

TESE

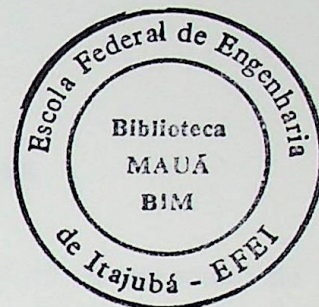
955

**Alimentação de Pequenas Cargas ao Longo  
de Linhas de Transmissão por Meio  
de Pára-Raios Energizados**

**Eber Hávila Rose**

# DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Área: Sistemas Elétricos de Potência



## ALIMENTAÇÃO DE PEQUENAS CARGAS AO LONGO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO POR MEIO DE PÁRA-RAIOS ENERGIZADOS

**ALUNO:** EBER HÁVILA ROSE

**ORIENTADOR:** MANOEL EDUARDO MIRANDA NEGRISOLI

**CO-ORIENTADORES:** MANUEL LUIZ BARREIRA MARTINEZ  
ARY D'AJUZ

**EFEI - Escola Federal de Engenharia de Itajubá - MG**

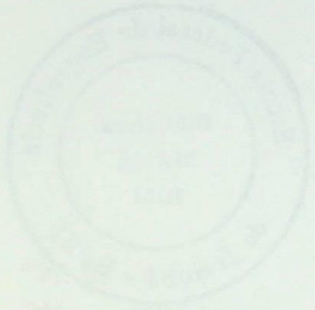
**Dezembro de 1997**

CLASS. ....

CUTTER. ....

TOMBO. ....

BIBLIOTECA DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
Área: Sistemas Elétricos de Potência



ALIMENTAÇÃO DE PEQUENAS CARGAS AO  
LONGO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO POR  
MEIO DE PÁRA-RAIOS ENERGIZADOS

ALUNO:

IBER HAVILA ROSE

ORIENTADOR:

MANOEL EDUARDO MINGANDA ACRISOLLI

CO-ORIENTADORES: MANOEL LUIZ BARREIRA MARTINS

ARY BAILEY

FUEL - Escola Federal de Engenharia de Ilhéus - BA

Dezembro de 1997



Ministério da educação e do Desporto  
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ  
Reconhecida Lei 3232 - 05/01 1917

## ANEXO I

### PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 346 de 15 de dezembro de 1997, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: "Alimentação de Pequenas Cargas ao Longo de Linhas de Transmissão" apresenta pronunciamento no sentido de que o Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá solicite ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) a expedição do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica na Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência, satisfeitas as demais exigências regimentais, à Eber Hávila Rose.

Itajubá, 16 de dezembro de 1997.

Prof. José Antonio Jardini  
1º Examinador - USP-SP

Prof. Manuel Luis Barreira Martinez  
2º Examinador - EFEI

Prof. Manoel Eduardo Miranda Negrisoli  
3º Examinador - EFEI (Orientador)



Ministério da educação e do Desporto  
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ  
Reconhecida Lei 3232 - 05/01/1917

## ANEXO II

### FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: "Alimentação de Pequenas Cargas ao Longo de Linhas de Transmissão."

Autor: Eber Hávila Rose

#### JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	

Resultado Médio: Conceito A, ou seja, aprovado

Observações: O candidato deve ser aprovado  
conceito obtido pela banca

Itajubá, 16 de dezembro de 1997.

Prof. José Antonio Jardini  
1º Examinador - USP-SP

Prof. Manuel Luis Barreira Martinez  
2º Examinador - EFEI

Prof. Manoel Eduardo Miranda Negrisoli  
3º Examinador - EFEI (Orientador)

aos meus pais Waldemar Rose e Maria Litoldo Rose, em memória,  
à minha esposa Mária e minhas filhas Ester e Sara.

## Agradecimentos.

Gostaria de agradecer, primeiramente, a Deus que me acompanhou durante todo este período dando-me a força necessária para a conclusão deste trabalho.

À minha esposa Míria e minhas filhas Ester e Sara pela paciência e compreensão que tiveram durante um período tão longo.

Aos meus pais Waldemar Rose e Maria Litoldo Rose que estavam conosco no início desta carreira mas não puderam ver o seu final.

Às Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE, especialmente à Superintendência de Planejamento da Expansão - EPE e à Gerência de Estudos de Sistemas e Equipamentos Elétricos - EPES, nas pessoas de seus gerentes José Henrique M. Fernandes e Camilo Machado Júnior pela oportunidade que me foi proporcionada de desenvolver este trabalho e publicá-lo.

À Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI, na pessoa do orientador Manoel Eduardo Miranda Negrisoli e aos amigos e também co-orientadores Manuel Luiz Barreira Martinez e Ary D'Ajuz pelo constante apoio sem o qual este trabalho não poderia existir.

Aos colegas Edmundo Montalvão, pelas sugestões na parte de desenvolvimento teórico, Wanderley e Flávio Farina nos diversos estudos, Joaquim na parte de desenhos e aos demais colegas da EPES.

Ao professor Francesco Iliceto, da Universidade de Roma, pelo inestimável apoio técnico durante os estudos para implantação da tecnologia PRE no Brasil.

## CONTEÚDO

1. Generalidades .....	1
1.1. Introdução .....	1
1.2. Objetivos .....	7
1.3. Apresentação .....	7
2. Princípios de Funcionamento .....	9
2.1. Introdução .....	9
2.2. Esquema monofásico com retorno pela terra e com retorno metálico .....	12
2.3. Esquema Trifásico .....	15
2.4. Esquema “V” .....	28
2.5. Conclusões .....	37
3. Capacidade de Transmissão de Potência .....	40
4. Influência do PRE no Sistema de Alta Tensão .....	47
4.1. Desempenho Frente a Surtos Atmosféricos .....	47
4.2. Extinção do arco secundário nos centelhadores .....	51
4.3. Indução na Alta desenergizada com o PRE energizado .....	53
4.4. Conclusões .....	54
5. Modelagem do Equivalente do Pára-raios Energizado PRE Trifásico para Simulação Digital .....	56
5.1. Introdução .....	56
5.2. Representação dos Modelos .....	57
5.2.1. Fonte .....	58
5.2.2. Equivalente de Curto-Circuito .....	59
5.2.3. Impedância do Transformador Elevador .....	61

5.2.4. Linha do PRE .....	62
5.2.5. Impedância de Balanceamento .....	62
5.2.6. Capacitores .....	62
5.2.7. Transformador da estação distribuidora e a carga .....	64
5.2.8. Passagem das variáveis em componentes de modo para componentes de fase .....	66
5.3. Abrangência do Programa .....	67
5.4. Manual de Utilização .....	68
5.5. Validação do Modelo .....	72
5.6. Casos Exemplos .....	81
5.7. Conclusões .....	90
6. Conclusões Finais e Sugestões para Futuros Trabalhos .....	91
6.1 Conclusões Finais .....	91
6.2 Sugestões para Futuros Trabalhos .....	93
Referências .....	95
ANEXO I - Programa Fonte do Modelo Desenvolvido .....	97
ANEXO II - Análise de Regime Permanente .....	109
AII.1. Histórico do Projeto .....	109
AII.2. Premissas .....	111
AII.3. Representação do Sistema .....	111
AII.3.1. Configuração do Sistema .....	111
AII.3.2. Linhas de Transmissão .....	113
AII.3.3. Transformadores .....	114
AII.3.4. Mercado .....	115
AII.3.5. Balanceamento Transversal e Longitudinal do PRE .....	116
AII.3.6. Capacitores de Compensação .....	122
AII.4. Resultados .....	122
AII.5. Conclusões .....	132

ANEXO III - Análise de Regime Transitório .....	134
AIII.1. Premissas .....	134
AIII.2. Representação do Sistema .....	135
AIII.3. Resultados .....	136
AIII.3.1. Energização a Frequência Natural .....	136
AIII.3.2. Rejeição de Carga .....	147
AIII.4. Conclusões .....	155
AIII.4.1. Energização a Frequência Natural .....	155
AIII.4.2. Rejeição de Carga .....	157
ANEXO IV - Análise dos Custos .....	159
AIV.1. Introdução .....	159
AIV.2. Exemplo Típico de uma Carga de 4 MVA .....	160
AIV.3. Exemplo Prático .....	161
AIV.4. Viabilidade Econômica .....	163
AIV.5. Conclusões .....	166
ANEXO V - Experiência Operativa .....	167

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 - Esquema monofásico com retorno pela terra.....	10
Figura 2.2 - Esquema monofásico com retorno metálico.....	10
Figura 2.3 - Esquema “V”.....	11
Figura 2.4 - Esquema trifásico.....	11
Figura 2.5 - Circuito para compensação da corrente de seqüência negativa produzida pelo PRE monofásico.....	13
Figura 2.6 - Parte imaginária da impedância equivalente entre a carga do PRE e o capacitor C1.....	14
Figura 2.7 - Alguns parâmetros de linhas de transmissão onde foram projetados sistema PRE.....	16
Figura 2.8 - Matriz capacitância shunt.....	18
Figura 2.9 - Matriz de impedância série completa.....	19
Figura 2.10 - Matriz de impedância série do PRE desprezando a influência mútua com o sistema principal.....	19
Figura 2.11 - Circuito simplificado do PRE.....	20
Figura 2.12 - Circuito trifásico equivalente do PRE.....	21

Figura 2.13 - Equivalente do PRE quando excitado em modo comum...	24
Figura 2.14 - Equivalente do PRE quando excitado em modo diferencial.....	25
Figura 2.15 - Circuito trifásico equivalente do PRE com as impedâncias de linha e de terra.....	26
Figura 2.16 - Circuito simplificado do esquema V com a carga trifásica no secundário.....	29
Figura 2.17 - Comportamento das tensões e correntes por influência da impedância $Z_c$ .....	30
Figura 2.18 - Componentes modais de um sistema bifásico.....	32
Figura 2.19 - Circuito utilizado para obtenção dos parâmetros em modo diferencial.....	34
Figura 2.20 - Circuito utilizado para obtenção dos parâmetros em modo comum.....	35
Figura 2.21 - Circuitos em modo diferencial e comum representando o sistema da Figura 2.16-b.....	35
Figura 2.22 - Circuitos em modo diferencial e comum representando o sistema da Figura 2.16-a.....	36
Figura 3.1 - Capacidade de transmissão das configurações típicas com os cabos de aço e ACSR.....	42

Figura 3.2 - Capacidade de transmissão de potência versus distância dos sistemas PRE trifásicos energizados em 34,5 kV em sistemas de 230 kV e 161 kV.....	46
Figura 4.1 - Isolador de porcelana rígido utilizado no PRE de 34,5 kV montado sobre uma linha de 230 kV no sistema Acre-Rondônia da Eletronorte.....	52
Figura 5.1 - Sistema completo do PRE trifásico a ser modelado.....	57
Figura 5.2 - Modelagem completa em modo diferencial (a) e comum (b).....	58
Figura 5.3 - Modelagem da fonte.....	59
Figura 5.4 - Circuito utilizado para obtenção das impedâncias em modo diferencial.....	60
Figura 5.5 - Circuito utilizado para obtenção das impedâncias em modo comum.....	60
Figura 5.6 - Impedância do transformador elevador.....	61
Figura 5.7 - Modelagem das capacitâncias.....	63
Figura 5.8 - Representação do transformador de distribuição e da carga.....	65
Figura 5.9 - Obtenção das tensões na baixa do transformador.....	66
Figura 5.10 - Módulo das tensões obtidas em função da carga com os parâmetros do sistema fixos.....	82

Figura 5.11 - Desequilíbrio de seqüência negativa na distribuição em função da carga com os parâmetros do sistema fixos.....	83
Figura 5.12 - Módulo das tensões obtidas em função da carga com a capacitância de compensação otimizada.....	83
Figura 5.13 - Desequilíbrio de seqüência negativa na distribuição em função da carga com a capacitância de compensação otimizada.....	84
Figura 5.14 - Módulo das tensões obtidas em função do comprimento da linha do PRE com os parâmetros do sistema fixos.....	84
Figura 5.15 - Desequilíbrio de seqüência negativa na distribuição em função do comprimento da linha do PRE com parâmetros do sistema fixos.....	85
Figura 5.16 - Módulo das tensões obtidas em função do comprimento da linha do PRE com a impedância de balanceamento e capacitância de equalização otimizados automaticamente em função dos parâmetros e comprimento da linha.....	86
Figura 5.17 - Desequilíbrio de seqüência negativa na distribuição em função do comprimento da linha do PRE com a impedância de balanceamento e capacitância de equalização otimizados automaticamente em função dos parâmetros e comprimento da linha.....	86

Figura AII.9 - Matriz de Impedância série por km da linha lateral....	118
Figura AIII.1 Curva de saturação do transformador de 7 MVA.....	133
Figura AIII.2 Energização do trecho Rio Crespo / Alto Paraíso através do transformador elevador 13,8/34,5 kV em Ariquemes.....	140
Figura AIII.3 Energização de Rio Crespo e Alto Paraíso com linha + trafo e fase aberta na derivação para Rio Crespo com curvas de saturação com Imag de 0,5%.....	141
Figura AIII.4 Energia no pára-raios do caso anterior.....	142
Figura AIII.5 Tensão no 34,5 kV para a energização do trecho Ariquemes-Jarú I com fase aberta na derivação.....	142
Figura AIII.6 Tensão no 13,8 kV para a energização do trecho Ariquemes-Jarú I com fase aberta na derivação.....	143
Figura AIII.7 Abertura monofásica na derivação de Rio Crespo sem curto.....	147
Figura AIII.8 Abertura monofásica na derivação de Alto Paraíso sem curto.....	147
Figura AIII.9 Curto monofásico no 34,5 kV de Jarú I com abertura monofásica no 34,5 kV eliminando o curto.....	151
Figura AIII.10 Curto monofásico no 34,5 kV de Jarú I com abertura monofásica no 34,5 kV eliminando o curto. Resultados para o 13,8 kV.....	151



## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Esquemas de PRE's apresentados na Figura 3.1.....	41
Tabela 5.1 - Definição básica dos casos a serem simulados.....	72
Tabela 5.2 - Resultados com a carga em Jamarí de 1,6 MVA e fator de potência 0,9.....	74
Tabela 5.3 - Testes do modelo com variações da carga na distribuição .....	76
Tabela 5.4 - Testes do modelo com variações no comprimento da linha.....	77
Tabela 5.5 - Testes do modelo com variações no equivalente de curto-circuito.....	78
Tabela 5.6 - Testes do modelo com variações no <i>tap's</i> dos transformadores.....	80
Tabela AII.1 Dados dos transformadores para o caso analisado.....	115
Tabela AII.2 Dados de mercado.....	115
Tabela AII.3 Valores obtidos para balanceamento transversal.....	120
Tabela AII.4 Valores obtidos para balanceamento longitudinal.....	121
Tabela AII.5 Cargas estimada - kW.....	121

Tabela AII.6 Definição das condições dos sistemas 230 kV e PRE.....	123
Tabela AII.7 Definição dos casos.....	123
Tabela AII.8 Caso A no Carregamento I.....	124
Tabela AII.9 Caso A no Carregamento II.....	125
Tabela AII.10 Caso A no Carregamento III.....	125
Tabela AII.11 Caso A no Carregamento IV.....	126
Tabela AII.12 Caso B no Carregamento II.....	126
Tabela AII.13 Caso B no Carregamento III.....	127
Tabela AII.14 Caso B no Carregamento IV.....	127
Tabela AII.15 Desequilíbrios em função da impedância de aterramento.....	129
Tabela AII.16 Desequilíbrios considerando a interligação de Jarú I e Jarú II.....	130
Tabela AIII.1 Resultados dos casos de energização.....	137
Tabela AIII.2 Casos com curtos-circuitos.....	138

Tabela AIV.1 - Custos no atendimento a uma comunidade de 4 MVA a 50 km. Unidades em 1000 US\$.....	158
Tabela AIV.2 - Comparação dos investimentos no sistema Rondônia Unidades em 1000 US\$.....	160
Tabela AIV.3 - Parâmetros econômicos básicos.....	162
Tabela AIV.4 - Resultados econômicos sistema PRE.....	163
Tabela AV.1 - Níveis de tensões no PRE em função da carga.....	167

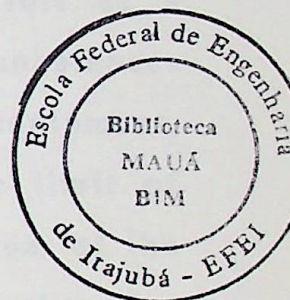
## RESUMO

A alimentação de pequenas cargas ao longo de linhas de transmissão por meio de pára-raios energizados consiste em uma tecnologia recente, onde todos os equipamentos elétricos utilizados são convencionais, que possibilita o atendimento de até alguns MVA a um custo significativamente inferior, comparado com outras possibilidades de atendimento.

Existem algumas alternativas no uso desta técnica. O atendimento pode ser monofásico ou trifásico, utilizando-se ou não o solo como condutor ou caminho de retorno. Um desequilíbrio natural deve aparecer neste sistema. No entanto, através da utilização de alguns equipamentos, estes desequilíbrios podem ser reduzidos a valores perfeitamente aceitáveis. A capacidade de transporte de energia é equivalente a um sistema convencional nos mesmos níveis de tensão. A sua confiabilidade tem se mostrado superior aos sistemas convencionais, mesmo considerando que um número maior de surtos atmosféricos devem incidir sobre a linha. Isto ocorre devido ao fato de que os cabos pára-raios energizados são menos expostos a falhas na linha tais como queda de galhos de árvores, animais que sobem nas torres, queimadas, etc, que os sistemas convencionais.

Já existem algumas experiências piloto no atendimento a pequenas localidades através desta tecnologia em alguns continentes. O uso do cabo pára-raios energizado teve a sua primeira experiência em Gana na África. No Brasil a primeira experiência foi feita pela Eletronorte e Ceron no estado de Rondônia com um projeto para atendimento total de até 13 MW.

Este trabalho analisa as diversas possibilidades de atendimento através de cabos pára-raios energizados, com desenvolvimento de algumas equações que regem o sistema. Uma análise particular é feita para a tecnologia conhecida como PRE trifásico por sua robustez e por ter sido a forma de atendimento utilizada no Brasil. Foi desenvolvido um programa digital para simulações deste modelo.



## ABSTRACTS

Supplying small loads located along the transmission lines by means of energized ground wires consists in a recent technology, where all electric equipment is conventional, which makes it possible to supply up to some MVA at a sensibly lower cost, compared to other technologies.

This technology has some alternatives. The supply of energy can be either single-phase or three-phase, by using or not the soil as a conductor or a return path for the current. Natural voltage unbalances are expected to exist in this system. However, by using some equipment, such unbalances can be reduced to acceptable values. The limit of transportation of energy is equivalent to a conventional system of the same voltage level. Its reliability has been shown to be higher than that of conventional systems, even taking into consideration that a greater number of lightning discharges is supposed to reach the transmission line. This happens due to the fact that the energized ground wires are less exposed to failures caused by branches of trees, animals that climb the towers, than the conventional transmission lines.

There are already, in some continents of the world, systems in operation which use this technology. The first energized-ground wire system was developed in Ghana, Africa. In Brazil, the first project was carried out by Eletronorte and Ceron at the State of Rondônia, designed to supply a total of 13 MW.

This work analyzes several possibilities of using the energized ground wire technology and establishes some equations that represent the system. A specific analysis is also made for the three-phase energized ground wire system, due to the fact that it has been used in Brazil. A digital program was developed for simulating this model.

## CAPÍTULO 1

### GENERALIDADES

#### 1.1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um dos principais recursos que o ser humano pode utilizar para a melhoria do seu nível de vida, aumentando em muito a sua capacidade de produção e transformação do meio onde vive para melhoria do seu bem estar. Ela é um direito que todo ser humano tem de usufruir, especialmente na época em que vivemos, onde a tecnologia está tão avançada.

No entanto, existem em diversos países, especialmente no Brasil, um número muito grande de cidades com um atendimento de energia elétrico precário, senão inexistente. Em diversas destas localidades existem longas linhas de transmissão passando por perto, em função de possuírem um potencial hídrico elevado e agirem como exportadoras de energia. Isto é muito comum em algumas áreas do Brasil, com uma população espalhada em grandes regiões a partir das quais grandes blocos de energia precisam ser transportados para centros consumidores, e isto é feito através de longas linhas de transmissão que passam perto de diversos vilarejos, fazendas, pequenas cidades, etc.

O não atendimento a estas localidades cria uma rejeição à concessionária por parte da população que presencia a utilização de suas terras sem tirar proveito algum. Isto gera uma revolta que pode, não só denegrir a imagem da concessionária, como levar ações predatórias contra as linhas de transmissão levando a prejuízos tanto de custos de manutenção como de confiabilidade do sistema. Torna-se, portanto, cada

vez mais um problema social que precisa ser resolvido. Daí terem surgidos nos últimos tempos gestões junto a políticos locais, no sentido de obrigar, por leis específicas, a eletrificação destas localidades pela empresa de energia elétrica.

O atendimento a pequenas cargas pode ser feito de diversas formas. As soluções convencionais utilizadas podem ser através de SE's abaixadoras, *tap's*, linhas de subtransmissão, etc. Todas estas soluções têm se mostrado muito caras. O retorno financeiro no atendimento a estas pequenas localidades normalmente não é vantajoso, inviabilizando em muitas situações, o seu uso ou levando a utilização de unidades térmicas isoladas que também tem o seu custo, normalmente, bastante elevado.

Com o objetivo de solucionar este problema diversas empresas têm investido no sentido de encontrar outras formas de atendimento mais baratas. A análise cuidadosa destas alternativas vem mostrar que é possível promover a alimentação a estas localidades a custos significativamente inferiores e confiabilidade muito boa. Algumas soluções não convencionais têm sido propostas para utilização da energia que passa pelas linhas de transmissão ao longo de seu percurso, tais como:

- Divisor de potencial capacitivo (DPC) conectado metalicamente ao cabo fase;
- Cabo pára-raios isolado aproveitando o acoplamento capacitivo entre este 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 escolha da melhor alternativa a ser utilizada deve levar em consideração o tipo de carga, as características da linha de transmissão e os custos de cada tecnologia.

A primeira alternativa (DPC) consiste na conexão de unidades capacitivas ao cabo fase de uma linha de transmissão, estabelecendo-se assim um divisor capacitivo de potencial. Ela é normalmente usada para localidades servidas por linhas de alta tensão (69 kV ou 138 kV) pois envolve a utilização dos condutores fase das linhas de transmissão, podendo ainda, dependendo do montante de carga a ser suprida, vir a ser adequada a sistemas de 242 kV.

As soluções que utilizam cabos pára-raios ou um novo cabo isolado aproveitando o acoplamento capacitivo (ACC) são soluções típicas para localidades servidas por linhas de transmissão de extra e ultra alta tensão, acima de 242 kV e para cargas de até algumas centenas de kVA. Ela consiste no aproveitamento da indução elétrica entre os condutores fase e os cabos pára-raios de uma linha de transmissão. A potência extraível é função da geometria da linha tronco, do nível de tensão, do nível de isolamento necessário ao cabo pára-raios, do comprimento do cabo a ser isolado e das necessidades de regulação da carga. Do balanceamento técnico econômico de todos estes fatores será obtido o limite prático de carga a ser abastecida.

A utilização de um cabo auxiliar isolado lançado na mesma estrutura (ACC modificado) consiste, basicamente, em utilizar um circuito auxiliar em paralelo à linha de transmissão principal aproveitando assim a indução elétrica dos condutores de fase da LT no circuito auxiliar. Neste caso existe a possibilidade de uma aumento considerável na capacidade de extração de potência em função da utilização de distâncias condutores cabo auxiliar otimizadas. Porém isto acarretaria numa elevação dos custos.

