	37,59	32,36
AGO.	1996	121,93	1,0130	3,518	6,845	0,51	62,67	61,86
	1997	127,44	1,0880	3,580	6,845	0,52	66,65	61,26
	1998	132,07	1,1721	2,069	6,845	0,30	39,92	34,06
SET.	1996	121,93	1,0190	3,543	6,845	0,52	63,11	61,93
	1997	127,44	1,0940	3,675	6,845	0,54	68,42	62,54
	1998	132,07	1,1809	1,988	6,845	0,29	38,36	32,48
OUT.	1996	121,93	1,0250	3,635	6,845	0,53	64,75	63,17
	1997	127,44	1,1000	0,001	6,845	0,00	0,02	0,02
	1998	132,07	1,1884	1,990	6,845	0,29	38,40	32,31
NOV.	1996	121,93	1,0310	3,685	6,845	0,54	65,64	63,67
	1997	127,44	1,1070	0,001	6,845	0,00	0,02	0,02
	1998	132,07	1,1937	1,919	6,845	0,28	37,03	31,02
DEZ.	1996	121,93	1,0370	3,623	6,845	0,53	64,54	62,23
	1997	127,44	1,1140	0,001	6,845	0,00	0,02	0,02
	1998	132,07	1,2054	2,120	6,845	0,31	40,90	33,93
TOTA 1996						52,46	6.396,16	6.521,65
TOTA 1997						51,68	6.586,22	6.278,97
TOTA 1998						23,73	3.133,96	2.775,21
TOTAL GERAL:						127,87	16.116,34	15.575,83

ANEXO IX

Tabela IX- Cálculo do custo da energia interrompida – Alternativa II

MÊS	ANO	Valor do MWh Interrompido (R\$)	Cotação dólar USA (R\$/US\$)	Wmédia (MW)	DEC Mensal (horas)	Energia Interrompida (MWh)	Custo da Energia Interrompida	
							(R\$)	(US\$)
JAN.	1996	121,93	0,9740	3,365	6,845	23,03	2.808,47	2.883,43
	1997	127,44	1,0430	3,494	6,845	23,92	3.047,91	2.922,25
	1998	132,07	1,1200	1,255	6,845	8,59	1.134,54	1.012,99
FEV.	1996	121,93	0,9810	3,53	6,845	24,16	2.946,18	3.003,24
	1997	127,44	1,0510	3,506	6,845	24,00	3.058,38	2.909,97
	1998	132,07	1,1270	1,788	6,845	12,24	1.616,39	1.434,24
MAR.	1996	121,93	0,9860	3,535	6,845	24,20	2.950,35	2.992,24
	1997	127,44	1,0550	3,704	6,845	25,35	3.231,10	3.062,65
	1998	132,07	1,1340	1,963	6,845	13,44	1.774,59	1.564,89
ABR.	1996	121,93	0,9900	3,633	6,845	24,87	3.032,14	3.062,77
	1997	127,44	1,0620	3,729	6,845	25,53	3.252,91	3.063,00
	1998	132,07	1,1410	2,059	6,845	14,09	1.861,38	1.631,35
MAIO	1996	121,93	0,9950	3,625	6,845	24,81	3.025,46	3.040,67
	1997	127,44	1,0680	3,767	6,845	25,79	3.286,06	3.076,83
	1998	132,07	1,1481	1,899	6,845	13,00	1.716,73	1.495,28
JUN.	1996	121,93	1,0020	3,577	6,845	24,48	2.985,40	2.979,44
	1997	127,44	1,0750	3,725	6,845	25,50	3.249,42	3.022,71
	1998	132,07	1,1546	1,897	6,845	12,98	1.714,92	1.485,30
JUL.	1996	121,93	1,0070	3,640	6,845	24,92	3.037,98	3.016,87
	1997	127,44	1,0800	3,595	6,845	24,61	3.136,01	2.903,72
	1998	132,07	1,1615	1,948	6,845	13,33	1.761,03	1.516,17
AGO.	1996	121,93	1,0130	3,518	6,845	24,08	2.936,16	2.898,48
	1997	127,44	1,0880	3,580	6,845	24,51	3.122,93	2.870,34
	1998	132,07	1,1721	2,069	6,845	14,16	1.870,42	1.595,78
SET.	1996	121,93	1,0190	3,543	6,845	24,25	2.957,03	2.901,89
	1997	127,44	1,0940	3,675	6,845	25,16	3.205,80	2.930,35
	1998	132,07	1,1809	1,988	6,845	13,61	1.797,19	1.521,88
OUT.	1996	121,93	1,0250	3,635	6,845	24,88	3.033,81	2.959,82
	1997	127,44	1,1000	0,001	6,845	0,01	0,87	0,79
	1998	132,07	1,1884	1,990	6,845	13,62	1.799,00	1.513,80
NOV.	1996	121,93	1,0310	3,685	6,845	25,22	3.075,54	2.983,07
	1997	127,44	1,1070	0,001	6,845	0,01	0,87	0,79
	1998	132,07	1,1937	1,919	6,845	13,14	1.734,81	1.453,31
DEZ.	1996	121,93	1,0370	3,623	6,845	24,80	3.023,80	2.915,91
	1997	127,44	1,1140	0,001	6,845	0,01	0,87	0,78
	1998	132,07	1,2054	2,120	6,845	14,51	1.916,52	1.589,95
TOTA 1996						293,71	35.812,32	35.637,82
TOTA 1997						224,37	28.593,13	26.764,19
TOTA 1998						156,72	20.697,52	17.814,93
TOTAL GERAL:						674,79	85.102,96	80.216,94