As soluções que utilizam cabos pára-raios energizados (PRE) são as mais indicadas para alimentar cidades sem restrições quanto ao tipo de carga, principalmente se o valor desta for relativamente elevado, da ordem de alguns MVA. Elas consistem, basicamente, no isolamento dos cabos pára-raios nas torres em linhas de alta tensão por meio de isoladores suspensos e a energização dos cabos em média tensão (20-34,5 kV) a partir de uma das subestações terminais da linha. Alimentações ao longo do cabo pára-raios poderão ser feitas através de transformadores abaixadores.

A utilização dos cabos pára-raios energizados pode ser feita de algumas maneiras, mas basicamente duas se sobressaem. A primeira seria o abastecimento monofásico. O segundo caso permite o suprimento de cargas trifásicas e/ou monofásicas combinadas ao longo da rota da LT principal. A idéia básica consiste na utilização do retorno pelo solo como uma terceira fase. O princípio básico seria a manutenção de um sistema equilibrado através da compensação longitudinal e transversal dos parâmetros deste circuito auxiliar sendo sua implementação bastante simples. Como nesta tecnologia implica, para se ter uma capacidade de transporte mais significativa, na utilização de cabos pára-raios ACSR, é aconselhável que ela seja utilizada em linhas que estejam em fase de planejamento.

A utilização destas tecnologias no mundo não são grandes, mas existem alguns exemplos para cada uma delas, especialmente no Canadá, União Soviética, Itália, Venezuela, Perú e Gana. A aplicação destas soluções viabiliza amenizar o problema social bastante acentuado nestas regiões, permitindo à concessionária cumprir o seu papel de integração social e melhorando acentuadamente a sua imagem perante os habitantes.

Este trabalho não pretende fazer uma abordagem das três primeiras tecnologias e sim fazer um detalhamento na forma de atendimento

através de cabos pára-raios energizados apresentando os aspectos teóricos, especialmente aqueles concernentes aos estudos elétricos a regime permanente para definição das capacidades máximas de transmissão do sistema abordando a influência da resistência de aterramento e dos capacitores de equalização na redução de desequilíbrios, estudos transitórios para determinação das sobretensões máximas, abordando os aspectos de ressonâncias que poderão surgir, estudos do sistema de aterramento, além de apresentar resultados práticos na aplicação da metodologia em sistemas reais abordando tanto aspectos técnicos quanto econômicos, desde projeto até operação dos mesmos. Foi desenvolvido um programa digital para solução de regime permanente para o PRE trifásico.

A nova tecnologia de distribuição, conhecida como Pára-raios Energizados (PRE), consiste basicamente da união de duas tecnologias já amplamente utilizadas de maneira isolada, a saber:

- Cabos pára-raios isolados, normalmente utilizados para a redução das perdas em linhas de extra alta tensão provocadas por corrente induzidas nos cabos pára-raios e/ou para a transmissão da comunicação via *carrier*.
- Sistema de eletrificação rural denominado “Monofilar com Retorno pela Terra” (MRT).

A primeira técnica é muito utilizada na Rússia e na Turquia enquanto a segunda tem sido utilizada, além de outros países, também no Brasil.

A primeira linha utilizando o esquema de cabo pára-raios isolados foi construída em 1985 em Gana na África como uma experiência piloto <sup>[3]</sup>. Os cabos pára-raios de uma linha já em operação foram isolados num trecho de 31 km e energizados em  $34,5 / \sqrt{3}$  kV fase-terra e 34,5 kV

fase-fase. Este esquema foi posteriormente substituído por uma linha comercial suprindo quatro vilas através de uma distribuição monofásica e, no terminal remoto, uma carga trifásica.

A partir de então tem surgido alguns novos sistemas com a proposta de utilização da filosofia do PRE. Em Laos, três linhas de cabos pára-raios energizadas com tensão de 25 kV fase-terra, 50 Hz, estão em construção em cerca de 200 km de um linha de 115 kV, projetada para ser protegida com um cabo pára-raios. A tecnologia está sendo implementada também em Sierra Leone, em uma linha de 161 kV, 50 Hz de 203 km de comprimento, com dois cabos pára-raios. Os cabos pára-raios energizados têm comprimentos de 42 e 106 km.

No Brasil, onde a utilização desta tecnologia tem um potencial muito grande, já se tem experiências promissoras. Um projeto pioneiro, já em operação, inicia a utilização desta tecnologia no país. Esquemas utilizando os dois cabos pára-raios das linhas de transmissão de 230 kV em Rondônia, com capacidade de alimentação de cargas da ordem de 13 MW, trarão benefícios direto a 85.000 pessoas. Um segundo projeto (que ainda não entrou em operação) foi realizado para ser utilizado no Mato Grosso com capacidade de 8 MW. Detalhes de projeto, estudos e experiências operativas serão abordados posteriormente.

Para a implementação desta tecnologia devem-se realizar basicamente os seguintes estudos:

- Definição das distâncias mínimas elétricas, coordenação de isolamento e desempenho da linha de 230 kV com pára-raios energizados para subsidiar modificações nas cabeças das torres;
- Estudos mecânicos para a definição das modificações e reforços nas torres;

- Estudos elétricos em regime permanente para a definição das capacidades máximas de transmissão do sistema PRE;
- Estudos elétricos transitórios para a determinação das sobretensões máximas e configuração dos esquemas de manobra das estações do PRE;
- Estudos para a definição do sistema de aterramento e proteção.

## 1.2 OBJETIVOS

Esta dissertação pretende fazer uma abordagem de alguns sistemas de alimentação de pequenas cargas que estejam próximos a linhas de transmissão através da energização dos cabos pára-raios das respectivas linhas. Será feito o desenvolvimento de um programa digital para simulação de um sistema de pára-raios energizados através do esquema trifásico.

## 1.3 APRESENTAÇÃO

Na introdução foram vistas algumas formas de alimentação de pequenas cargas de forma não convencional. A partir daí concentra-se na alimentação através da energização do cabo pára-raios. Serão dados três enfoques principais.

Em primeiro lugar será feita uma descrição dos diversos esquemas de alimentação abordando, no capítulo 2, os princípios de funcionamento de cada esquema com o desenvolvimento de equações genéricas para solução do sistema. Uma visão preliminar da capacidade de transmissão de potência é feita no capítulo 3 de forma a se poder, em uma análise muito rápida, ter uma noção desta capacidade em função da distância da carga a ser atendida e do tipo de alimentação. Serão comentados, no

capítulo 4, algumas das principais influências do cabo pára-raios energizado no sistema de alta tensão.

O segundo enfoque a ser dado é o desenvolvimento de um programa digital para simulação do pára-raios energizado utilizando-se o esquema trifásico. No capítulo 5 é feita uma análise detalhada do programa mostrando todo o equacionamento utilizado complementando o que já tinha sido desenvolvido no capítulo 2 em princípios de funcionamento.

Será apresentado, finalmente, no anexo II um caso real de aplicação com ênfase no esquema trifásico conforme foi feito no Brasil. São apresentados resultados práticos de alguns estudos, uma análise de custos e a experiência operativa.

## CAPÍTULO 2

### PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO

#### 2.1 INTRODUÇÃO

Existem, basicamente, quatro formas de atendimento utilizando o pára-raios energizado (PRE). A sua utilização vai depender do tipo de torre de alta tensão, ou seja, com um ou dois cabos pára-raios, a potência necessária a ser transmitida em função do cabo que vai ser utilizado e o tipo de solo existente na região por onde passa a linha de transmissão. Cada uma destas formas tem as suas características e peculiaridades, vantagens e desvantagens as quais serão descritas no decorrer do texto.

As Figuras 2.1 a 2.4 apresentam estas quatro formas de atendimento definidas como esquemas A, B, C e D respectivamente. Os esquemas A e B são utilizados para sistemas de distribuição monofásicos. Os esquemas C e D necessitam que a linha de alta tensão tenha dois cabos pára-raios e, neste caso, eles podem suprir cargas trifásicas. Somente o esquema A é aplicável a linhas de alta tensão com um cabo pára-raios. As tensões indicadas nas figuras são típicas em alguns sistemas onde os esquemas foram utilizados e não precisam ter estes valores necessariamente.

A utilização do retorno de corrente pela terra (esquemas A, C e D) é particularmente vantajosa onde o solo possui uma baixa ou média resistividade, devido o custo dos eletrodos de aterramento ser pequeno, neste caso, para a corrente que circula pelo sistema. Isto não significa que estes não possam ser utilizados onde o solo tenha uma resistividade um pouco maior.



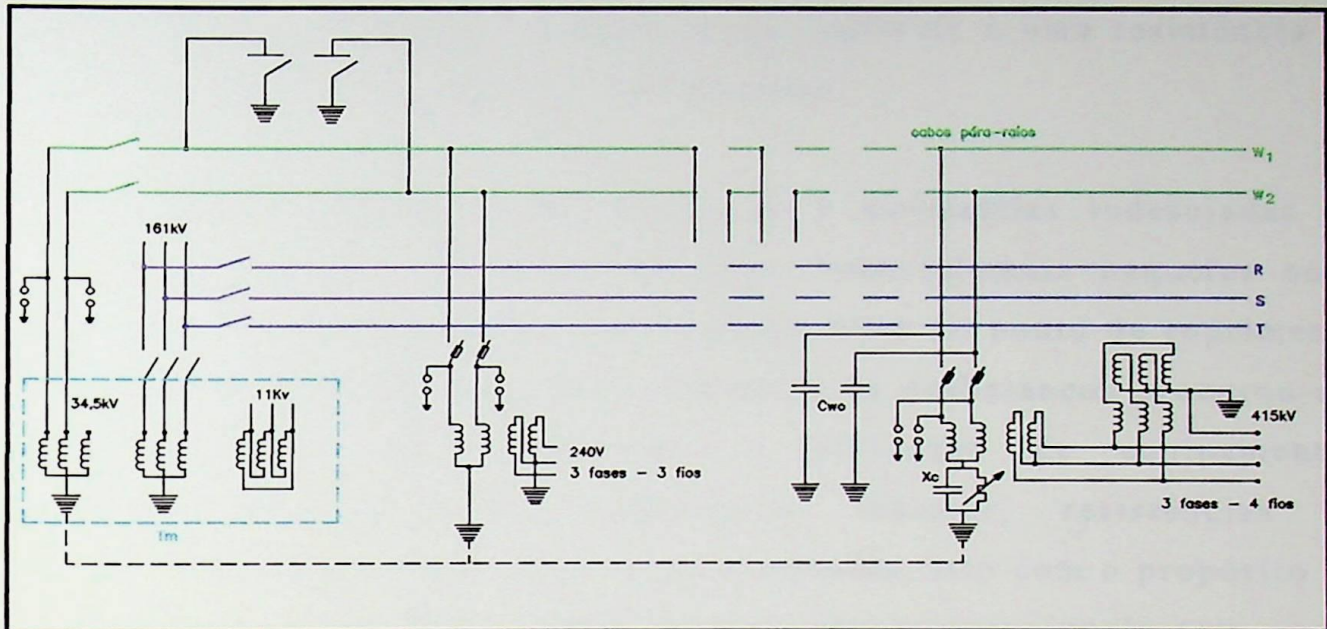


Figura 2.3 - Esquema "V".

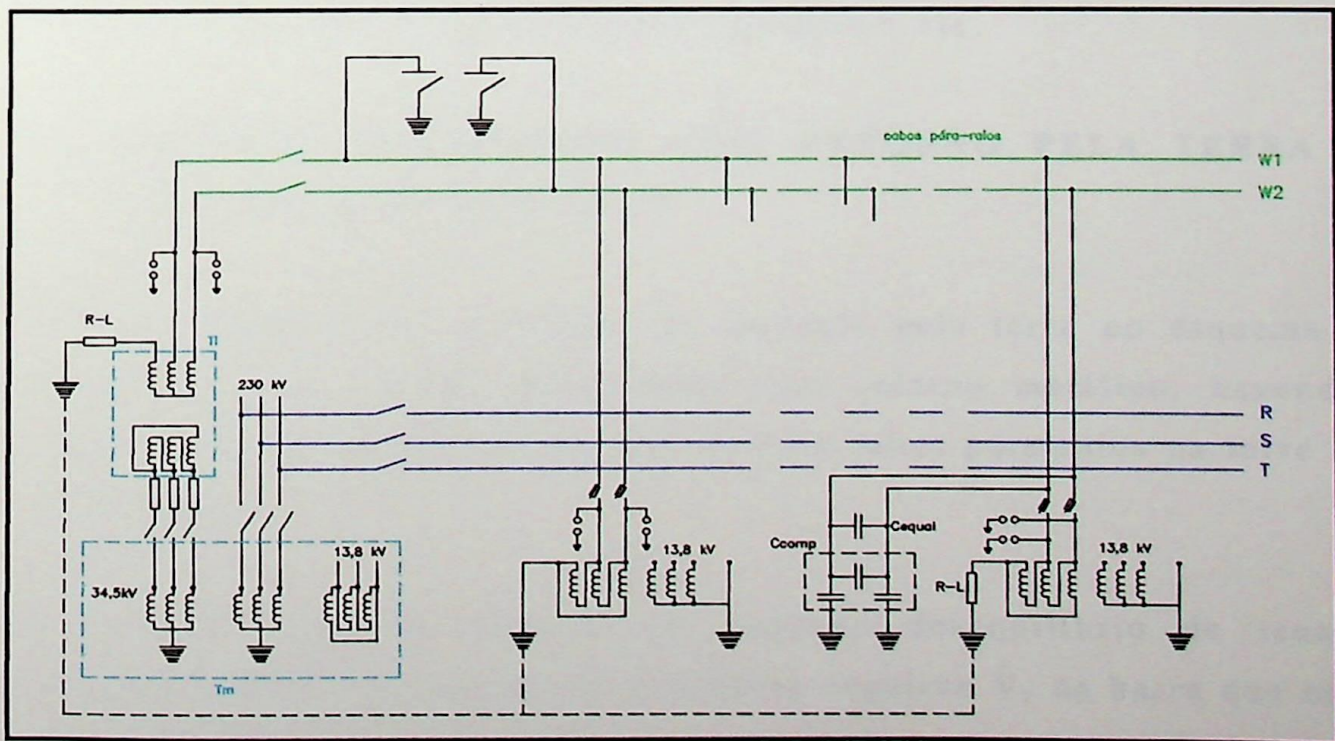


Figura 2.4 - Esquema trifásico.

O caminho de retorno pela terra tem uma resistência muito menor que a dos condutores de distribuição usuais. Ela pode ser calculada, aproximadamente, como sendo  $10^{-4} \pi^2 f (\Omega/\text{km})^{[8]}$ , ou seja, em 60 Hz encontra-se o valor de  $0,06 \Omega/\text{km}$ , o que equivale à uma resistência de um cabo de alumínio com  $480 \text{ mm}^2$  de seção.

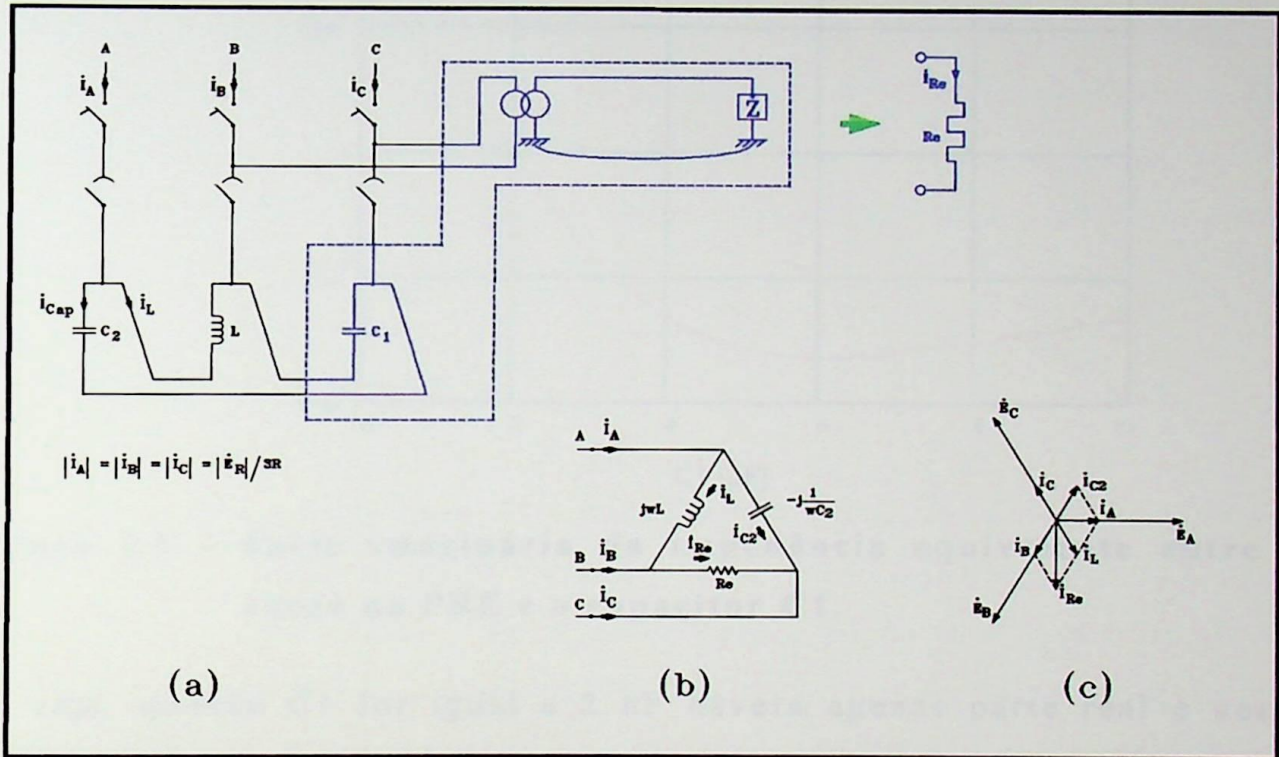
Todos estes esquemas levam por si só a assimetrias indesejadas no sistema, tanto na fonte como na carga, especialmente naqueles onde existem cargas elevadas ou a rede é muito fraca no ponto de suprimento através do cabo pára-raios. Para minimizar os desbalanços procurou-se, em todos os casos conhecidos, a utilização de equipamentos convencionais tais como capacitores, reatores, resistências ou transformadores com *tap* nos seus enrolamentos, isto com o propósito de se evitar a utilização de equipamentos não convencionais tais como dispositivos com controle através da eletrônica de potência pois certamente elevariam os custos dos projetos. Serão discutidos a seguir detalhes na utilização de cada metodologia abordando mais algumas características particulares, aspectos de compensação de assimetrias, circuitos equivalentes para cálculos em regime, etc.

## 2.2 ESQUEMA MONOFÁSICO COM RETORNO PELA TERRA E COM RETORNO METÁLICO

Não é necessário haver retorno de corrente pela terra no esquema B conhecido como sistema monofásico com retorno metálico, havendo, porém, a necessidade da existência de dois cabos pára-raios na torre de alta tensão.

A carga monofásica provoca um pequeno desequilíbrio de tensão aparecendo uma componente de seqüência negativa  $\dot{V}_2$  na barra que está suprindo o PRE. Isto terá tanto mais influência quanto menor for o nível de curto-circuito naquele ponto. Caso seja necessário a redução desta

componente, uma das formas seria a utilização do circuito apresentado na Figura 2.5. O circuito consiste em uma montagem em triângulo dos capacitores C1 e C2 e a indutância L.



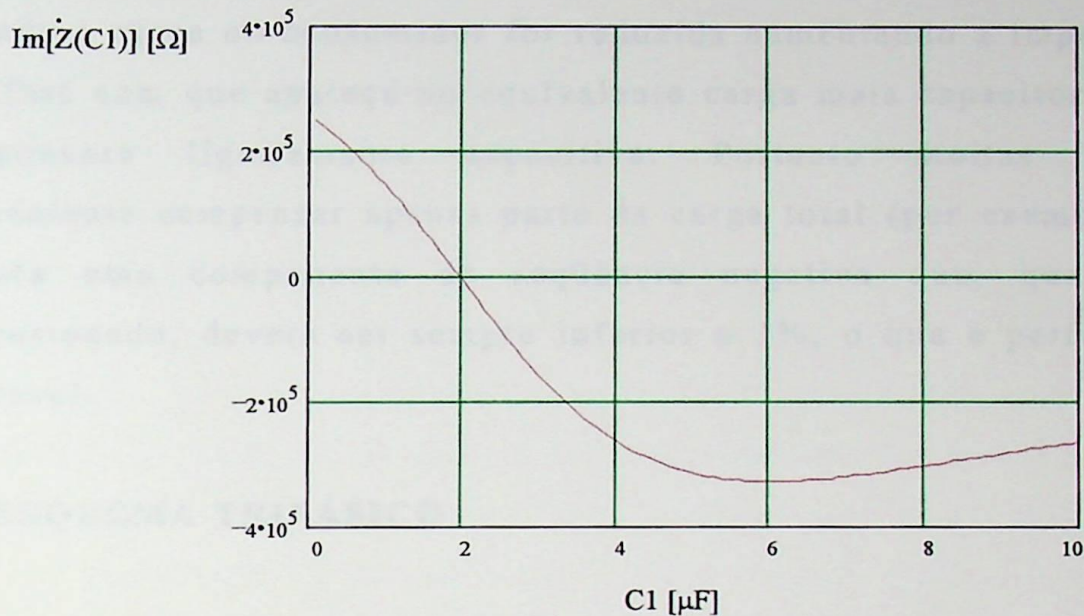
**Figura 2.5 - Circuito para compensação da corrente de seqüência negativa produzida pelo PRE monofásico.**

Pode-se observar que o capacitor C1 está colocado exatamente em paralelo com a carga. Presumindo-se que a carga no consumidor seja indutiva existe um valor de C1 que faz com que o equivalente entre a carga e o capacitor seja puramente resistiva. Apenas como exemplo poderia se imaginar uma carga de 90 kVA sendo atendida através do transformador abaixador que está ligado a um sistema de 230 kV. Considerando um FP de 0,9 teríamos a seguinte carga equivalente, onde os elementos estão representados em série:

$$R_c = 529 \text{ k}\Omega$$

$$L_c = 680 \text{ H}$$

A Figura 2.6 apresenta o comportamento da impedância equivalente entre a carga e o capacitor C1.



**Figura 2.6 - Parte imaginária da impedância equivalente entre a carga do PRE e o capacitor C1.**

Ou seja, quando C1 for igual a 2 nF haverá apenas parte real e neste caso com um valor Re igual a 654 kΩ. O circuito se transformaria naquele apresentado na parte “b” da Figura 2.5. Admitindo-se que as reatâncias de L e de C2 têm os valores de  $j\sqrt{3} Re$  e  $-j\sqrt{3} Re$  respectivamente podem-se encontrar as correntes que circularão por este circuito conforme apresentado na parte “c” da figura. Admitindo-se uma corrente de valor unitário circulando por L e C2 haverá uma corrente de  $\sqrt{3}$  passando por Re. Neste caso:

$$\begin{aligned} \dot{I}_A &= \dot{I}_L + \dot{I}_{C2} = 1 \angle 60^\circ + 1 \angle -60^\circ = 1 \angle 0^\circ \\ \dot{I}_B &= \dot{I}_{Re} - \dot{I}_L = \sqrt{3} \angle -90^\circ - 1 \angle -60^\circ = 1 \angle -120^\circ \\ \dot{I}_C &= -\dot{I}_{Re} - \dot{I}_{C2} = -\sqrt{3} \angle -90^\circ - 1 \angle 60^\circ = 1 \angle 120^\circ \end{aligned}$$

Verifica-se que as corrente estão perfeitamente equilibradas e este circuito assim montado se torna equivalente a uma carga balanceada

puramente resistiva. A componente de seqüência negativa desaparece filtrada pelo circuito .

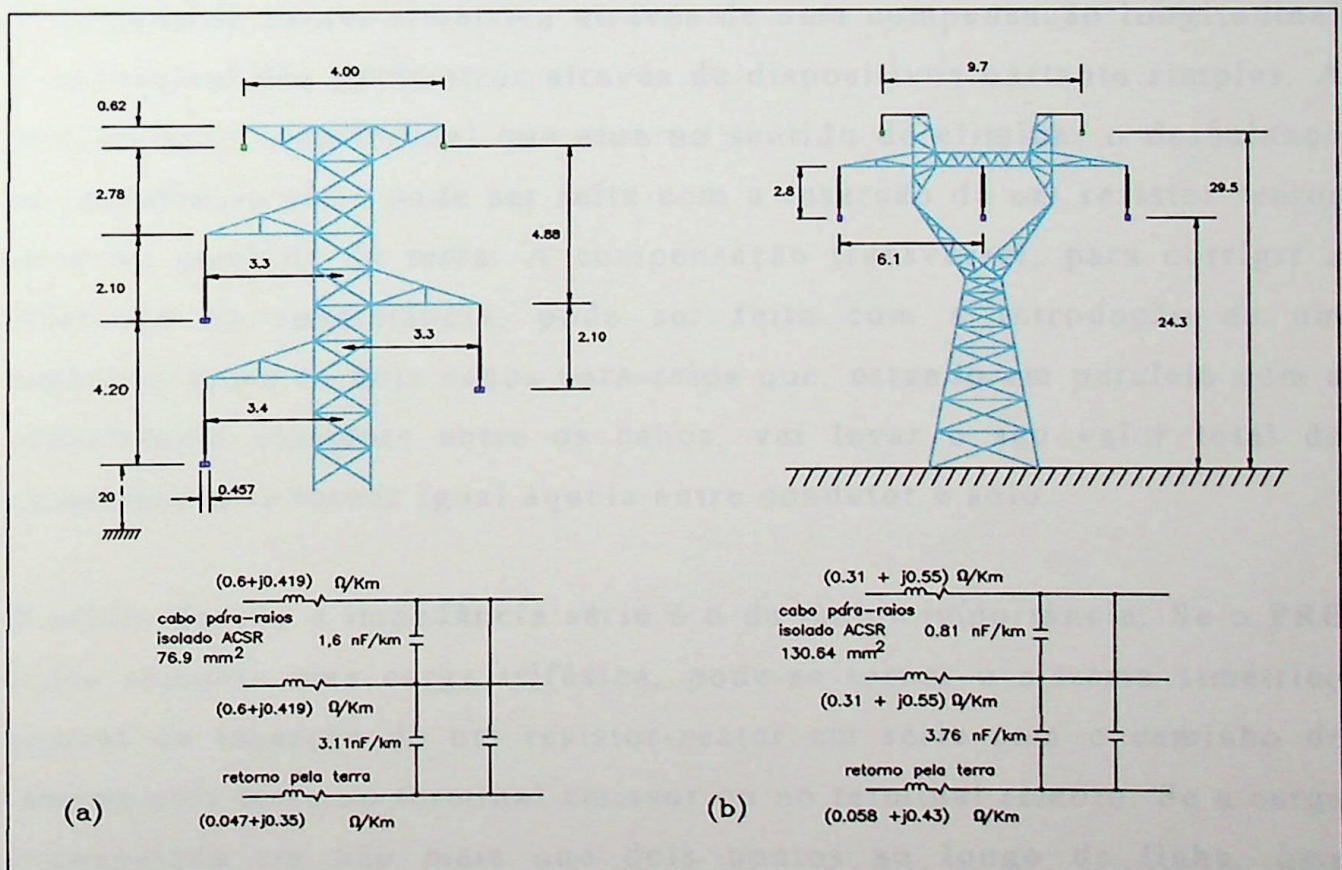
Quando a carga no consumidor for reduzida aumentando a impedância  $Z$  isto fará com que apareça no equivalente carga mais capacitor  $C1$ , uma componente ligeiramente capacitiva. Portanto muitas vezes é conveniente compensar apenas parte da carga total (por exemplo 50%). Haverá uma componente de seqüência negativa que, quando bem dimensionado, deverá ser sempre inferior a 1%, o que é perfeitamente aceitável.

### 2.3 ESQUEMA TRIFÁSICO

O esquema D é inerentemente trifásico constituído pelos dois cabos pára-raios e o caminho de retorno pela terra. O transformador de interligação, ou isolador,  $T_i$  é alimentado por um sistema trifásico equilibrado. Os dois cabos pára-raios são energizados através do secundário do transformador. Uma das fases do secundário do transformador é ligada à terra através da impedância R-L justamente para constituir a terceira fase do sistema. As cargas são colocadas ao longo do PRE e podem ser monofásicas ou trifásicas. No caso de cargas trifásicas o transformador abaixador de distribuição, com ligação delta/estrela aterrada (ou estrela/zig-zag aterrado), deverá ter uma de suas fases no enrolamento primário ligada à terra e os outros terminais com tensão fase-fase igual à tensão fase-terra. Se as impedâncias e capacitâncias de equalização forem corretas e as cargas forem equilibradas então todo o sistema será equilibrado. Este é o grande trunfo na utilização deste sistema que permite a utilização de cargas trifásicas mais elevadas o que muitas vezes é o que se requer na alimentação das pequenas cargas ao longo da linha. A distribuição monofásica é alimentada por transformadores monofásicos, distribuídos entre fases, para se obter uma carga balanceada. Como a linha não

possui neutro, é necessário conectar o transformador entre dois cabos pára-raios. Portanto, é necessário que o transformador de distribuição tenha duas buchas de alta tensão.

No caso do sistema trifásico, por utilizar o solo como um dos condutores, se torna um sistema isolado e desequilibrado, se não houver nenhuma compensação. A Figura 2.7 apresenta algumas configurações de linhas onde foram projetados os sistemas de pára-raios energizados. Pode-se observar que resistência da terceira fase que é a terra é muito menor que a resistência dos condutores metálicos normalmente utilizados. A reatância da terra é ligeiramente inferior que a dos cabos. A capacitância entre os cabos é muito menor que entre cabo e terra. Portanto o circuito é desequilibrado quando operado desta forma.



**Figura 2.7 - Alguns parâmetros de linhas de transmissão onde foram projetados sistema PRE.**

**(a) linha em Gana - 161 kV 50 Hz**

**(b) linha no sistema Acre-Rondônia da Eletronorte 230 kV**

Portanto, haverá neste caso também o aparecimento de componentes de seqüência negativa nas tensões da carga e da fonte causada, principalmente, por esta diferença na impedância série entre o circuito de retorno pela terra e o cabos pára-raios e pela diferença das capacitâncias entre os cabos e entre cabo e terra.

Os acoplamentos eletrostático e eletromagnético 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 formada pelos dois cabos pára-raios e o caminho de retorno pela terra pode se tornar simétrica através de uma compensação longitudinal e transversal dos parâmetros através de dispositivos bastante simples. A compensação longitudinal que atua no sentido de eliminar o desbalanço na impedância série pode ser feita com a inserção de um resistor-reator série no caminho da terra. A compensação transversal, para corrigir a diferença na capacitância, pode ser feita com a introdução de um capacitor entre os dois cabos pára-raios que, estando em paralelo com a capacitância existente entre os cabos, vai levar o seu valor total de capacitância se tornar igual àquela entre condutor e solo.

O efeito devido à impedância série é o de maior importância. Se o PRE supre somente uma carga trifásica, pode-se tornar o sistema simétrico através da inserção de um resistor-reator em série com o caminho de retorno pela terra no terminal emissor ou no terminal remoto. Se a carga é conectada em não mais que dois pontos ao longo da linha, uma compensação exata pode ser obtida pela conexão do circuito R-L no terminal emissor para compensar o primeiro trecho da linha, e outro circuito R-L no terminal remoto para compensar a diferença na resistência e na reatância do retorno pela terra no segundo trecho da

linha. Se a carga está sendo suprida através de vários pontos ao longo da linha, a compensação pode ser feita se houver uma proporcionalidade nas cargas mantendo o mesmo fator de potência. Para isto haverá a necessidade de inserção do circuito R-L na conexão para a terra em cada transformador de distribuição. Este tipo de compensação é complicado e impraticável nestes casos onde existem várias cargas ao longo da linha. É preferível fazer uma compensação aproximada, porém aceitável, com a colocação de apenas um circuito R-L no terminal emissor.

A seguir será feita uma análise do circuito do PRE para obtenção dos elementos a serem incluídos para a equalização tanto transversal como longitudinal.

No primeiro caso a obtenção da capacitância a ser adicionada é muito simples em função dos parâmetros estarem em paralelo. A Figura 2.8 apresenta os valores da matriz de admitância shunt dividida por  $j\omega$ .

Fase A →	$C_{11}$				
Fase B →	$C_{21}$	$C_{22}$			
Fase C →	$C_{31}$	$C_{32}$	$C_{33}$		
Cabo pára-raios 1 →	$C_{41}$	$C_{42}$	$C_{43}$	$C_{44}$	
Cabo pára-raios 2 →	$C_{51}$	$C_{52}$	$C_{53}$	$C_{54}$	$C_{55}$

**Figura 2.8 - Matriz capacitância shunt.**

O valor da capacitância a ser adicionada entre os dois cabos pára-raios pode ser obtido:

$$C_{\text{equa}} = C_{W0} - C_{WW} \tag{2.1}$$

onde,

$$C_{W0} = \sum_{j=1}^5 c_{ij} \text{ [nF/km] , onde } i = 4 \text{ ou } 5$$

$$C_{WW} = - c_{54} \text{ [nF/km]}$$

No caso do balanceamento longitudinal a sua obtenção já não é tão direta exigindo uma análise mais detalhada do circuito. O sistema de alta tensão mais o PRE podem ser modelados através de uma matriz de impedância 5x5, simétrica, onde nos seus elementos já inclui a correção de Carson, devida ao efeito do solo.

Fase A →	$\dot{Z}_{11}$				
Fase B →	$\dot{Z}_{21}$	$\dot{Z}_{22}$			
Fase C →	$\dot{Z}_{31}$	$\dot{Z}_{32}$	$\dot{Z}_{33}$		
Cabo pára-raios 1 →	$\dot{Z}_{41}$	$\dot{Z}_{42}$	$\dot{Z}_{43}$	$\dot{Z}_{44}$	
Cabo pára-raios 2 →	$\dot{Z}_{51}$	$\dot{Z}_{52}$	$\dot{Z}_{53}$	$\dot{Z}_{54}$	$\dot{Z}_{55}$

**Figura 2.9 - Matriz de impedância série completa.**

A submatriz que representa a modelagem apenas do sistema PRE e exclui a mútua entre este e o sistema principal pode ser vista na Figura 2.10.

Fase 1 →	$\dot{Z}_{44}$	
Fase 2 →	$\dot{Z}_{54}$	$\dot{Z}_{55}$

**Figura 2.10 - Matriz de impedância série do PRE desprezando a influência mútua com o sistema principal.**

O PRE deve-se comportar como um sistema trifásico sendo que a terceira fase será modelada através do nó de retorno, este um nó perfeito uma vez que os elementos já sofreram a correção de Carson. Este sistema é desequilibrado podendo-se fazer o equilíbrio através da inclusão de uma impedância de equalização  $\dot{Z}_E$  (R-L) na fase 3 (circuito de retorno pela terra). A obtenção desta impedância é o objetivo desta análise. A Figura 2.11 apresenta o circuito a ser estudado onde a parte tracejada é representada pela matriz da Figura 2.10, na qual despreza-se o efeito mútuo entre o circuito principal e o PRE.

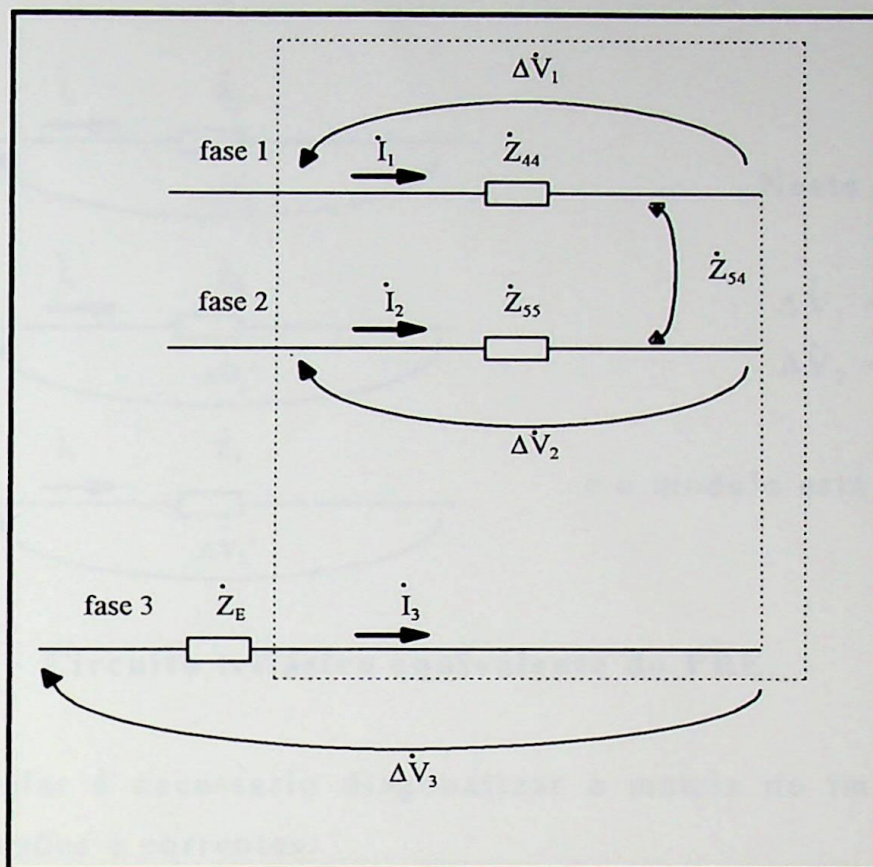
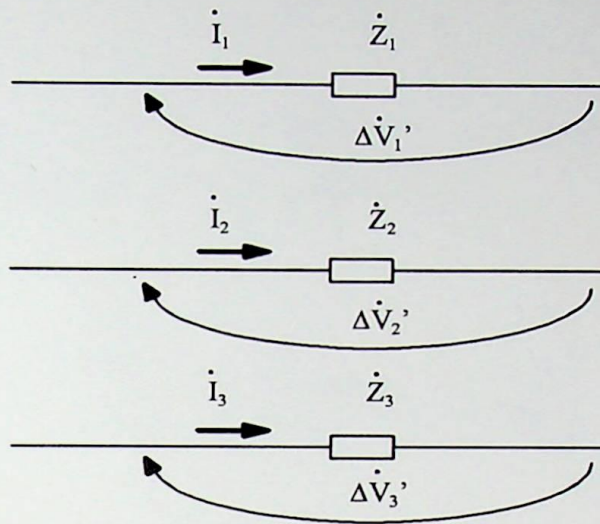


Figura 2.11 - Circuito simplificado do PRE.

Considerando-se iguais as impedâncias próprias  $\dot{Z}_{44}$  e  $\dot{Z}_{55}$  das fases 1 e 2 e chamando-as de  $\dot{Z}_P$  e a impedância mútua  $\dot{Z}_{54}$  como  $\dot{Z}_M$  pode-se escrever:

$$\begin{aligned}\Delta\dot{V}_1 &= \dot{Z}_P \dot{I}_1 + \dot{Z}_M \dot{I}_2 + 0 \\ \Delta\dot{V}_2 &= \dot{Z}_M \dot{I}_1 + \dot{Z}_P \dot{I}_2 + 0 \\ \Delta\dot{V}_3 &= 0 + 0 + \dot{Z}_E \dot{I}_3\end{aligned}\quad (2.2)$$

Este é um circuito bifásico com retorno pela terra, então  $\dot{I}_3 = -(\dot{I}_1 + \dot{I}_2)$ . Observando-se apenas a parte tracejada da figura representada pelas equações de  $\Delta\dot{V}_1$  e  $\Delta\dot{V}_2$  observa-se o acoplamento entre as fases. Este modelo precisa ser desacoplado obtendo-se outro modelo equivalente no qual as fases não têm efeito umas sobre as outras. Pode-se, assim, transformar este circuito bifásico com retorno em outro trifásico isolado onde a terceira fase é o retorno e  $\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 = 0$ .



Neste caso:

$$\Delta \dot{V}_1 = \Delta \dot{V}_1' - \Delta \dot{V}_3'$$

$$\Delta \dot{V}_2 = \Delta \dot{V}_2' - \Delta \dot{V}_3'$$

e o modelo está desacoplado.

**Figura 2.12 - Circuito trifásico equivalente do PRE.**

Para desacoplar é necessário diagonalizar a matriz de impedância que relaciona tensões e correntes:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_1 \\ \Delta \dot{V}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_P & \dot{Z}_M \\ \dot{Z}_M & \dot{Z}_P \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{i}_1 \\ \dot{i}_2 \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Para tanto devem ser encontrados os autovalores da matriz a partir dos quais se obtém autovetores correspondentes. Com estes fica definida a matriz de transformação que relaciona as variáveis do sistema acoplado para o desacoplado e vice-versa.

Os autovalores da matriz de impedância ( $\dot{\lambda}$ ) são aqueles para os quais a equação abaixo é verdadeira.

$$\begin{bmatrix} \dot{Z}_P & \dot{Z}_M \\ \dot{Z}_M & \dot{Z}_P \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{x} \\ \dot{y} \end{bmatrix} = \dot{\lambda} \begin{bmatrix} \dot{x} \\ \dot{y} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Eles podem ser obtidos fazendo-se  $\det \begin{bmatrix} \dot{Z}_P - \dot{\lambda} & \dot{Z}_M \\ \dot{Z}_M & \dot{Z}_P - \dot{\lambda} \end{bmatrix} = 0$  ou seja,

$$\begin{aligned}\dot{\lambda}_1 &= \dot{Z}_P + \dot{Z}_M \\ \dot{\lambda}_2 &= \dot{Z}_P - \dot{Z}_M\end{aligned}$$

Para se obter autovetores correspondentes basta substituir os valores obtidos de  $\dot{\lambda}$  na equação 2.4:

$\dot{\lambda}_1$ :

$$\begin{bmatrix} \dot{Z}_P & \dot{Z}_M \\ \dot{Z}_M & \dot{Z}_P \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{x} \\ \dot{y} \end{bmatrix} = (\dot{Z}_P + \dot{Z}_M) \begin{bmatrix} \dot{x} \\ \dot{y} \end{bmatrix}$$

$$\dot{Z}_P \dot{x} + \dot{Z}_M \dot{y} = (\dot{Z}_P + \dot{Z}_M) \dot{x}$$

$$\dot{y} = \dot{x} \text{ ou se } \dot{x} = 1, \dot{y} = 1$$

autovetor de  $\dot{\lambda}_1 = \begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{y}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \end{bmatrix}$

$\dot{\lambda}_2$ :

$$\begin{bmatrix} \dot{Z}_P & \dot{Z}_M \\ \dot{Z}_M & \dot{Z}_P \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{x} \\ \dot{y} \end{bmatrix} = (\dot{Z}_P - \dot{Z}_M) \begin{bmatrix} \dot{x} \\ \dot{y} \end{bmatrix}$$

$$\dot{Z}_P \dot{x} + \dot{Z}_M \dot{y} = (\dot{Z}_P - \dot{Z}_M) \dot{x}$$

$$\dot{y} = -\dot{x} \text{ ou se } \dot{x} = 1, \dot{y} = -1$$

autovetor de  $\dot{\lambda}_2 = \begin{bmatrix} \dot{x}_2 \\ \dot{y}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \end{bmatrix}$

A matriz de transformação que diagonaliza a matriz de impedância  $[Z]$  é formada pelos autovetores associados aos autovalores de  $[Z]$ , ou seja,

$$\dot{T} = \begin{bmatrix} \dot{x}_1 & \dot{x}_2 \\ \dot{y}_1 & \dot{y}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \quad \text{e} \quad \dot{T}^{-1} = \frac{1}{2} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_1 \\ \Delta \dot{V}_2 \end{bmatrix} = [\dot{T}] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_C \\ \Delta \dot{V}_D \end{bmatrix} \quad \text{e} \quad \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} = [\dot{T}] \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_C \\ \dot{I}_D \end{bmatrix}$$



Como,

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_1 \\ \Delta \dot{V}_2 \end{bmatrix} &= [\dot{Z}] \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} \\ [\dot{T}] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_C \\ \Delta \dot{V}_D \end{bmatrix} &= [\dot{Z}] \cdot [\dot{T}] \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_C \\ \dot{I}_D \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_C \\ \Delta \dot{V}_D \end{bmatrix} &= [\dot{T}]^{-1} \cdot [\dot{Z}] \cdot [\dot{T}] \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_C \\ \dot{I}_D \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Esta expressão pode ser resolvida sabendo-se que:

$$\begin{bmatrix} \dot{Z}_P & \dot{Z}_M \\ \dot{Z}_M & \dot{Z}_P \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{x}_1 & \dot{x}_2 \\ \dot{y}_1 & \dot{y}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{x}_1 & \dot{x}_2 \\ \dot{y}_1 & \dot{y}_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{\lambda}_1 & 0 \\ 0 & \dot{\lambda}_2 \end{bmatrix} \quad \text{ou}$$

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 & \dot{x}_2 \\ \dot{y}_1 & \dot{y}_2 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \dot{Z}_P & \dot{Z}_M \\ \dot{Z}_M & \dot{Z}_P \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{x}_1 & \dot{x}_2 \\ \dot{y}_1 & \dot{y}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{\lambda}_1 & 0 \\ 0 & \dot{\lambda}_2 \end{bmatrix} \quad \text{ou seja:}$$

$$[\dot{T}]^{-1} \cdot [\dot{Z}] \cdot [\dot{T}] = \begin{bmatrix} (\dot{Z}_P + \dot{Z}_M) & 0 \\ 0 & (\dot{Z}_P - \dot{Z}_M) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_C & 0 \\ 0 & \dot{Z}_D \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

substituindo a equação 2.7 na 2.6 vem:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_C \\ \Delta \dot{V}_D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_C & 0 \\ 0 & \dot{Z}_D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_C \\ \dot{I}_D \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Os índices C e D representam os modos comum e diferencial, respectivamente. Se o circuito de fase for excitado por uma entrada igual a um dos modos, ele se comportará segundo este modo, ou seja, as tensões e correntes de fase obedecerão à relação daquele modo.

**a) modo comum:**

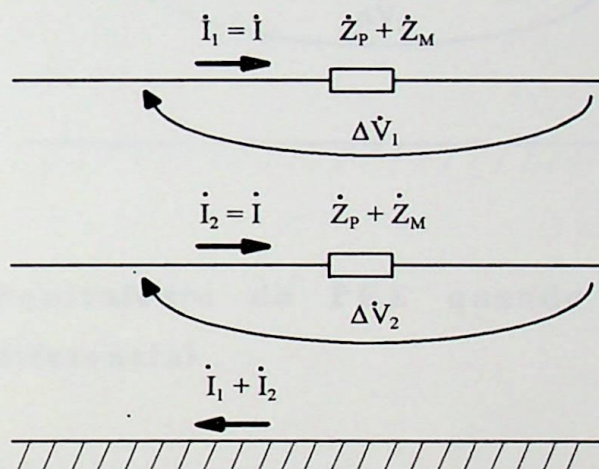
Excitando em modo comum:  $\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I} \\ \dot{I} \end{bmatrix}$

Este modo envolve o condutor de retorno pois  $\dot{I}_1 = \dot{I}_2$ , ou seja,  $\dot{I}_1 + \dot{I}_2 \neq 0$ .  
A corrente que passa pelo condutor de retorno é  $2\dot{I}$ .

$$\Delta \dot{V}_1 = \dot{Z}_P \cdot \dot{I}_1 + \dot{Z}_M \cdot \dot{I}_2 = (\dot{Z}_P + \dot{Z}_M) \cdot \dot{I} = \dot{Z}_C \cdot \dot{I}$$

$$\Delta \dot{V}_2 = \dot{Z}_M \cdot \dot{I}_1 + \dot{Z}_P \cdot \dot{I}_2 = (\dot{Z}_P + \dot{Z}_M) \cdot \dot{I} = \dot{Z}_C \cdot \dot{I}$$

O circuito equivalente será:



**Figura 2.13 - Equivalente do PRE quando excitado em modo comum.**

A impedância mútua atua no sentido de aumentar a queda de tensão no condutor (pois a corrente tem o mesmo sentido no condutor adjacente), e neste caso envolve o condutor de retorno.

**b) modo diferencial**

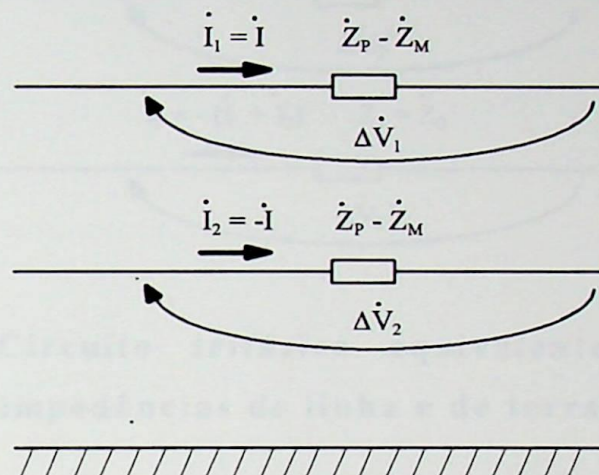
Excitando em modo diferencial:  $\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I} \\ -\dot{I} \end{bmatrix}$

Este modo não envolve o condutor de retorno pois  $\dot{I}_1 + \dot{I}_2 = 0$ .

$$\Delta \dot{V}_1 = \dot{Z}_P \cdot \dot{I}_1 + \dot{Z}_M \cdot \dot{I}_2 = (\dot{Z}_P - \dot{Z}_M) \cdot \dot{I} = \dot{Z}_D \cdot \dot{I}$$

$$\Delta \dot{V}_2 = \dot{Z}_M \cdot \dot{I}_1 + \dot{Z}_P \cdot \dot{I}_2 = -(\dot{Z}_P - \dot{Z}_M) \cdot \dot{I} = -\dot{Z}_D \cdot \dot{I}$$

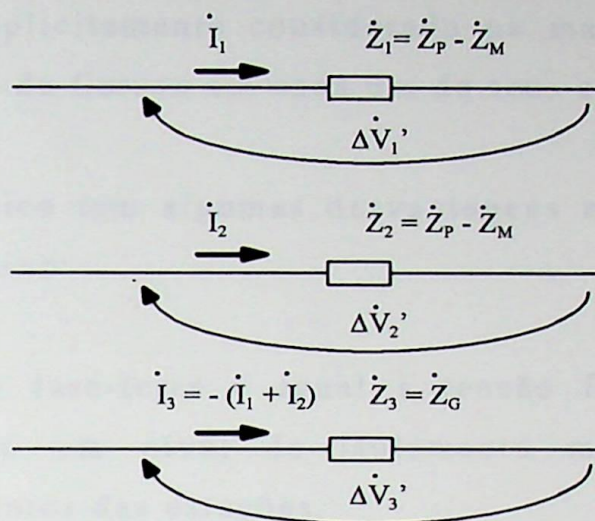
A parte aérea (que não envolve o condutor de retorno) do circuito equivalente pode ser modelada como dois ramos desacoplados :



**Figura 2.14 - Equivalente do PRE quando excitado em modo diferencial .**

Este modelo só vale para representar a parte aérea do PRE, pois só atende as equações originais quando  $\dot{I}_1 = -\dot{I}_2$ , ou seja, quando só os condutores 1 e 2 (aéreos) estão envolvidos. O efeito da impedância mútua é no sentido de diminuir a queda de tensão no condutor (pois a corrente tem sentido contrário no condutor adjacente).

Fica faltando, portanto, juntar estes dois circuitos equivalentes em um único, válido para qualquer que seja o vetor corrente  $[\dot{I}_1, \dot{I}_2]$ . O circuito já apresentado na Figura 2.12 é este equivalente onde as impedâncias da parte aérea é representada pela impedância do modo diferencial e a impedância  $\dot{Z}_3$ , denominada também de  $\dot{Z}_G$  tem influência apenas na corrente de modo comum.



**Figura 2.15 - Circuito trifásico equivalente do PRE com as impedâncias de linha e de terra.**

A impedância  $\dot{Z}_G$  representa o aumento da queda de tensão devido à excitação em modo comum. Quando  $\dot{I}_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}$  (modo comum),

$$\begin{aligned} \Delta \dot{V}_1 &= \Delta \dot{V}_1' - \Delta \dot{V}_3' \\ (\dot{Z}_P + \dot{Z}_M) \dot{I} &= (\dot{Z}_P - \dot{Z}_M) \dot{I} + 2\dot{Z}_G \dot{I} \end{aligned}$$

Finalmente pode-se definir:

$$\dot{Z}_G = \dot{Z}_M \tag{2.9}$$

$$\dot{Z}_L = \dot{Z}_P - \dot{Z}_M \tag{2.10}$$

Este sistema está desequilibrado. Para torná-lo equilibrado é preciso que a terceira fase seja acrescida de uma impedância  $\dot{Z}_E$  de tal forma que:

$$\begin{aligned} \dot{Z}_E + \dot{Z}_3 &= \dot{Z}_1 = \dot{Z}_2 \\ \dot{Z}_E &= \dot{Z}_L - \dot{Z}_M = \dot{Z}_P - 2\dot{Z}_M \end{aligned} \tag{2.11}$$

O fato de que a terra, usada como retorno no PRE, não é um condutor ideal, já está implicitamente considerado na matriz  $2 \times 2$  original, que sofreu a correção de Carson em cada um de seus elementos.

O esquema trifásico tem algumas desvantagens em relação ao esquema “V” conforme abaixo:

- A tensão fase-terra é igual à tensão fase-fase e portanto é necessário um nível de isolamento maior na linha e nos equipamentos das estações.
- O transformador isolador aumenta o custo do sistema, além de aumentar as perdas e quedas de tensões e possível risco de falha.
- O resistor de compensação causa uma perda não desprezível.

No entanto, a despeito de tudo isto, o forte deste sistema é o fato dele poder trabalhar com carga trifásica de muito maior valor. Este é o motivo porque o sistema trifásico tem feito muito mais sucesso no Brasil onde as localidades a serem atendidas fazem uso de equipamentos tais como motores e outros que necessitam deste sistema. Nesta dissertação o sistema trifásico é tomado como base para o desenvolvimento dos estudos de regime permanente, transitório, aterramento, etc, e mais particularmente o PRE montado no sistema Acre-Rondônia para atendimento das carga ali, principalmente em Jarú conforme apresentado no Anexo II.

## 2.4 ESQUEMA “V”

O esquema C requer a existência de dois cabos pára-raios. Ele é conhecido como esquema “V” pois na estação de distribuição é necessário a conexão de dois transformadores monofásicos em “V”, ou seja, ligando os cabos à terra. Os enrolamentos secundários são conectados em delta aberto de tal forma a constituir um sistema trifásico que em uma situação de ausência de carga ele permanece perfeitamente equilibrado. Com a inserção de carga trifásica começa haver um desequilíbrio na potência transmitida pelos pára-raios. Portanto, este esquema é usado para atender cargas monofásicas e cargas trifásicas de pequeno valor.

A Figura 2.16 apresenta o circuito V onde se observa os dois transformadores monofásicos com relação K:1 conectados no lado de alta em estrela aterrada e no lado de baixa em delta aberto. Como os pára-raios estão conectados a duas fases na estação supridora eles estarão energizados com tensões de módulos iguais e defasadas de  $120^\circ$ , considerando o sistema perfeitamente equilibrado e desprezando-se a influência do sistema de alta tensão. Admitindo-se, ainda, que o sistema PRE está suprindo apenas cargas monofásicas igualmente distribuídas nos dois cabos, as correntes por eles ao longo da linha deverão ter a mesma intensidade e uma mesma defasagem angular com relação ao respectivo vetor de tensão, a queda de tensão na impedância série de cada cabo terá o mesmo valor rms e uma defasagem de  $120^\circ$  em qualquer ponto da linha. Se a impedância de retorno pela terra for admitida igual a zero, por qualquer motivo, a tensão trifásica no secundário do transformador a vazio permanecerá perfeitamente equilibrada visto que  $\dot{v}_c = -\dot{v}_b - \dot{v}_a$ . Este é o princípio da obtenção do sistema trifásico a partir deste esquema.

No entanto, a impedância de retorno pela terra não é zero e é conveniente que ela seja compensada. Como a parte resistiva é pequena, é suficiente compensar apenas a parte indutiva. Isto é feito através de um capacitor conectado entre o neutro do transformador e a terra conforme pode ser visto na figura.

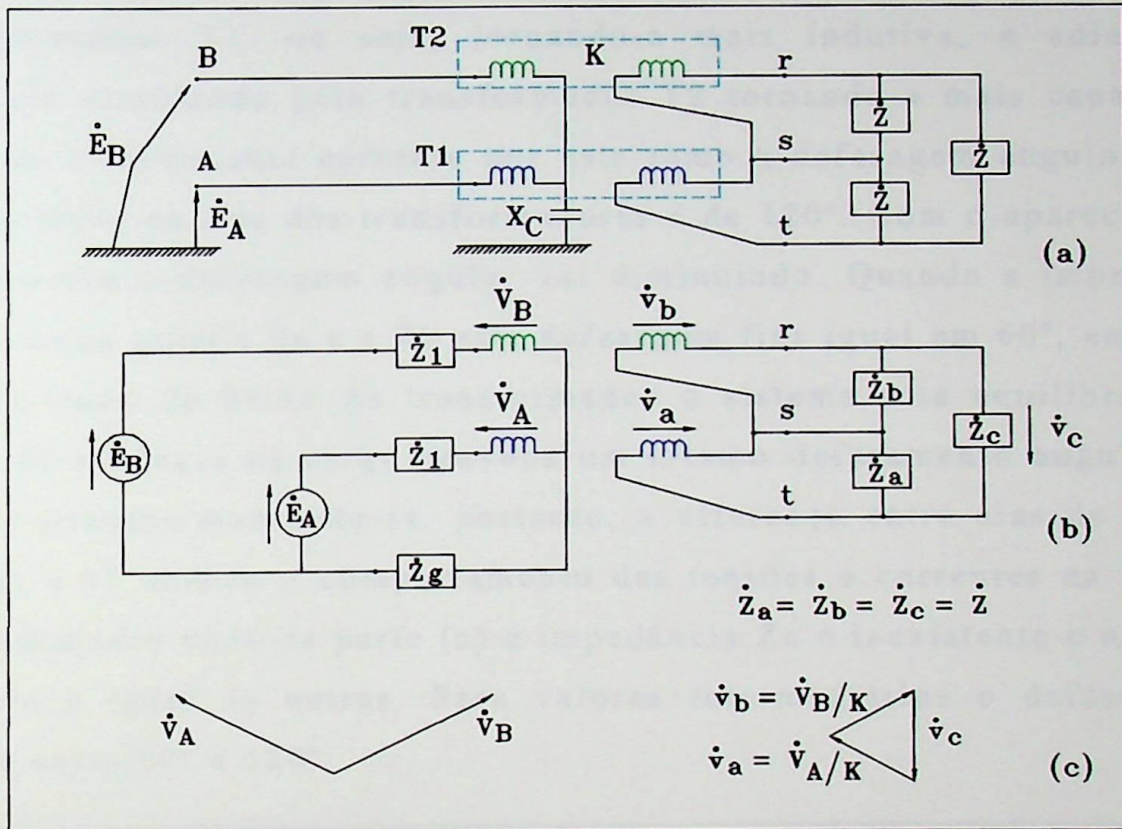


Figura 2.16 - Circuito simplificado do esquema V com a carga trifásica no secundário.

Como já foi dito, o suprimento à carga trifásica provoca um desequilíbrio no sistema. Será analisado, a seguir, os motivos de tal desequilíbrio. Primeiramente pressupõe-se as impedâncias  $\dot{Z}_a$ ,  $\dot{Z}_b$  e  $\dot{Z}_c$ , no secundário do transformador, idênticas. Deve-se observar que, na realidade, este é um sistema bifásico, ou seja, se no secundário estiverem presentes apenas as impedâncias  $\dot{Z}_a$  e  $\dot{Z}_b$  estas não provocarão desequilíbrio no sistema bifásico alimentado pela alta do transformador. Por exemplo, se estas impedâncias forem puramente resistivas as correntes e tensões tanto na alta como na baixa estarão em fase nos dois

transformadores. Se as cargas tiverem um fator de potência indutivo isto levará às correntes terem fases atrasadas em relação às tensões, mas da mesma forma nas duas fases, o que leva a fluxos de potências iguais não havendo desequilíbrio. A impedância  $\dot{Z}_c$ , no entanto, tem uma característica de provocar um desequilíbrio. A circulação de corrente por este ramo tem o efeito de atrasar a corrente circulando pelo transformador T1, ou seja, tornando-a mais indutiva, e adiantar a corrente circulando pelo transformador T2 tornando-a mais capacitiva. Quando é inexistente corrente por este ramo a defasagem angular entre as correntes na alta dos transformadores é de  $120^\circ$ . Com o aparecimento da corrente a defasagem angular vai diminuindo. Quando a impedância  $\dot{Z}_c$  se torna igual a  $\dot{Z}_a$  e a  $\dot{Z}_b$  esta defasagem fica igual em  $60^\circ$ , enquanto que no lado de baixa do transformador o sistema está equilibrado. O fator de potência na carga provoca um mesmo defasamento angular nas duas correntes mantendo-se, portanto, a diferença entre elas de  $60^\circ$ . A Figura 2.17 mostra o comportamento das tensões e correntes na alta do transformador onde na parte (a) a impedância  $Z_c$  é inexistente e na parte (b) ela é igual às outras. Para valores intermediários o defasamento estará entre  $60^\circ$  e  $120^\circ$ .

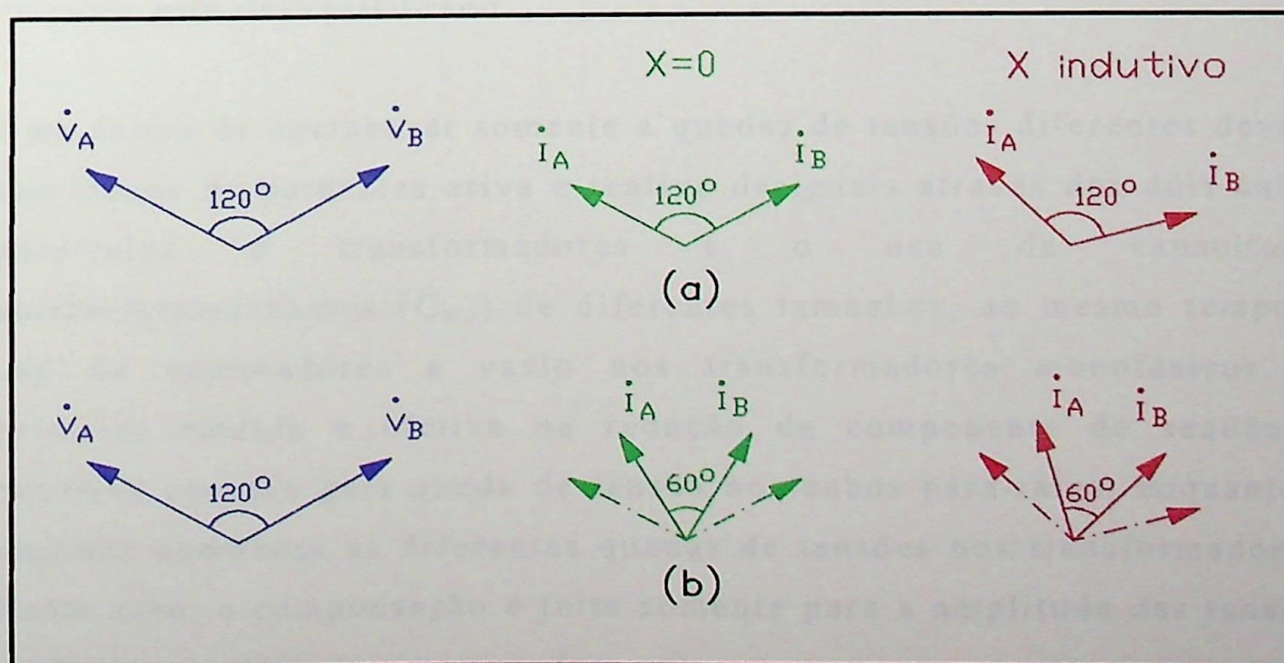


Figura 2.17 - Comportamento das tensões e correntes por influência da impedância  $\dot{Z}_c$ .

Portanto, as potências que estarão fluindo pelos dois cabos pára-raios serão diferentes. Admite-se  $P_L$  e  $Q_L$  as potências ativas e reativas absorvidas pela carga trifásica,  $\cos \varphi$  o fator de potência da carga. Desprezando-se o consumo de potência ativa e reativa nos transformadores, as equações 2.12 representam as potências ativas e reativas fluindo pelos transformadores T1 e T2 e também pelos cabos pára-raios :

$$P_1 = E_{1r} I_{1r} \cos (30^\circ + \varphi) ; \quad Q_1 = E_{1r} I_{1r} \sin (30^\circ + \varphi) \quad (2.12)$$

$$P_2 = E_{2r} I_{2r} \cos (30^\circ - \varphi) ; \quad Q_2 = E_{2r} I_{2r} \sin (30^\circ - \varphi)$$

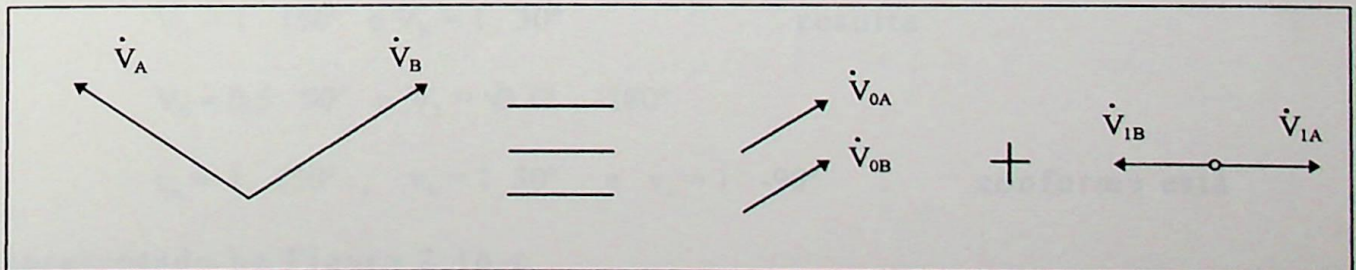
onde  $E_{1r}$ ,  $I_{1r}$ ,  $E_{2r}$ ,  $I_{2r}$  são as tensões fase-terra e correntes nos terminais de alta de T1 e T2. Estas equações mostram exatamente o que foi dito acima, ou seja, a impedância  $\dot{Z}_c$  igual a  $\dot{Z}_a$  e  $\dot{Z}_b$  faz com que a corrente no lado de alta atrase  $30^\circ$  em relação à tensão no transformador T1 e adiante  $30^\circ$  em relação à tensão no transformador T2. O ângulo  $\varphi$  provoca o mesmo defasamento nos dois circuitos. Se  $\cos \varphi$  igual a 0,9 teremos  $P_1 = 0,36 P_L$  ;  $Q_1 = 1,1 Q_L$  ;  $P_2 = 0,64 P_L$  ;  $Q_2 = -0,1 Q_L$  . O circuito está desequilibrado.

Uma forma de compensar somente a quedas de tensões diferentes devido aos fluxos de potências ativa e reativa desiguais através dos dois cabos pára-raios e transformadores é o uso de capacitores antiferroressonantes ( $C_{w0}$ ) de diferentes tamanhos, ao mesmo tempo o uso de comutadores a vazio nos transformadores monofásicos. A primeira medida é efetiva na redução da componente de seqüência negativa causada pela queda de tensão nos cabos pára-raios, enquanto a segunda compensa as diferentes quedas de tensões nos transformadores. Neste caso, a compensação é feita somente para a amplitude das tensões e não para o defasamento angular.

A inserção de um capacitor entre o neutro da conexão V e a terra ( $X_c$ ) permite a extração de uma potência trifásica maior em função deste compensar a queda de tensão na reatância existente no caminho pela terra.

O esquema "V" pode ser analisado através de programas que levem em consideração os desequilíbrios do sistema, o mais tradicional destes seria o EMTP. No entanto, pode ser feita uma formulação matemática para representar as diversas variáveis do sistema. A seguir será feita uma introdução à metodologia através da análise das componentes modais.

A análise será feita observando-se a Figura 2.16 supondo que a carga trifásica no secundário do transformador esteja perfeitamente equilibrada e considerando zero a impedância  $jX_c$ . Deve-se observar, primeiramente, que o pára-raios energizado é composto de duas fases e portanto é um circuito bifásico e como tal deve ser analisado. Neste caso o sistema bifásico pode ser representado através de suas componentes modais. Uma dedução detalhada foi feita no item anterior sobre o esquema trifásico. A solução também pode ser obtida de forma simplificada como segue:



**Figura 2.18 - Componentes modais de um sistema bifásico.**

$$\begin{cases} \dot{V}_A = \dot{V}_{0A} + \dot{V}_{1A} \\ \dot{V}_B = \dot{V}_{0B} + \dot{V}_{1B} \end{cases} \quad \text{mas } \dot{V}_{1B} = -\dot{V}_{1A} \text{ e } \dot{V}_{0A} = \dot{V}_{0B}$$

$$\begin{cases} \dot{V}_A = \dot{V}_{0A} + \dot{V}_{1A} \\ \dot{V}_B = \dot{V}_{0A} - \dot{V}_{1A} \end{cases} \Rightarrow \begin{vmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \dot{V}_0 \\ \dot{V}_1 \end{vmatrix} \quad (2.13)$$

ou de outra forma:

$$\begin{cases} \dot{V}_0 = \frac{1}{2} (\dot{V}_A + \dot{V}_B) \\ \dot{V}_1 = \frac{1}{2} (\dot{V}_A - \dot{V}_B) \end{cases} \Rightarrow \begin{vmatrix} \dot{V}_0 \\ \dot{V}_1 \end{vmatrix} = \frac{1}{2} \begin{vmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \end{vmatrix} \quad (2.14)$$

A Figura 2.16-b mostra as tensões resultantes no circuito secundário do transformador que terão os seguintes valores:

$$\dot{v}_a = 1/K (\dot{V}_0 + \dot{V}_1) \quad \dot{v}_b = 1/K (\dot{V}_0 - \dot{V}_1) \quad \dot{v}_c = -2\dot{V}_0 / K \quad (2.15)$$

Neste caso bifásico um sistema equilibrado significaria  $\dot{V}_A = -\dot{V}_B$  resultando em  $\dot{V}_0 = 0$  e  $\dot{V}_1 = \dot{V}_A$ . Se  $\dot{V}_A = \dot{V}_B$  então  $\dot{V}_0 = \dot{V}_A$  e  $\dot{V}_1 = 0$ . Confirmando a transformação do sistema bifásico com  $120^\circ$  de defasamento entre as fases em um trifásico equilibrado supõe-se  $K=1$  e para:

$$\begin{aligned} V_A = 1 \quad 150^\circ \text{ e } V_B = 1 \quad 30^\circ & \quad \text{resulta:} \\ V_0 = 0,5 \quad 90^\circ \text{ e } V_1 = \sqrt{3}/2 \quad -180^\circ & \\ v_a = 1 \quad 150^\circ, \quad v_b = 1 \quad 30^\circ \text{ e } v_c = 1 \quad -90^\circ & \quad \text{conforme está} \end{aligned}$$

apresentado na Figura 2.16-c.

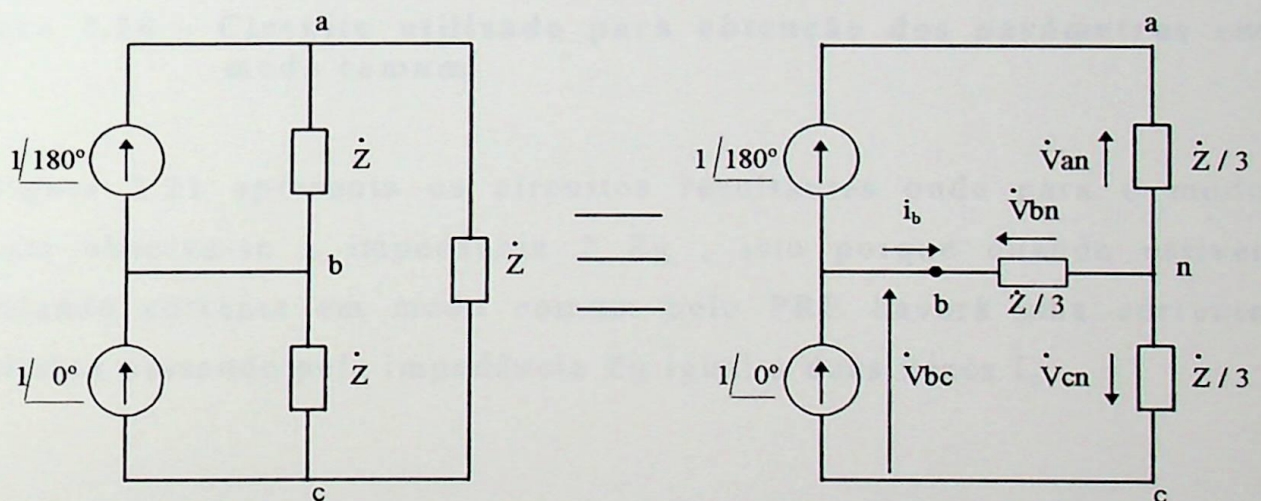
Na prática as tensões no primário podem ser ligeiramente diferentes e/ou ter um defasamento um pouco diferente de  $120^\circ$  ou o transformador não é ideal, neste caso haverá algum desequilíbrio no sistema trifásico.

Os circuitos em modo diferencial e comum equivalentes ao circuito da Figura 2.16-b podem ser encontrados. No caso do modo diferencial pode-se colocar duas fontes de correntes de 1 A com defasamento de  $180^\circ$  (circuito bifásico) conforme indicado na Figura 2.19. A tensão que aparecer sobre a fonte indicará o valor da impedância equivalente neste modo.

$$\dot{i}_b = 1 \angle 0^\circ - 1 \angle 180^\circ = 2 \angle 0^\circ$$

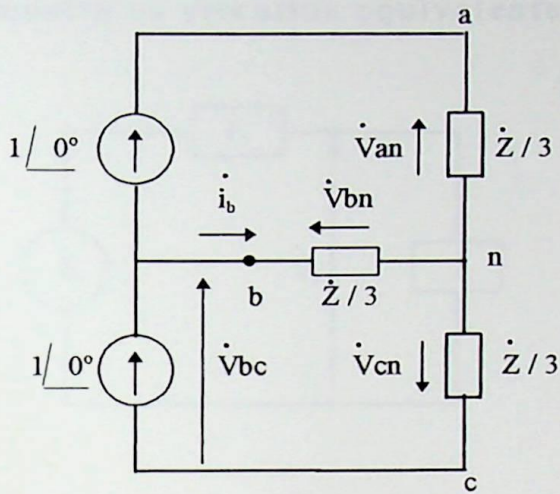
$$\dot{V}_{bc} = \dot{V}_{bn} - \dot{V}_{cn} = 2 \dot{Z} / 3 \angle 0^\circ + \dot{Z} / 3 \angle 0^\circ = \dot{Z}$$

Ou seja,  $\dot{Z}_1 = \dot{Z}$



**Figura 2.19 - Circuito utilizado para obtenção dos parâmetros em modo diferencial.**

Para o modo comum pode-se fazer a mesma coisa só que as fontes de correntes estarão em fase como está apresentado na Figura 2.20.



$$\begin{aligned} \dot{i}_b &= 0 \\ \dot{V}_{bn} &= 0 \\ \dot{V}_{cn} &= -\dot{Z} / 3 \\ \dot{V}_{bc} &= \dot{V}_{bn} - \dot{V}_{cn} \\ \dot{V}_{bc} &= \dot{Z} / 3 \end{aligned}$$

Ou seja,  $\dot{Z}_o = \dot{Z} / 3$

Figura 2.20 - Circuito utilizado para obtenção dos parâmetros em modo comum.

A Figura 2.21 apresenta os circuitos resultantes onde para o modo comum observa-se a impedância  $2 \dot{Z}_g$ , isto porque quando estiver circulando corrente em modo comum pelo PRE haverá uma corrente resultante passando pela impedância  $\dot{Z}_g$  igual a duas vezes  $\dot{I}_o$ .

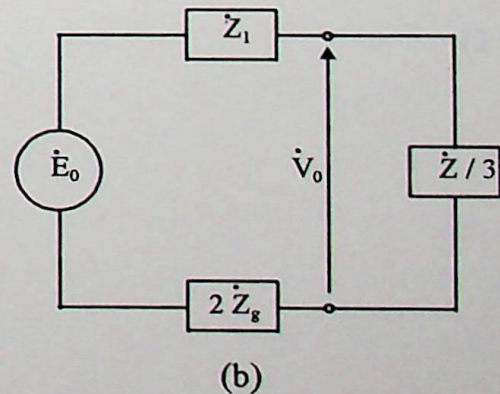
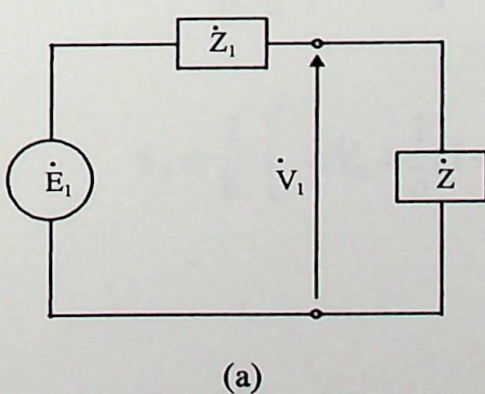
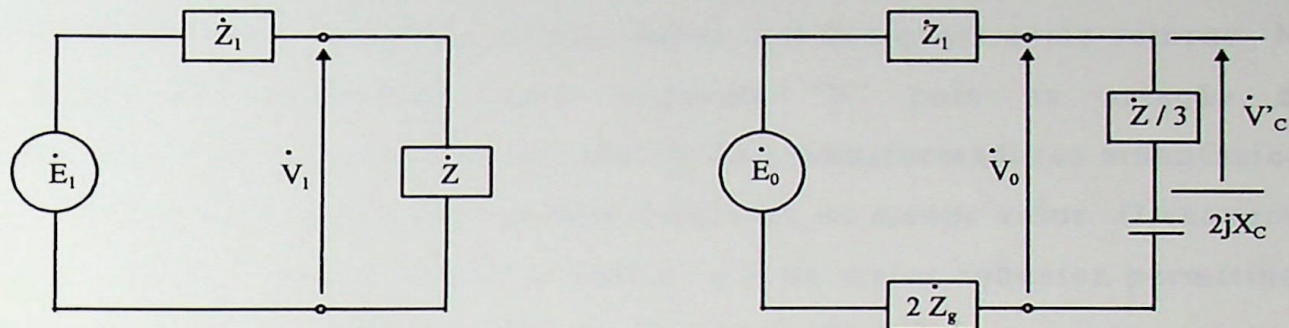


Figura 2.21 - Circuitos em modos diferencial e comum representando o sistema da Figura 2.16-b.

Se for levado em consideração o efeito da impedância  $jX_c$  inserida entre o centro do enrolamento primário e a terra, observa-se que ela terá um comportamento semelhante à impedância de terra  $\dot{Z}_g$ . A Figura 2.22 mostra os circuitos equivalentes.



**Figura 2.22 - Circuitos em modos diferencial e comum representando o sistema da Figura 2.16-a.**

Finalmente, as componentes de seqüência para o lado secundário podem ser obtidas em função das componentes em modo do lado primário através da aplicação da matriz de transformação de Fortescue nas variáveis das equações 2.15 resultando:

$$\begin{aligned} \dot{v}_0 &= 0 ; \\ \dot{v}_1 &= \frac{1}{K} \cdot \left[ -a^2 \dot{V}_0 + \frac{1}{3} (1-a) \dot{V}_1 \right] ; \\ \dot{v}_2 &= \frac{1}{K} \cdot \left[ -a \dot{V}_0 + \frac{1}{3} (1-a^2) \dot{V}_1 \right] \end{aligned} \tag{2.16}$$

## 2.5 CONCLUSÕES

Foram descritas quatro possibilidades de atendimento a pequenas cargas através do isolamento e energização dos cabos pára-raios. O esquema A através da energização de um único cabo pára-raios com retorno pela terra. O esquema B utiliza os dois cabos, um dos quais como retorno. No esquema C, conhecido como esquema "V" pois na estação de distribuição é necessário a conexão de dois transformadores monofásicos em "V", permite-se atender cargas trifásicas de menor valor. O esquema D, conhecido como esquema trifásico, é o de maior robustez permitindo o atendimento de cargas trifásicas de até alguns MVA.

Os dois primeiros esquemas permitem o atendimento apenas de cargas monofásicas com retorno pela terra ou metálico no segundo caso. A carga monofásica provoca um pequeno desequilíbrio de tensão aparecendo uma componente de seqüência negativa  $V_2$  na barra que está suprindo o PRE. Isto terá tanto mais influência quanto menor for o nível de curto-circuito naquele ponto. Se for necessário a redução desta componente pode ser utilizado um circuito adicional para sua redução.

No esquema "V" os enrolamentos secundários são conectados em delta aberto de tal forma a constituir um sistema trifásico que em uma situação de ausência de carga ele permanece perfeitamente equilibrado. Com a inserção de carga trifásica começa haver um desequilíbrio na potência transmitida pelos pára-raios. Portanto, este esquema presta-se a atender cargas monofásicas e cargas trifásicas de pequeno valor. A inserção de um capacitor entre o neutro da conexão V e a terra ( $X_c$ ) permite a extração de uma potência trifásica maior em função deste compensar a queda de tensão na reatância existente no caminho pela terra.

O esquema D é inerentemente trifásico constituído pelos dois cabos pára-raios e o caminho de retorno pela terra. O transformador isolador  $T_i$  é alimentado por um sistema trifásico equilibrado. Os dois cabos pára-raios são energizados através do secundário do transformador. Uma das fases do secundário do transformador é aterrada através da impedância R-L justamente para constituir a terceira fase do sistema. As cargas são colocadas ao longo da linha e podem ser monofásicas ou trifásicas. No caso de cargas trifásicas o transformador abaixador de distribuição, com ligação delta/estrela aterrada (ou estrela/ zig-zag aterrado), deverá ter uma de suas fases no enrolamento primário aterrada e os outros terminais com tensão fase-fase igual à tensão fase-terra. Se as impedâncias e capacitâncias de equalização forem corretas e as cargas forem equilibradas então todo o sistema será equilibrado. Este é o grande trunfo na utilização deste sistema que permite a utilização de cargas trifásicas mais elevadas o que muitas vezes é o que se requer na alimentação das pequenas cargas ao longo da linha.

A distribuição monofásica é alimentada por transformadores monofásicos, distribuídos entre fases, para se obter uma carga balanceada. Como a linha não possui neutro, é necessário conectar o transformador entre dois cabos pára-raios. Portanto, é necessário que o transformador de distribuição tenha duas conexões de alta tensão.

O esquema trifásico consiste basicamente na utilização do solo como uma terceira fase formando com os dois cabos pára-raios um sistema trifásico isolado. Para isto é necessário que a terceira fase, tanto no transformador da estação supridora e da estação distribuidora sejam ligadas à terra. Este circuito não será equilibrado uma vez que a resistência do solo é muito inferior que as resistência dos cabos normalmente utilizados, a indutância é ligeiramente inferior e a capacitância entre os cabos pára-raios é inferior às capacitâncias entre cabo pára-raios e terra. Pode-se inserir elementos adicionais para

corrigir estes desequilíbrios. A impedância de balanceamento é conectada na terceira fase que estará aterrada. O capacitor de equalização, conectado entre os cabos pára-raios, corrige o desequilíbrio capacitivo. Foram desenvolvidas as equações para determinação dos valores dos elementos a serem inseridos.

## CAPÍTULO 3

### CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO DE POTÊNCIA

Será abordado neste item o aspecto de capacidade de transmissão de energia dos diversos PRE's de uma forma mais genérica. No Anexo II são apresentados resultados para uma situação prática de um sistema PRE trifásico construído no Brasil.

Foi realizado um estudo para verificar a capacidade de transporte dos diversos tipos de alimentação pelos cabos pára-raios com o objetivo de se ter um parâmetro e se poder fazer uma comparação entre os diversos tipos utilizados. A Referência [2] apresenta esta análise conforme será descrito a seguir de forma resumida.

Uma linha de transmissão com circuito simples, configuração triangular 161 kV-50 Hz, conforme está apresentado na Figura 2.7-a foi utilizada, com condutores ACSR 400 mm<sup>2</sup> protegida por dois cabos pára-raios.

A análise foi feita utilizando-se o programa de transitórios eletromagnéticos EMTP. Uma tensão de 34,5 kV/ $\sqrt{3}$  fase-terra e 34,5 kV fase-fase foi aplicada aos sistemas das Figuras 2.1 a 2.3. Para o esquema trifásico da Figura 2.4 o sistema foi analisado com as tensões de 20 e 30 kV (as tensões fase-fase e fase-terra são iguais). A tensão foi admitida constante no lado primário do transformador isolador.

As cargas ao longo da linha foram simuladas no lado primário dos transformadores de distribuição, com um fator de potência de 0,9 ou 1,0. Para o esquema "V" é assumido 10% de carga trifásica e 90% de carga monofásica igualmente distribuída nos dois cabos. O resultado

está apresentado na Figura 3.1 para os quatro esquemas denominados A, B, C e D com as seguintes considerações adicionais.

- A carga está distribuída nos cabos pára-raios de 20 em 20 km.
- A queda de tensão não pode superar 10% nos esquemas A, B e C e 7,5% no esquema D visto que neste caso está se admitindo uma queda de tensão de 2,5% no transformador isolador.
- O acoplamento eletromagnético entre os cabos pára-raios e os condutores da alta está simulado admitindo-se a linha a vazio ou na potência natural (SIL). A linha está não transposta no trecho onde o pára-raios está isolado.
- O sistema está balanceado para o esquema trifásico enquanto que para o esquema “V” ele está não compensado.
- A resistividade da terra é admitida 100  $\Omega\text{m}$ ; a resistência de aterramento na subestação abaixadora é de 2  $\Omega$ .

As curvas apresentadas na Figura 3.1 representam os diversos sistemas conforme apresentado na Tabela 3.1.

**Tabela 3.1 - Esquemas de PRE's apresentados na Figura 3.1.**

Curva	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Esquema	A			B			C			D		
Vn [kV]	34,5 / $\sqrt{3}$ fase-terra									30		
cos $\varphi$	0,9	1	1	0,9	1	1	0,9	1	1	0,9	1	1
P <sub>161</sub> [MW]	65	65	0	65	65	0	65	65	0	65	65	0

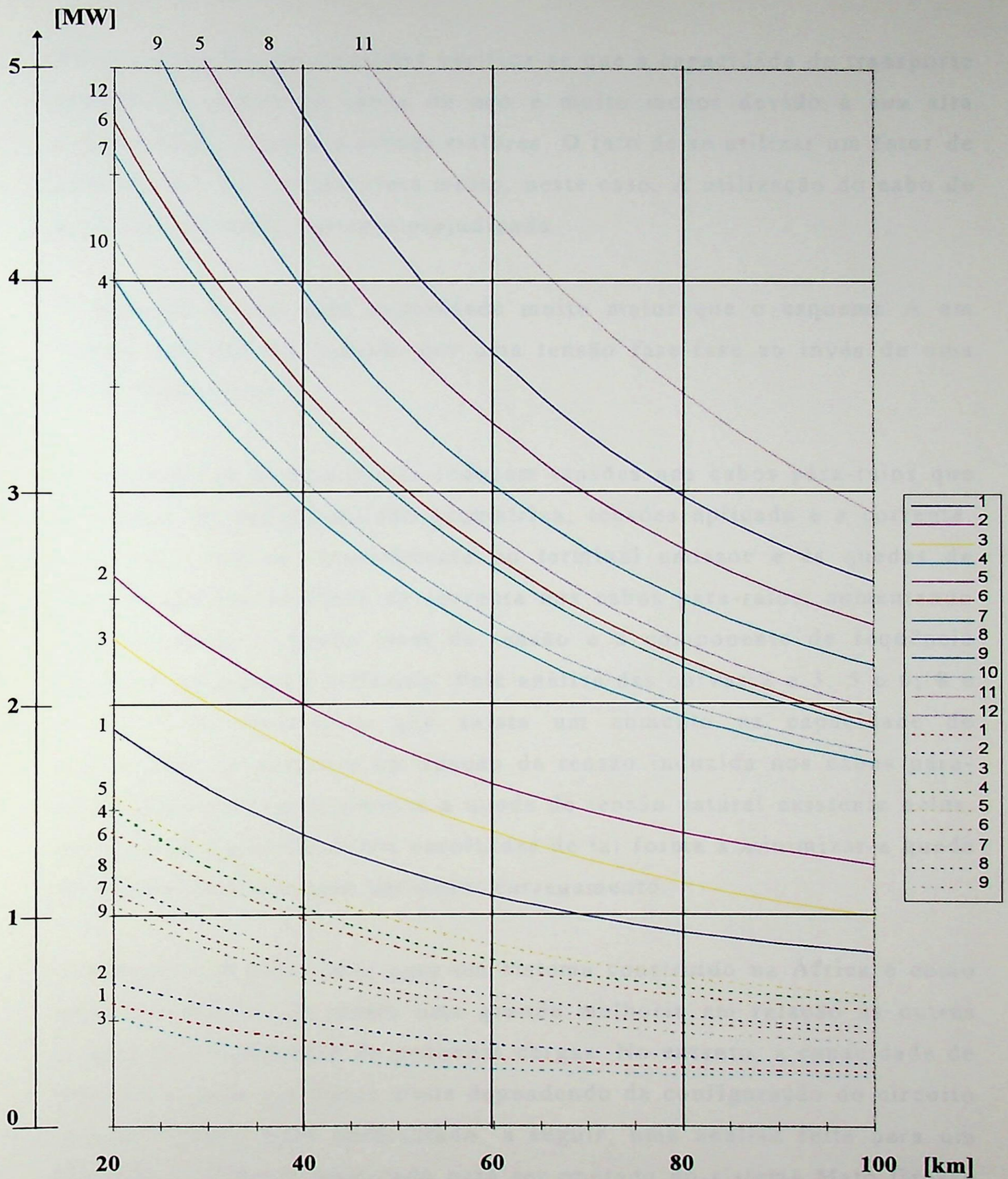


Figura 3.1 - Capacidade de transmissão das configurações típicas com os cabos de aço e ACSR.

— Cabo ACSR ,  $S = 76,9 \text{ mm}^2$       ..... Cabo de aço ,  $S = 60,0 \text{ mm}^2$

Pelos resultados apresentados verifica-se que a capacidade de transporte quando se utiliza os cabos de aço é muito menor devido à sua alta resistividade levando a perdas maiores. O fato de se utilizar um fator de potência 0,9 ou 1,0 não afeta muito, neste caso. A utilização do cabo de aço fica, portanto, bastante prejudicada.

O esquema B tem uma capacidade muito maior que o esquema A em função daquele ser suprido por uma tensão fase-fase ao invés de uma tensão fase-terra.

Os condutores da alta tensão induzem tensões nos cabos pára-raios que dependem de sua disposição geométrica, tensões aplicada e a corrente. Elas adicionam-se vetorialmente no terminal emissor e às quedas de tensões devidas ao fluxo de corrente nos cabos pára-raios, aumentando ou diminuindo a queda total de tensão e a componente de seqüência negativa no esquema trifásico. Pela análise das curvas 2 e 3; 5 e 6; 8 e 9; 11 e 12 observa-se que existe um aumento na capacidade de transmissão de potência em função da tensão induzida nos cabos pára-raios compensar parcialmente a queda de tensão natural existente neles. As fases energizadas foram escolhidas de tal forma a minimizar a queda de tensão possibilitando um maior carregamento.

A análise acima foi feita para um sistema construído na África e como pode se observar já existe uma grande melhoria em relação às outras formas de atendimento de pequenas cargas. No entanto, a capacidade de transporte pode ser maior ainda dependendo da configuração do circuito de alta tensão. Será apresentado, a seguir, uma análise feita para um circuito de 230 kV, projetado para ser operado no sistema Mato Grosso da Eletronorte.

A linha de 230 kV-60 Hz, circuito simples, tem a sua geometria semelhante à apresentada na Figura 2.7-b onde as características dos pára-raios são:

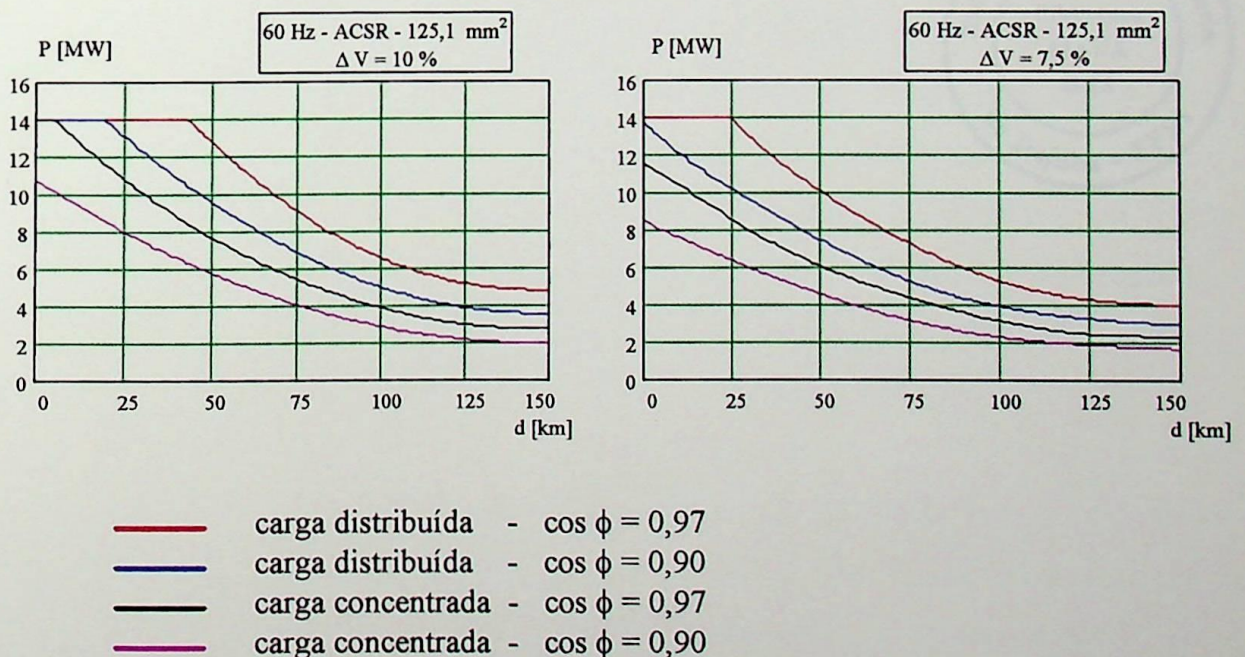
- Cabo ACSR Penguin de  $125,1 \text{ mm}^2$ ;  $S_{AL} = 107,2 \text{ mm}^2$ ;  $S_{AÇO} = 17,9 \text{ mm}^2$ ;  $\Phi = 14,31 \text{ mm}$ ; (6 Al x 4,77 mm + 1 Aço x 4,77 mm);  $r = 0,287 \text{ } \Omega/\text{km}$  a  $40 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

As seguintes considerações foram feitas no estudo paramétrico:

- Os circuitos são transpostos nos trechos onde os cabos pára-raios estão isolados.
- Duas análises quanto ao tipo de carga foram feitas. A primeira considerando a carga distribuída ao longo do pára-raios e a segunda com ela concentrada no terminal remoto.
- O transformador isolador colocado no terminal emissor tem uma capacidade de 1,2 a 1,35 vezes a carga total e com uma impedância de 6%.
- A carga está simulada no terminal secundário do transformador de distribuição para dois valores de fator de potência: 0,90 e 0,97. A potência do transformador de distribuição é 1,5 vezes a potência ativa da carga e ele tem uma impedância de 4,5%.
- capacitores de balanceamento são conectados entre os cabos pára-raios com um valor total da ordem de 25% da potência ativa. Uma parte destes capacitores pode ser desconectada quando a carga é pequena.
- O balanceamento longitudinal é feito através do aterramento de um resistor-reator com uma impedância otimizada, instalada no terminal emissor somente.

- A tensão no cabo pára-raios é regulada através do secundário do transformador isolador com 1,05 pu para carga máxima e 1,0 pu a vazio onde 1 pu é 34,5 kV.
- A carga nos circuitos de alta varia de zero até a condição de SIL.
- A queda de tensão nos cabos pára-raios não pode exceder 7,5% ou em um segundo caso 10% excluindo as queda nos transformadores terminais.
- A componente de seqüência negativa deve ser menor ou igual a 2% para qualquer condição de operação.

Os resultados estão apresentados na Figura 3.2 para uma distância de até 150 km com carga distribuída e concentrada. Nas condições de operação normais, a máxima variação de tensão em qualquer ponto do PRE é  $\pm 5\%$  acima ou abaixo da tensão nominal.



**Figura 3.2 - Capacidade de transmissão de potência versus distância de um sistema PRE trifásico em 34,5 kV sobre uma linha de 230 kV.**

A componente de tensão negativa no lado de baixa tensão para a condição mais desfavorável é apresentada a seguir:

comprimento do PRE [km]	carga distribuída	carga concentrada
50	$v_2 \leq 1,10 \%$	$v_2 \leq 0,80 \%$
100	$v_2 \leq 1,35 \%$	$v_2 \leq 0,80 \%$
150	$v_2 \leq 1,85 \%$	$v_2 \leq 1,20 \%$

Estes resultados vêm mostrar que é possível a utilização do sistema PRE com uma qualidade de energia dentro dos padrões exigidos bastando para isto se fazer a compensação através da utilização dos capacitores em derivação e o resitor-reator de balanceamento.



## CAPÍTULO 4

### INFLUÊNCIA DO PRE NO SISTEMA DE ALTA TENSÃO

Filosoficamente o PRE deve ter uma influência mínima no desempenho do sistema de alta tensão, afinal ele não é o motivo principal da linha de transmissão. A função do pára-raios de ser um elemento de proteção da linha contra surtos atmosféricos deverá ser preservada. As conseqüências em se ter estes cabos energizados não deverá comprometer o bom desempenho do sistema de alta tensão. Portanto, neste item serão analisados três aspectos da influência do PRE no sistema de alta tensão.

#### **4.1 DESEMPENHO FRENTE A SURTOS ATMOSFÉRICOS**

Como já foi descrito, o cabo pára-raios deverá estar energizado a partir da subestação supridora em um dos lados da linha. Portanto, ele deverá estar isolado neste trecho funcionando como uma linha de média tensão. É fundamental que este isolamento não degrade a eficiência do cabo pára-raios e não cause um acréscimo no nível de *back-flashover* do circuito de alta tensão, e por conseqüência uma degradação, indesejável, do sistema principal de transmissão.

Poderia se considerar aceitável o desempenho do PRE frente a surtos atmosféricos e quanto ao isolamento quando ele fosse comparado a linhas de distribuições convencionais na mesma faixa de tensão.

É bastante conhecida a aplicação de cabos pára-raios isolados em linhas de EHV e que a capacidade de proteção se mantém praticamente a mesma quando os centelhadores com um pequeno espaçamento

(10 a 50 mm) são montados nas cadeias de isoladores que sustentam os cabos pára-raios. Os cabos são usualmente aterrados em alguns pontos destes trechos isolados ou algumas transposições são feitas para dois longos trechos com os cabos pára-raios isolados para limitar as sobretensões induzidas.

Entretanto, no caso do PRE existem algumas diferenças para a prática normal. Primeiramente, o cabo pára-raios é energizado para um nível de média tensão para comprimentos que podem superar 100 km. Em segundo lugar, em função dos cabos estarem energizados, o isolamento precisa ser adequado para suportar sobretensões.

O potencial no cabo pára-raios é pequeno quando comparado com frente de onda de um surto atmosférico trafegando no mesmo em direção à terra. Deve-se esperar, portanto, que a eficiência no que se refere à capacidade de escoamento do surto não seja diminuída. Serão feitos mais comentários neste sentido no item 4.2.

Quando um surto atmosférico cai sobre o pára-raios ou sobre a torre haverá uma ruptura do dielétrico do centelhador de proteção mais próximo do cabo pára-raios aterrando o cabo através do arco. O cabo pára-raios comporta-se como se ele estivesse aterrado e, neste caso, o surto atmosférico fluindo pela torre pode levar a ocorrência de um *back-flashover* no circuito de alta. Como o cabo pára-raios está energizado na subestação, a descarga através do *gap* significa um curto-circuito para a terra. Neste caso, a proteção vai abrir desenergizando o cabo pára-raios a menos que o arco se extinga rapidamente, o que pode ocorrer se o nível de curto-circuito for baixo. Este comportamento não é preocupante porque ele é típico em linhas de média tensão.

Após a abertura do disjuntor uma corrente de arco secundário poderá fluir pelo *gap* ainda ionizado. Esta corrente é mantida pelo acoplamento

capacitivo e indução eletromagnética do circuito de alta tensão. Análises mostram<sup>[2]</sup> que a máxima corrente secundária ocorre em conjunto com uma falta monofásica no circuito de alta tensão (provocada por um *back-flashover* ou por um raio atingindo o condutor da linha principal) ou na condição em que uma fase esteja aberta, devido aos desequilíbrios de corrente e tensão.

A corrente de arco secundária no centelhador precisa ser extinta rapidamente, para prevenir contra a danificação de equipamentos e permitir a recuperação do suprimento através do cabo pára-raios. Experiências em laboratório e investigações de campo mostraram que haverá a auto extinção da corrente de arco secundário em cabo pára-raios isolados com comprimentos de até 100 km<sup>[2]</sup> conforme será descrito no item 4.2.

Poderia se analisar, finalmente, a tendência a que estarão sujeitos os cabos pára-raios de incidência de surtos atmosféricos e na ocorrência de falhas nos mesmos devido a eventos transitórios. Primeiramente, observa-se que o PRE está localizado a uma altura superior em relação ao solo do que os condutores de uma linha de média tensão convencional. Este fato pode causar um acréscimo na taxa de *flashover* devido a surtos atmosféricos sobre o PRE em relação à linha convencional em função ou da incidência direta do raio sobre o cabo. A incidência será maior tanto mais alto estiver o condutor. Cálculos mostram<sup>[2]</sup> que um acréscimo na altura de 10 m para 20 m causa um acréscimo de 20% a 40% na taxa de *flashover* devido a surtos atmosféricos caindo diretamente sobre a linha, com uma intensidade de corrente variando de 10 kA a 100 kA.

Se por um lado existe este aspecto negativo no fato dos condutores do PRE estarem em um ponto elevado acima dos condutores de alta tensão da linha, por outro lado isto pode ser positivo estando os condutores do

PRE protegidos no que se refere ao aspecto físico, pode se analisar o risco na falha do isolamento devido a outros fatores tais como contatos com árvores, vegetação de forma geral ou objetos estranhos que estejam passando em baixo da linha, ou ainda a falha no isolamento devido a animais que porventura venham a subir nas torres. Estas faltas podem contribuir de forma considerável na taxa de desligamento das linhas de média tensão, e são frequentemente de longa duração não se extinguindo por si só. Esta talvez seja a razão porque em sistemas já em operação tem se verificado uma taxa de desligamento inferior nos PRE's do que em sistemas de média tensão na mesma região.

Em função da vasta maioria das faltas no PRE ser de natureza transitória causada por descargas atmosféricas, espera-se que a aplicação de religamento automático nestes sistemas venham ter uma redução muito mais significativa de falta de alimentação do que em sistemas de média tensão convencionais. No entanto, o uso de religadores nos sistemas de PRE requerem estudos especiais e precauções devido ao acoplamento existente com o circuito de alta tensão. As seguintes condições precisam ser satisfeitas para o sucesso dos religadores:

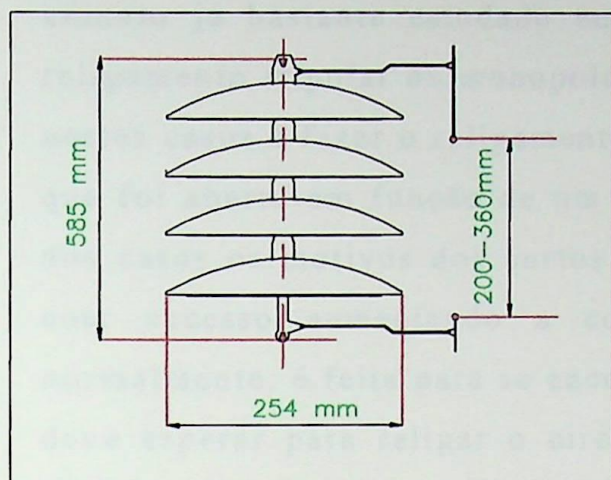
- A falta no PRE precisa ser de natureza transitória.
- A corrente de arco secundário precisa se auto extinguir, apesar da indução do circuito de alta tensão.
- Não poderá haver ferorressonância durante o período de atuação do religador.
- O isolamento precisa suportar as sobretensões provenientes do chaveamento do religador.

## 4.2 EXTINÇÃO DO ARCO SECUNDÁRIO NOS CENTELHADORES

Como já foi mencionado, quando da incidência de um surto atmosférico sobre pára-raios, que está isolado e energizado, os isolamentos de ar entre os centelhadores mais próximos deverão se romper e o raio deverá ser descarregado para a terra através do arco que se formará. Após a extinção do arco, o meio ainda permanecerá ionizado permitindo que exista uma corrente denominada de arco secundário. A tensão que gera esta corrente poderá ser aquela induzida do circuito de alta tensão ou da própria tensão a que o PRE está energizado. Esta corrente precisa ser extinta o mais rápido possível pois do contrário pode danificar equipamentos inviabilizando a reenergização do PRE e por em risco o sistema de transmissão principal. Espera-se que a extinção ocorra em um tempo menor que 1 segundo após a abertura do disjuntor do pára-raios. Nos raros eventos em que a corrente de arco secundário persistir, a chave de aterramento rápido vai fechar na estação supridora.

Para haver esta extinção é necessário que o espaçamento do centelhador seja grande. Quanto maior o espaçamento mais fácil será a extinção. Por outro lado, o espaçamento não pode ser muito grande a tal ponto de se ter o risco de não romper o *gap* quando da passagem de um surto atmosférico. Portanto existe um espaçamento ideal para cada nível de tensão e para os diversos tipos de isoladores e *gap*'s possíveis.

Testes de laboratório podem ser realizados em circuitos artificiais para checar a capacidade dos arcos se auto extinguiem nos centelhadores. Quando da construção do pára-raios energizado no sistema Acre-Rondônia da Eletronorte foram realizados diversos ensaios em laboratório para testes do isolador que seria utilizado, inclusive o ensaio de extinção de arco secundário. O isolador utilizado está apresentado na Figura 4.1 o qual possui quatro isoladores de porcelana com as dimensões ali apresentadas.



Tensão suportável sob impulso	260 kV
Tensão suportável em 60 Hz a seco	190 kV
Tensão suportável em 60 Hz sob chuva	130 kV
Diâmetro do disco	254 mm
Carga mecânica de ruptura	4000 kgf
Distância de escoamento	1200 mm
Peso líquido	16 kg

**Figura 4.1 - Isolador de porcelana rígido utilizado no PRE de 34,5 kV montado sobre uma linha de 230 kV no sistema Acre-Rondônia da Eletronorte.**

O circuito de ensaio consiste de dois capacitores conectados em série supridos por um transformador, o objeto de teste (isolador) é colocado em paralelo a um dos capacitores para simular a tensão de recuperação. Este modelo tenta reproduzir uma situação real onde uma tensão induzida tenderá a manter uma corrente de arco secundário circulando. Os ensaios devem cobrir, portanto, as tensões e correntes que poderão existir no sistema. O espaçamento dos centelhadores também devem ser variados.

#### 4.3 INDUÇÃO NA ALTA DESENERGIZADA COM O PRE ENERGIZADO

Para a operação do sistema PRE é preciso analisar se é possível energizá-lo mesmo quando a linha de alta tensão estiver desenergizada, visto que a alimentação do PRE é feita na subestação supridora. Em caso positivo este recurso aumentaria um pouco a confiabilidade na alimentação do PRE reduzindo o tempo que este estaria fora em casos de saída da alta tensão.

A indução de um circuito em outro ou a indução das fases entre si é um assunto já bastante estudado em função da possibilidade de se fazer religamento tripolar ou monopolar em linhas de transmissão. O objetivo nestes casos é fazer o religamento o mais rápido possível de um circuito que foi aberto em função de um curto-circuito pois em grande número dos casos os motivos dos curtos são transitório e o religamento ocorre com sucesso aumentando a confiabilidade do sistema. A análise, normalmente, é feita para se encontrar o tempo morto em que a proteção deve esperar para religar o circuito. Um tempo pequeno pode levar a correntes e tensões de arco secundário elevados a tal ponto do arco não se extinguir e não se ter sucesso no religamento. Um tempo muito elevado pode comprometer a estabilidade do sistema.

O aparecimento da tensão e corrente de arco secundário ocorre devido ao acoplamento capacitivo e indutivo entre os circuitos sendo o primeiro predominante. Vários fatores podem influenciar a grandeza destas variáveis tais como o comprimento da linha, a sua relação  $C_0 / C_1$ , o fator de compensação, a relação  $X_0/X_1$  do reator, etc. Conforme referência [14] pode-se encontrar equações que determinam os valores das tensões e correntes de arco secundário com bastante precisão particularmente para o religamento monopolar.

A situação quando o PRE induz tensão no 230 kV desenergizado obedece ao fenômeno do religamento tripolar. Os casos onde podem ocorrer as piores sobretensões são aqueles onde há reator em derivação na linha desenergizada. Dependendo do valor do reator pode ocorrer ressonância entre este e a linha. Vão haver ressonâncias em dois locais. O primeiro devido ao acoplamento de seqüência zero entre o reator e a linha e o segundo devido ao acoplamento de seqüência positiva.

Para a seqüência zero é possível mudar o ponto de ressonância pela instalação de reator de neutro no reator da linha. Portanto esta análise

precisa ser feita e verificado a viabilidade de operação do PRE sem o sistema de alta tensão uma vez que este segundo tem uma importância muito maior e a sua operação não pode ser degradada.

#### 4.4 CONCLUSÕES

Como os pára-raios energizados estão próximos do sistema de alta tensão, alguns cuidados devem ser tomados para que estes não venham a interferir no desempenho da linha principal, mantendo a sua função de proteção contra descargas atmosféricas e sem criar problemas danosos em função do acoplamento existente entre os dois circuitos.

É de se esperar que o desempenho da linha principal não se degrade em função da presença do PRE se os centelhadores estiverem bem dimensionados. Quando da ocorrência de um surto atmosférico sobre o cabo pára-raios deverá haver o rompimento do *gap* permitindo a passagem do surto para a terra. O desligamento do PRE neste momento deverá ocorrer, a menos que o surto se extinga muito rapidamente antes da atuação da proteção. Este comportamento já é típico em linhas de média tensão. O fato de PRE estar localizado em uma altura muito elevada, se comparado com linhas de mesmo nível de tensão, terá como consequência um desempenho um pouco diferente das linhas convencionais. Se por um lado um maior número de surtos atmosféricos deverão ocorrer, por outro, um número bastante inferior de outros eventos tais como queda de galhos sobre a linha, toques de animais, queimadas, podem levar ao PRE ter um desempenho superior às linhas convencionais. Isto pode ocorrer com muito maior impacto se puder ser instalado religadores na estação supridora do PRE em função de que os maiores causadores de desligamentos no PRE, a descarga atmosférica, são transitórios, ou seja, não permanentes. No entanto, o uso deste equipamento só poderá ser feita após uma análise criteriosa em função do acoplamento existente entre os circuitos.

Os centelhadores foram definidos e ensaiados para comprovar o seu desempenho frente a descargas atmosféricas apresentando resultados satisfatórios. Ele deve ser o maior possível para facilitar a extinção do arco secundário, mas não pode ser tão grande a ponto de não se romper quando da passagem de um surto atmosférico.

A indução entre os dois circuitos deve ocorrer em função da proximidade dos mesmos através do acoplamento existente. Estes acoplamentos serão tanto maiores quanto mais próximos das ressonâncias de seqüência positiva e zero entre a linha de transmissão e os reatores da linhas. Em função de tensões induzidas pelo PRE no circuito de alta desenergizado é recomendável a análise para verificar a possibilidade de operação do PRE quando o sistema de alta estiver fora.

## CAPÍTULO 5

### **MODELAGEM DOS CABOS PÁRA-RAIOS ENERGIZADOS, PELO ESQUEMA TRIFÁSICO, PARA SIMULAÇÃO DIGITAL**

#### **5.1 INTRODUÇÃO**

A obtenção de resultados, tanto para regime permanente como para transitórios, pode ser obtida através da utilização de programas que representem o sistema de forma trifásica. Um exemplo seria o EMTP. Existe uma confiança grande na modelagem através destes programas, no entanto, a montagem de um caso inicial, apenas como o propósito de se ter uma visão da capacidade de transporte e desequilíbrios de um sistema PRE que pode vir a existir, pode ser dispendiosa nesta etapa preliminar do processo.

O objetivo neste capítulo é apresentar uma modelagem do sistema PRE trifásico de tal forma a se poder, em uma etapa bastante preliminar, ter uma visão de como se comporta este sistema no que se refere ao regime permanente, apresentando uma análise de sensibilidade para a variação da carga na baixa do transformador de distribuição e do comprimento da linha do PRE, o que seria bastante trabalhoso através da simulação do programa tradicional.

A metodologia utilizada neste desenvolvimento foi a da representação do PRE através de seus equivalentes em modo diferencial e comum, uma vez que este é um sistema bifásico. Todos os componentes existentes no circuito, tais como a linha do PRE, linha lateral, banco de capacitores,

transformadores, impedância de equalização, equivalente de curto-circuito, etc, foram representados através de seus equivalentes.

## 5.2 REPRESENTAÇÃO DOS MODELOS

Neste item será feito o desenvolvimento para a representação de cada componente do sistema real em seu equivalente no sistema bifásico. A modelagem é feita com uma fonte trifásica na baixa do transformador elevador da estação supridora. Esta fonte está atrás de uma impedância de seqüência positiva  $Z_1$ , obtida através do curto-circuito trifásico. O curto monofásico não é utilizado para obtenção da impedância de seqüência zero pois esta não tem influência nenhuma no circuito bifásico estudado. O circuito a ser modelado está apresentado na Figura 5.1 onde a linha do PRE e a linha lateral são representadas por suas impedâncias  $\dot{Z}_L$  (linha) e  $\dot{Z}_G$  (terra) conforme foi obtido no item 2.4 (Princípios de Funcionamento).

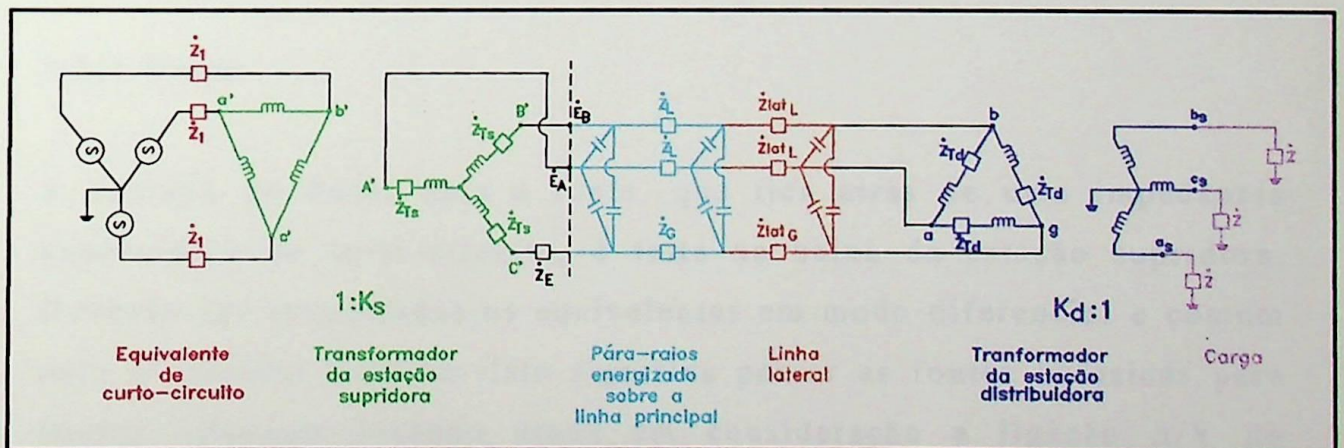


Figura 5.1 - Sistema completo do PRE trifásico a ser modelado.

O resultado final obtido com a representação em modo diferencial e comum (circuito bifásico) está apresentado na Figura 5.2. Com as tensões das fontes representadas por  $\dot{E}'_1$  e  $\dot{E}'_0$  pode-se encontrar os valores de  $\dot{V}_1$  e  $\dot{V}_0$  através dos quais se obtém as tensões trifásicas na baixa do transformador de distribuição.

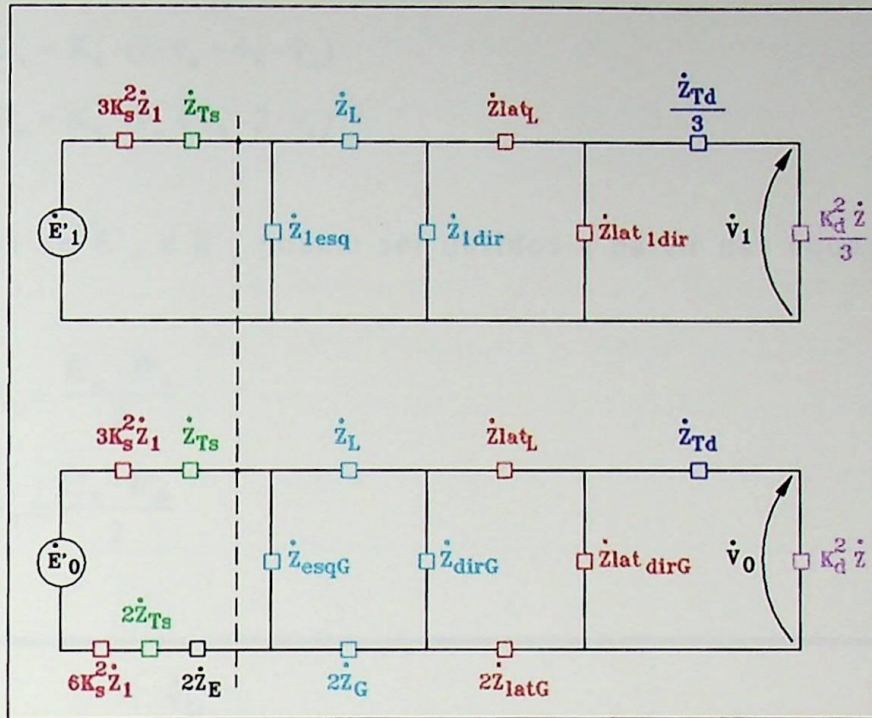


Figura 5.2 - Modelagem completa em modo diferencial (a) e modo comum (b)

O desenvolvimento será apresentado a seguir para cada um dos componentes.

### 5.2.1 Fonte

A entrada de dados para a fonte, que fica atrás de uma impedância equivalente de curto-circuito, é feita na baixa da estação supridora. Deverão ser encontrados os equivalentes em modo diferencial e comum para o circuito bifásico. Isto significa passar as fontes trifásicas para fontes bifásicas levando ainda em consideração a ligação  $\Delta/Y$  do transformador. A Figura 5.3 apresenta o modo esquemático deste circuito.

$$\dot{E}'_A - K_s \cdot (\dot{v}_a - \dot{v}_b) + K_s \cdot (\dot{v}_c - \dot{v}_a) = 0$$

$$\dot{E}'_B - K_s \cdot (\dot{v}_b - \dot{v}_c) + K_s \cdot (\dot{v}_c - \dot{v}_a) = 0$$

$$\begin{aligned} \dot{E}'_A &= K_S \cdot (2 \cdot \dot{v}_a - \dot{v}_b - \dot{v}_c) \\ \dot{E}'_B &= K_S \cdot (\dot{v}_a + \dot{v}_b - 2 \cdot \dot{v}_c) \end{aligned} \quad (5.1)$$

Os valores de  $\dot{E}'_0$  e  $\dot{E}'_1$  podem ser obtidos a partir das equações 2.3, ou seja:

$$\dot{E}'_0 = \frac{\dot{E}'_A + \dot{E}'_B}{2}$$

$$\dot{E}'_1 = \frac{\dot{E}'_A - \dot{E}'_B}{2}$$

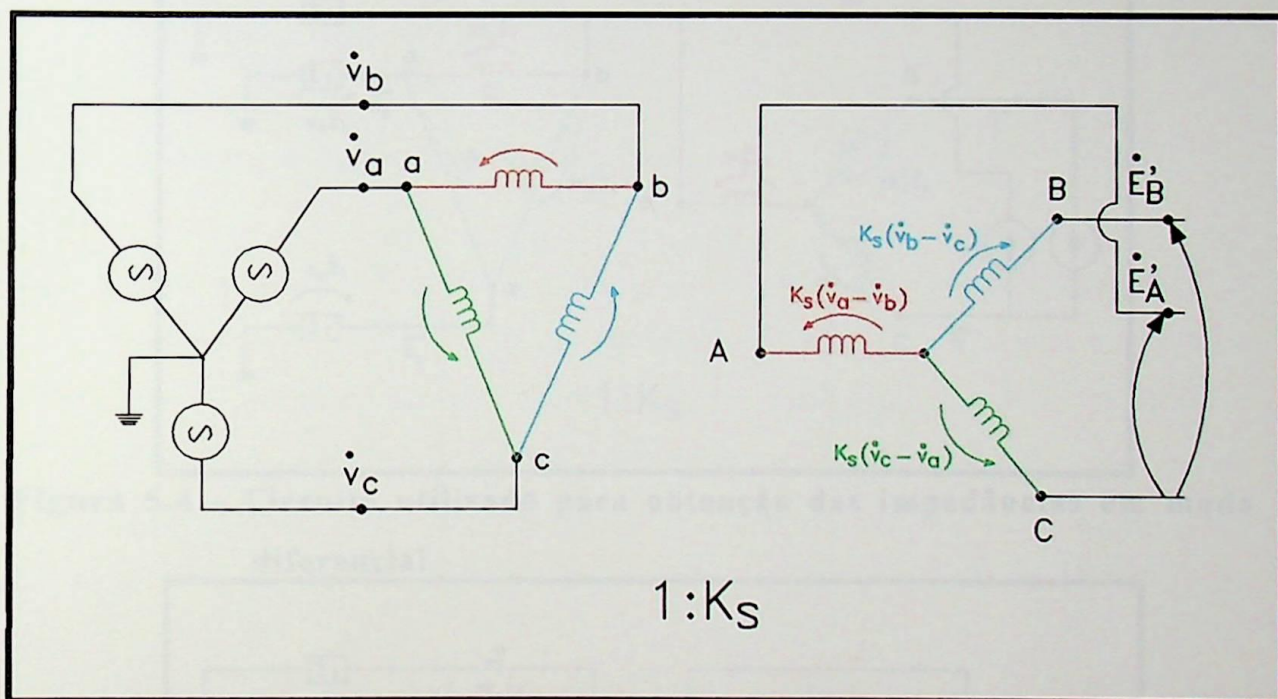


Figura 5.3 - Modelagem da fonte.

### 5.2.2 Equivalente de curto-circuito

O equivalente de curto-circuito é inserido na baixa do transformador na estação supridora. Somente a impedância  $Z_1$  tem influência no PRE uma vez que a impedância equivalente de seqüência zero do sistema ali não interfere na alta do transformador em função da ligação  $\Delta Y$ . Portanto é necessário somente o equivalente de curto-circuito trifásico na baixa do transformador.

A impedância  $\dot{Z}_1$  na baixa do transformador deverá ser transportada para o lado de alta resultando nas impedâncias em modo diferencial e comum nesta tensão. Para tanto admitem-se duas fontes na alta. Para obtenção da impedância  $Z_{alta}$ , as fontes deverão gerar correntes de valor unitário defasadas de  $180^\circ$ , ou seja, com somente em modo diferencial para o sistema bifásico. O valor da tensão resultante sobre a fontes representa a impedância neste modo. No caso do modo comum, as fontes deverão estar com a mesma fase. As Figuras 5.4 e 5.5 apresentam os diagramas para obtenção destes equivalentes.

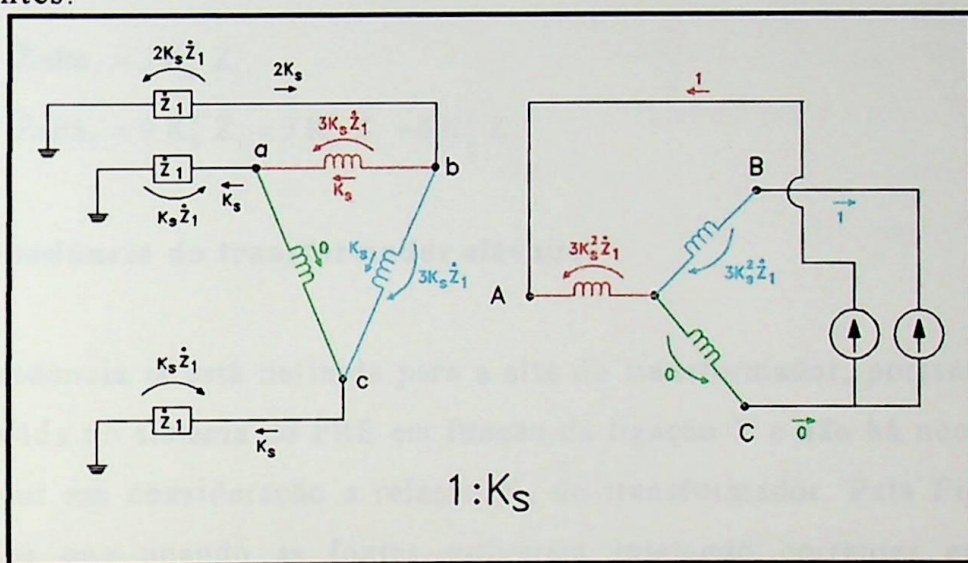


Figura 5.4 - Circuito utilizado para obtenção das impedâncias em modo diferencial.

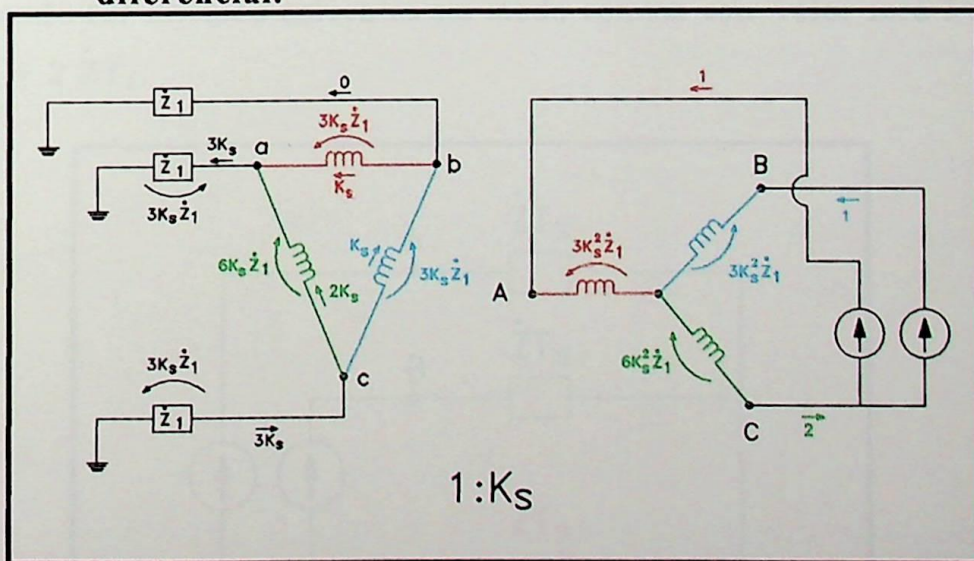


Figura 5.5 - Circuito utilizado para obtenção das impedâncias em modo comum.

Pela Figura 5.4 observa-se que a corrente entra pela fase A e sai pela fase B enquanto que pela fase C ela é zero. Elas induzem correntes nos enrolamentos de baixa com um fator  $K_s$ . Em função destas correntes vão aparecer tensões sobre as impedâncias  $\dot{Z}_1$ . As tensões que aparecem nos enrolamentos de baixa são refletidas para o enrolamento de alta e a partir daí pode-se determinar a tensão que aparece sobre a fase A que representa a impedância em modo diferencial. O mesmo pode ser dito para o modo comum. Por estas figuras observa-se que:

$$\dot{Z}_{alta_1} = 3 K_s^2 \dot{Z}_1 \quad (5.2)$$

$$\dot{Z}_{alta_0} = 9 K_s^2 \dot{Z}_1 = 3 K_s^2 \dot{Z}_1 + 6 K_s^2 \dot{Z}_1$$

### 5.2.3 Impedância do transformador elevador

Esta impedância já está definida para a alta do transformador, portanto ela já está inserida no sistema do PRE em função da ligação Y e não há necessidade de se levar em consideração a relação  $K_s$  do transformador. Pela Figura 5.6 verifica-se que quando as fontes estiverem injetando correntes em modo diferencial (defasadas de  $180^\circ$ ) a tensão que aparece sobre a fonte na fase A é  $\dot{Z}_{T_s}$  e quando for injetado correntes em modo comum este valor será  $3 \dot{Z}_{T_s}$ , ou seja,  $\dot{Z}_{T_s} + 2 \dot{Z}_{T_s}$ .

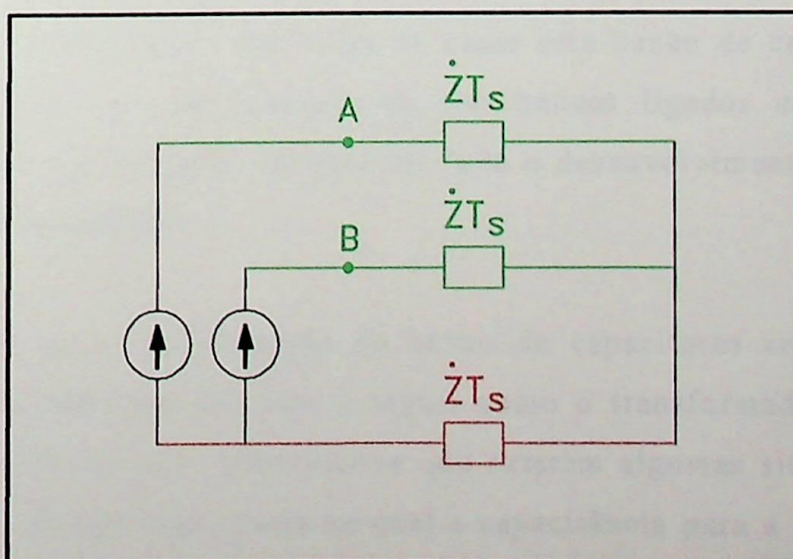


Figura 5.6 - Impedância do transformador elevador.

#### 5.2.4 Linha do PRE

A linha do PRE já foi exaustivamente discutida no capítulo 2 (Princípios de Funcionamento). Ela é representada, em modo diferencial, por sua impedância de linha  $\dot{Z}_L$  e modo comum pela impedância de linha  $\dot{Z}_L$  e  $2\dot{Z}_G$  no circuito de retorno.

#### 5.2.5 Impedância de balanceamento

A impedância de balanceamento tem um efeito similar à impedância de terra da linha do PRE. Portanto, ela é representada apenas no circuito em modo comum com valor  $2\dot{Z}_E$ . Ela está separada da impedância de terra da linha por causa capacitância do circuito  $\pi$  utilizado para modelar a linha do PRE.

#### 5.2.6 Capacitores

Existem diversas capacitâncias a serem representadas neste circuito. Como a linha do PRE está modelada por um circuito  $\pi$ , nos dois extremos da linha haverá capacitâncias. Além disto, existem as capacitâncias de compensação que são três capacitores iguais instalados na saída para linha lateral, um entre as fases e os outros entre as fases e a terra. Finalmente é representada a capacitância de equalização que fica entre as fases, esta também se localiza na saída para a linha lateral. Em todos os casos este banco de capacitores pode ser representado por um conjunto de três bancos ligados em  $\Delta$  conforme mostra a Figura 5.7 a partir da qual foi feito o desenvolvimento utilizando-se a impedância capacitiva.

Foi analisado se a representação do banco de capacitores em separado, ou seja, sem os elementos que vêm a seguir como o transformador abaixador e outros, é correta ou não. Observou-se que existem algumas situações em que isto é válido, dentre elas aquela na qual a capacitância para a terra da fase A

for igual à da fase B independente da capacitância entre fases, que é o caso presumido neste sistema.

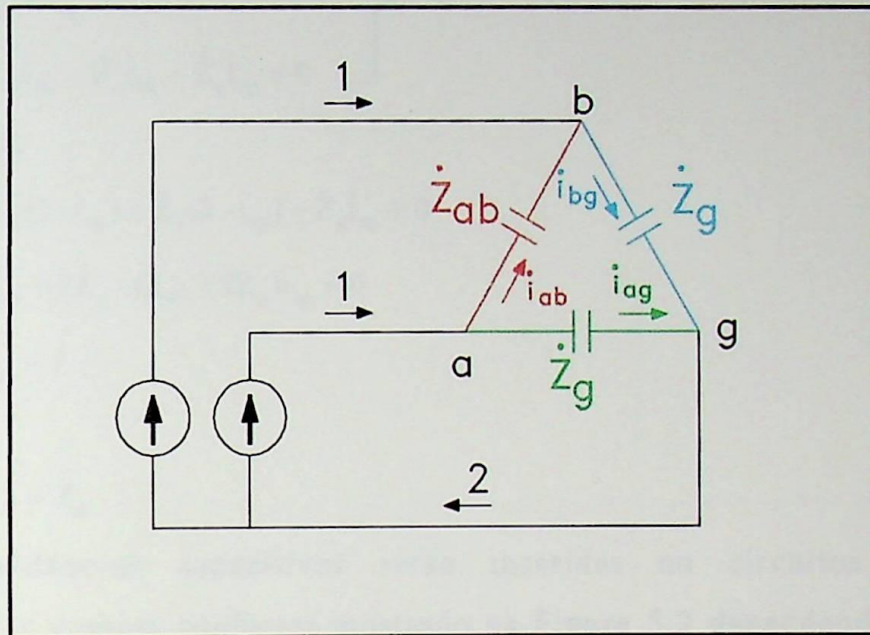


Figura 5.7 - Modelagem das capacitâncias.

Para o modo diferencial as fontes de correntes terão valores unitários com defasagem de 180°. Não haverá, portanto, corrente pela terra.

$$\dot{E}_A = \dot{Z}_g \cdot \dot{i}_{ag} \quad \text{mas}$$

$$\dot{i}_{ag} = 1 \cdot \frac{\dot{Z}_{ab}}{\dot{Z}_{ab} + 2\dot{Z}_g} \quad \text{então a impedância } \dot{Z}_1, \text{ que tem o mesmo valor que a tensão } \dot{E}_A, \text{ será:}$$

$$\dot{Z}_1 = \frac{\dot{Z}_{ab} \cdot \dot{Z}_g}{\dot{Z}_{ab} + 2\dot{Z}_g} \quad (5.3)$$

Para o modo comum as duas correntes unitárias estarão entrando pelo  $\Delta$  e portanto uma corrente pela terra com o valor de 2.

$$\begin{aligned} \dot{E}_A &= \dot{Z}_g \cdot \dot{i}_{ag} && \text{mas,} \\ \dot{i}_{ab} + \dot{i}_{ag} &= 1 \\ \dot{i}_{bg} + \dot{i}_{ag} &= 2 \\ \dot{Z}_{ab}\dot{i}_{ab} + \dot{Z}_g\dot{i}_{bg} - \dot{Z}_g\dot{i}_{ag} &= 0 \end{aligned} \quad \left. \vphantom{\begin{aligned} \dot{E}_A &= \dot{Z}_g \cdot \dot{i}_{ag} \\ \dot{i}_{ab} + \dot{i}_{ag} &= 1 \\ \dot{i}_{bg} + \dot{i}_{ag} &= 2 \\ \dot{Z}_{ab}\dot{i}_{ab} + \dot{Z}_g\dot{i}_{bg} - \dot{Z}_g\dot{i}_{ag} &= 0 \end{aligned}} \right\}$$

Resolvendo:

$$\dot{Z}_{ab}(1 - \dot{i}_{ag}) + \dot{Z}_g(2 - \dot{i}_{ag}) - \dot{Z}_g\dot{i}_{ag} = 0$$

$$\dot{Z}_{ab} + 2\dot{Z}_g - (\dot{Z}_{ab} + 2\dot{Z}_g)\dot{i}_{ag} = 0$$

$$\dot{i}_{ag} = 1$$

Dai,

$$\dot{Z}_0 = \dot{Z}_g \quad (5.4)$$

Estas impedâncias capacitivas serão inseridas no circuitos em modo diferencial e comum conforme mostrado na Figura 5.2 dependendo apenas de quais capacitâncias estão presentes lembrando que existem as capacitâncias dos  $\pi$ 's das linhas do PRE e da linha lateral, as capacitâncias de compensação e a de equalização.

### 5.2.7 Transformador da estação distribuidora e a carga

A Figura 5.8 mostra o circuito com o transformador abaixador com a ligação  $\Delta Y$  e a carga na baixa. A reatância do transformador  $\dot{Z}_{T_D}$  fica dentro do delta e deverá ser retirada para fora como também a carga deverá ser transportada para a alta.

**Modo diferencial:** ( $\dot{I}_A = 1$  e  $\dot{I}_B = -1$  resultando  $\dot{I}_G = 0$ )

$$\dot{V}_{ab} + \dot{V}_{bg} + \dot{V}_{ga} = 0$$

$$(\dot{K}_d^2 \dot{i}_{ab} \dot{Z} + \dot{Z}_{T_d} \dot{i}_{ab}) + (\dot{K}_d^2 \dot{i}_{bg} \dot{Z} + \dot{Z}_{T_d} \dot{i}_{bg}) + (\dot{K}_d^2 \dot{i}_{ga} \dot{Z} + \dot{Z}_{T_d} \dot{i}_{ga}) = 0$$

$$(\dot{K}_d^2 \dot{Z} + \dot{Z}_{T_d}) \dot{i}_{ab} + (\dot{K}_d^2 \dot{Z} + \dot{Z}_{T_d}) \dot{i}_{bg} + (\dot{K}_d^2 \dot{Z} + \dot{Z}_{T_d}) \dot{i}_{ga} = 0$$

$$(\dot{K}_d^2 \dot{Z} + \dot{Z}_{T_d}) (\dot{i}_{ab} + \dot{i}_{bg} + \dot{i}_{ga}) = 0$$

$$\dot{i}_{ab} + \dot{i}_{bg} + \dot{i}_{ga} = 0$$

Como,

$$\dot{i}_{ab} - \dot{i}_{ga} = 1$$

$$\dot{i}_{ab} - \dot{i}_{bg} = 1$$

Obtemos,

$$\dot{i}_{ab} = \frac{2}{3} \quad \text{e} \quad \dot{i}_{ga} = -\frac{1}{3}$$

O valor de  $\dot{Z}_1$  é o próprio valor de  $\dot{V}_{ag}$ , ou seja,

$$\dot{Z}_1 = K_d^2 \dot{Z} \cdot \dot{i}_{ag} + \dot{Z} T_d \cdot \dot{i}_{ag}$$

$$\dot{Z}_1 = \frac{K_d^2 \dot{Z}}{3} + \frac{\dot{Z} T_d}{3} \tag{5.5}$$

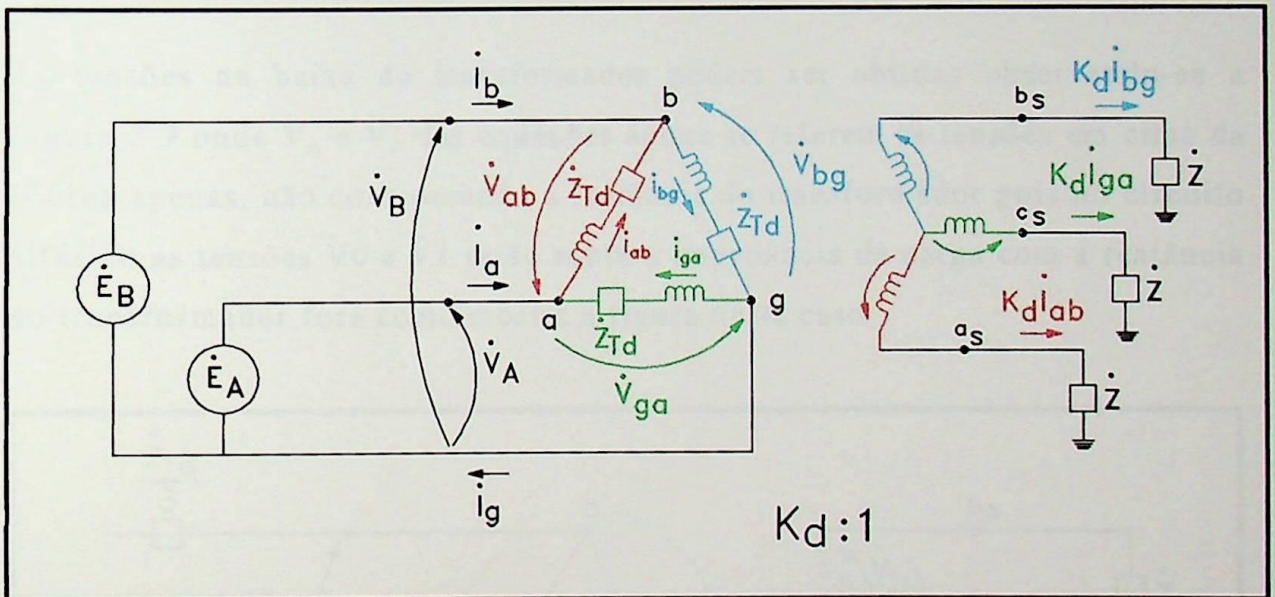


Figura 5.8 - Representação do transformador de distribuição e da carga.

**Modo comum:** ( $\dot{I}_A = 1$  e  $\dot{I}_B = 1$  resultando  $\dot{I}_G = 2$ )

$$\left. \begin{aligned} \dot{i}_{ab} - \dot{i}_{ga} &= 1 \\ \dot{i}_{bg} - \dot{i}_{ab} &= 1 \\ \dot{i}_{ab} + \dot{i}_{bg} + \dot{i}_{ga} &= 0 \end{aligned} \right\} \longrightarrow \begin{aligned} \dot{i}_{ab} &= 0 \\ \dot{i}_{bg} &= 1 \\ \dot{i}_{ga} &= -1 \end{aligned}$$

$$\dot{Z}_0 = K_d^2 \dot{Z} \cdot \dot{i}_{ag} + \dot{Z} T_d \cdot \dot{i}_{ag}$$

$$\dot{Z}_0 = K_d^2 \dot{Z} + \dot{Z} T_d \tag{5.6}$$

### 5.2.8 Passagem das variáveis em componentes de modo para componentes de fase

As variáveis em modo diferencial e comum são obtidas a partir da Figura 5.1 gerando os circuitos da Figura 5.2 que podem então ser calculados de forma mais simples. Os resultados obtidos através dos valores de  $\dot{V}_0$  e  $\dot{V}_1$ , que representam a tensão sobre a carga refletida na alta do transformador, podem ser transformados nas tensões trifásica na baixa. A partir da equação 2.2:

$$\begin{aligned} \dot{V}_A &= \dot{V}_0 + \dot{V}_1 \\ \dot{V}_B &= \dot{V}_0 - \dot{V}_1 \end{aligned} \quad (5.7)$$

As tensões na baixa do transformador podem ser obtidas observando-se a Figura 5.9 onde  $\dot{V}_A$  e  $\dot{V}_B$  das equações acima se referem às tensões em cima da bobina apenas, não considerando a reatância do transformador pois no circuito bifásico as tensões  $\dot{V}_0$  e  $\dot{V}_1$  estão sobre a impedância da carga com a reatância do transformador fora como mostra a figura neste caso.

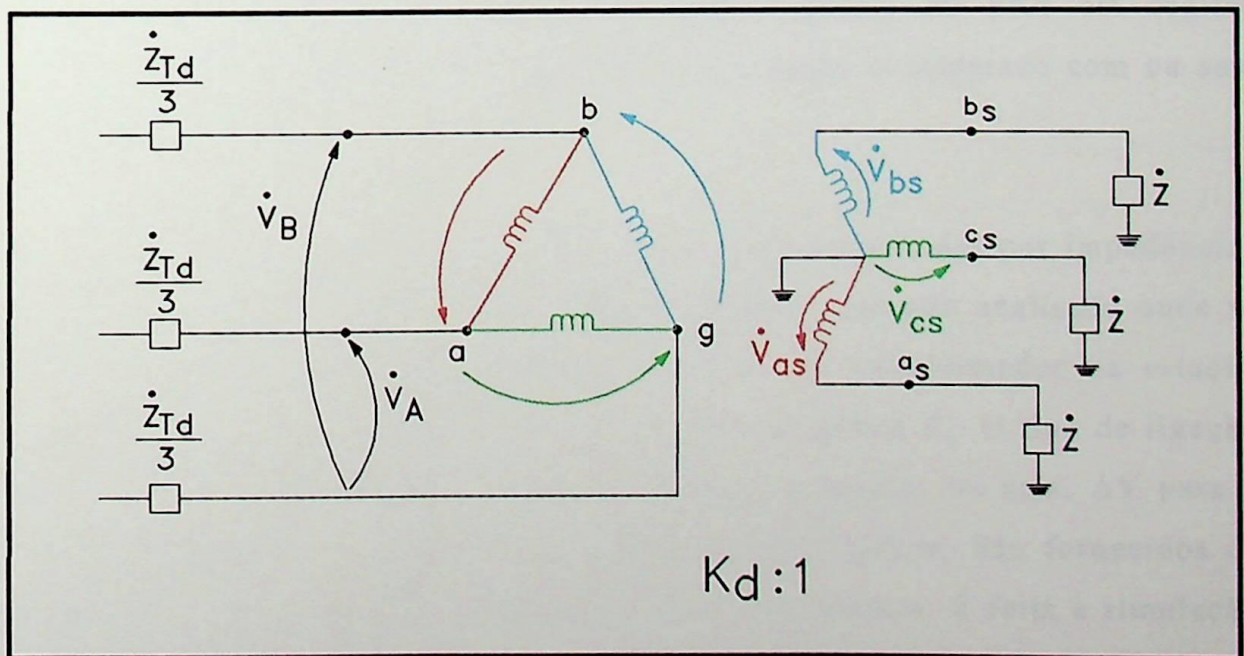


Figura 5.9 - Obtenção das tensões na baixa do transformador.

$$\dot{V}_{as} = \frac{1}{K_d}(\dot{V}_A - \dot{V}_B)$$

$$\dot{V}_{bs} = \frac{\dot{V}_B}{K_d}$$

$$\dot{V}_{cs} = \frac{-\dot{V}_A}{K_d}$$

Com estas equações e a partir das equações 5.7 obtém-se:

$$\dot{V}_{as} = \frac{2 \dot{V}_1}{K_d}$$

$$\dot{V}_{bs} = \frac{1}{K_d}(\dot{V}_0 - \dot{V}_1) \quad (5.8)$$

$$\dot{V}_{cs} = -\frac{1}{K_d}(\dot{V}_0 + \dot{V}_1)$$

### 5.3 ABRANGÊNCIA DO PROGRAMA

O programa tem o objetivo de calcular o regime permanente de um circuito com os cabos pára-raios energizado através do modelo trifásico. A saída consiste, basicamente, de tensões em alguns pontos do PRE em regime permanente, desequilíbrios e as perdas para o trecho considerado com ou sem os transformadores.

O sistema é considerado linear e as cargas são representadas por impedâncias constantes. A Figura 5.1, já apresentada, mostra o circuito analisado onde se verifica que a fonte é representada na baixa do transformador na estação supridora. Ela está atrás de uma impedância equivalente  $\dot{Z}_1$ . O tipo de ligação dos transformadores deverá se manter sempre a mesma, ou seja,  $\Delta Y$  para a estação supridora e  $\Delta Y_{aterr.}$  para a estação distribuidora. São fornecidos os valores das reatâncias e fatores de qualidade dos mesmos. É feita a simulação da variação nos tap's dos transformadores. É prevista a entrada de dados dos capacitores, impedância de equalização, de uma linha lateral além da própria linha do PRE. A carga a ser atendida é equilibrada na ponta da linha lateral.

Os valores dos parâmetros da linha do PRE são influenciados pela presença do circuito de alta tensão, principalmente as capacitâncias, no entanto, no modelo não está considerado a influência da indução provocada pela corrente no circuito de alta. Este caso é similar àquele em que a corrente na alta é zero. No item “Validação do modelo” foi testado uma variedade grande de casos fazendo-se uma comparação com o mesmo caso modelado através do ATP. Verifica-se que a influência na representação da alta tensão não é substancial mostrando que este modelo é perfeitamente aceitável para o propósito a que se presta, ou seja, uma representação rápida, simples e que apresenta resultados de regime permanente mostrando a sensibilidade quanto à variação da carga, comprimento da linha, etc. Ele é bastante útil na fase de concepção de novos sistemas ou possíveis sistemas onde não se pode gastar muito tempo nas simulações. A Referência [3] confirma que os efeitos das corrente induzidas pelo acoplamento eletrostático entre os condutores da alta e os cabos pára-raios podem ser desprezados sem qualquer perda apreciável de precisão.

#### 5.4 MANUAL DE UTILIZAÇÃO E FACILIDADES

A ferramenta utilizada para o desenvolvimento do programa foi o *Mathcad PLUS 5.0*. A introdução dos dados e o manuseio do programa para este fim é muito simples pois os dados já estão todos montados inclusive com unidades, sem as quais haverá erro. Não será comentado aqui detalhes de utilização do programa *Mathcad* uma vez que isto já foi feito através do *Mathcad Tutorial* onde se pode obter conhecimentos, em alguns minutos, muito acima do que é necessário para simular o programa.

Para permitir a avaliação da resposta do sistema através da variação da carga na distribuição ou do comprimento da linha do PRE foram desenvolvidos quatro programas com as seguintes características:

**EQPRE4C:** É feita uma sensibilidade na variação da carga na distribuição mantendo-se o valor do capacitor de compensação fixo. Ele é útil quando já se tem um PRE definido, existente ou não, e se quer saber a influência dos diversos elementos do sistema especialmente a carga.

**EQPRE4CO:** Também é feita a variação da carga só que, neste caso, o capacitor de compensação é variável em função do valor da carga, daí a última letra no nome do arquivo, "O" de otimizado. Existem duas maneiras de se fazer esta variação. A primeira quando o capacitor terá um valor igual a 25% da potência ativa conforme é sugerido na Referência [8], onde o objetivo também seria anti-ferroressonante. O segundo valor da compensação é feito com 100% da potência reativa da carga. Os valores não diferem muito, dependem basicamente do fator de potência utilizado. Normalmente, no segundo caso é inserido uma compensação um pouco maior. Este programa seria útil em uma fase embrionária no projeto onde ainda não se sabe o valor da compensação e todos os valores de carga analisados podem ser considerados como ponta.

**EQPRE4L:** Neste caso a carga é fixa e a variação feita é no comprimento da linha do PRE. A impedância de balanceamento longitudinal (ligada à terra nos transformadores) e o capacitor de equalização (entre fases no PRE) são mantidos inalterados.

**EQPRE4LO:** Variação no comprimento da linha com a impedância de balanceamento e o capacitor de equalização otimizados para cada comprimento utilizado. Pode-se

verificar que neste caso os desequilíbrios normalmente são pequenos por se tratar de um caso sempre bem compensado.

A forma em que os programas foram feitos é bastante didática sendo auto-explicativo não havendo necessidade de um manual de instrução com muito detalhes. Portanto, o que será apresentado aqui será sucinto, abordando apenas alguma coisa que não fica óbvia nos comentários do próprio programa.

As tensões nos diversos níveis do sistema são inseridos ficando a cargo do programa o cálculo das relações dos transformadores. O nível de curto-circuito solicitado tem uma sensível influência nos resultados. Se este dado não for convenientemente conhecido é interessante fazer uma parametrização em função de diversos valores. Será comentado com detalhes na parte de validação do modelo o efeito desta variável. Os *tap's* têm uma influência grande no nível de tensão que é um fator importante na definição da capacidade de transporte do PRE.

Os parâmetros da linha de transmissão devem ser obtidos a partir de um programa que faz este tipo de cálculo, como exemplo, a rotina *Line Constant* do ATP. É conveniente incluir todos os condutores, inclusive os da alta tensão, quando do cálculo, pois eles têm influência nos parâmetros do PRE especialmente as capacitâncias. O comprimento da linha será fixo quando a análise for a variação da carga. Nos casos em que a variação for o comprimento da linha será solicitado a faixa de variação para os cálculos. Da mesma forma serão solicitados os dados para a linha lateral. Quando esta não existir deve-se usar um valor muito pequeno e nunca zero para que não haja erro.

Existem algumas variações nas informações nos elementos de balanceamento e capacitância de compensação em cada um dos programas:

- EQPRE4C Os valores destes elementos são fixos para toda a carga e é informado, como comentário, os valores que equilibram o sistema em função do conhecimento do comprimento da linha. A capacitância de compensação é mantida fixa. Como a carga é representada por uma impedância constante, como no ATP, o usuário deve estar consciente que a potência indicada só vai ocorrer quando a tensão estiver em 1 pu.
- EQPRE4CO Para a impedância de equalização e capacitância de balanceamento é a mesma coisa que o caso anterior. A capacitância de compensação é calculada automaticamente em função da carga. Existem duas possibilidades neste caso, ela é inserida com 25% da potência ativa da carga ou 100% da potência reativa.
- EQPRE4L A carga ( $Z$  constante) e a capacitância de compensação são mantidas constantes. A impedância de balanceamento e a capacitância de equalização também são mantidas constantes e são informados os valores que tornam o sistema equilibrado para um comprimento teste solicitado no programa já que para cada comprimento existe um valor para estas variáveis.
- EQPRE4LO É o mesmo que o caso anterior só que os elementos para a equalização não são solicitados e sim calculados automaticamente para compensar exatamente o sistema em cada um dos comprimentos.

O final da entrada de dados se dá quando aparece o comentário "Cálculo". A partir daí os cálculos são realizados e os resultados principais, com gráficos ilustrativos, são apresentados no final.

## 5.5 VALIDAÇÃO DO MODELO

O objetivo deste item é fazer uma série de testes e comparações entre o modelo desenvolvido e simulações com um programa já consagrado, no caso, o ATP. Primeiramente será feita uma análise da influência de se representar a linha de alta tensão com um carregamento próximo do SIL e outra com apenas o PRE.

Será estudado um caso real de um PRE sobre uma linha de 230 kV com comprimento total de 152 km ligando a UHE Samuel a SE Ariquemes no estado de Rondônia. A carga a ser alimentada se encontra em Jamarí a 70 km de distância da estação supridora. A linha lateral, ou seja, uma ramificação a partir da linha principal até a carga, é de 1,6 km. A linha será representada por modelos  $\pi$  em cascata, com comprimentos variando de 5 a 10 km. Para se verificar a influência na representação por vários  $\pi$ 's será simulado um caso com apenas um  $\pi$  de 70 km quando o PRE for representado sem a linha principal.

Os casos com extensão DAT são modelados no ATP, e com extensão MCD representam aqueles desenvolvidos com o modelo proposto através do *Mathcad*.

**Tabela 5.1 - Definição básica dos casos a serem simulados.**

CASO	TRECHO	MATRIZ	Num. de $\pi$ 's
EQPRE1.DAT	Sam-Ariq	Completa	Vários
EQPRE2.DAT	Sam-Jam	Completa	Vários
EQPRE3.DAT	Sam-Jam	Só PRE	Vários
EQPRE3B.DAT	Sam-Jam	Só PRE	Um
EQPRE4C.MCD	Sam-Jam	Só PRE	Um

Observa-se que o caso 1 é aquele mais completo pois a linha está toda representada, desde Samuel até Ariquemes, com a derivação para Jamarí. O PRE é interrompido ai não havendo ligação com o lado que continua para

Ariquemes. No caso 2 a representação da linha foi apenas até Jamarí. No caso 3 a representação da linha do PRE foi feita através de uma matriz 2x2. Apesar dos condutores da alta não estarem presentes a sua influência nos parâmetros, especialmente a capacitância, continua. Serão incluídos casos com linha principal conduzindo uma potência igual ao SIL.

A Tabela 5.2 apresenta os resultados para um caso base com a seguinte configuração:

- Carga na distribuição ..... 1,6 MVA com fator de potência de 0,9
- Comprimento da linha ..... 70 km
- Nível de curto-circuito trifásico na baixa  
do transformador na estação supridora ..... 46,36 MVA
- $\dot{Z}_{ps}$  (trafo elevador) ..... 6%
- $\dot{Z}_{ps}$  (trafo de distribuição) ..... 6%
- Capacitância de equalização ..... 100 kVAr
- Capacitância de compensação ..... 300 kVAr
- Impedância de balanceamento ..... 0  $\Omega$
- Tap's dos transformadores ..... 1

A tabela apresenta os valores da magnitude e ângulo. O caso EQPRE4C.MCD é o modelo desenvolvido, a sua numeração (4) não é devido à seqüência da tabela apresentada e sim por ser a quarta versão do modelo desenvolvido. Serão monitoradas as tensões na baixa do transformador de distribuição em Jamarí (JA13 - trifásico) e na alta do transformador elevador na estação supridora em Samuel (SA34 - bifásico). Como o objetivo, neste caso, é fazer uma comparação do modelo da linha do PRE, foi admitido uma tensão na alta do transformador elevador na estação supridora aproximadamente igual a 1 pu (34,5 kV) para todos os casos. Eles estão sem a impedância de equalização para se provocar um desequilíbrio com o objetivo de comparação.

**Tabela 5.2 - Resultados com a carga em Jamarí de 1,6 MVA e fator de potência 0,9.**

Caso	Carga na alta	JA13-A kVef	JA13-B kVef	JA13-C kVef	JA13 Seq + [pu]	JA13 Seq - [%]	SA34-A kVef	SA34-B kVef
EQPRE1. DAT	0	7,662 51,81°	7,693 -67,15°	7,797 172,13°	0,969	1,065	34,497 -2,65°	34,513 -62,51°
EQPRE1. DAT	SIL	7,709 42,28°	7,783 -77,99°	7,715 161,67°	0,971	0,614	34,496 -13,97°	34,511 -73,87°
EQPRE2. DAT	0	7,693 51,92°	7,722 -67,26°	7,803 172,15°	0,971	0,851	34,491 -2,61°	34,550 -62,49°
EQPRE2. DAT	SIL	7,722 42,25°	7,794 -78,28°	7,696 161,52°	0,971	0,758	34,465 -14,07°	34,541 -74,07°
EQPRE3. DAT	---	7,689 52,11°	7,705 -67,15°	7,783 172,38°	0,970	0,753	34,502 -2,49°	34,506 -62,49°
EQPRE3B. DAT	---	7,689 52,11°	7,705 -67,15°	7,783 172,38°	0,970	0,753	34,501 -2,49°	34,505 -62,49°
EQPRE4C. MCD	---	7,692 52,19°	7,707 -67,07°	7,785 172,46°	0,970	0,751	34,5 -2,41°	34,504 -62,41°

Verifica-se uma boa aproximação entre os resultados. O caso 1 com a linha em vazio é o que provoca maior desequilíbrio. Quando a linha está conduzindo um potência igual ao SIL o desequilíbrio cai sensivelmente neste caso. Quando a linha é representada até Jamarí os resultados são intermediários e a influência da carga na alta é menor.

Com o objetivo de analisar outros pontos de operação, a Tabela 5.3 mostra os resultados quando a carga na distribuição variar de 0 a 4 MVA com fator de potência igual ao anterior, ou seja, 0,9. A tensão na fonte e todos os demais equipamentos permanecem exatamente iguais, portanto, a tensão na carga vai estar naturalmente baixa sem a preocupação se ela está abaixo do critério, pois o objetivo é fazer comparação entre os diversos casos. Em uma análise de um caso real deveria ser alterado o tap do transformador elevador. Nesta tabela os

resultados das tensões em SA34 (alta do PRE na estação supridora) são apresentados com os valores da seqüência positiva e negativa calculados a partir das tensões entre fases considerando um sistema trifásico sendo o terceiro condutor a terra.

Os resultados estão suficientemente próximos mostrando que o modelo tem uma representação muito boa. O caso que mais se aproxima do modelo é o EQPRE3.DAT onde se observa resultados quase idênticos confirmando que o equacionamento está correto uma vez que a modelagem do sistema é a mesma. Os resultados para as tensões são muito próximos, e para os desequilíbrios há uma proximidade boa. Existe a influência da corrente da alta no desequilíbrio. Apesar da regra não valer para uma carga muito pequena, mas de forma geral, o desequilíbrio é menor quando há corrente na alta. Como o modelo apresentou desequilíbrios um pouco inferiores aos modelos com ATP, nos casos da alta em vazio, os resultados do modelo ficam intermediários entre as duas situações, ou seja, com e sem carga na alta, o que é ótimo para uma de sensibilidade preliminar. No caso com 8 MVA o desequilíbrio dos casos com a configuração 1 foi um pouco superior e muito próxima nos outros casos. Esta carga é muito elevada apenas para testar um ponto extremo.

**Tabela 5.3 - Testes do modelo com variações da carga na distribuição.**

Caso	Carga na alta	Variação	JA13	JA13	SA34	SA34
			Seq + [pu]	Seq - [%]	Seq + [pu]	Seq - [%]
EQPRE1.DAT	0	carga de 0 MVA	1,063	0,881	1,029	0,086
EQPRE1.DAT	SIL		1,066	0,877	1,028	0,105
EQPRE2.DAT	0		1,067	0,819	1,029	0,093
EQPRE2.DAT	SIL		1,068	1,105	1,029	0,137
EQPRE3.DAT	---		1,065	0,854	1,029	0,050
EQPRE4C.MCD	---		1,064	0,860	1,028	0,053
EQPRE1.DAT	0	carga de 1 MVA	1,004	0,897	1,011	0,121
EQPRE1.DAT	SIL		1,006	0,518	1,011	0,102
EQPRE2.DAT	0		1,007	0,723	1,011	0,131
EQPRE2.DAT	SIL		1,007	0,771	1,011	0,121
EQPRE3.DAT	---		1,005	0,668	1,011	0,013
EQPRE4C.MCD	---		1,005	0,665	1,011	0,015
EQPRE1.DAT	0	carga de 2 MVA	0,946	1,195	0,992	0,150
EQPRE1.DAT	SIL		0,948	0,767	0,992	0,097
EQPRE2.DAT	0		0,949	0,970	0,993	0,178
EQPRE2.DAT	SIL		0,948	0,821	0,993	0,135
EQPRE3.DAT	---		0,947	0,865	0,993	0,027
EQPRE4C.MCD	---		0,947	0,862	0,993	0,026
EQPRE1.DAT	0	carga de 3 MVA	0,892	1,575	0,973	0,168
EQPRE1.DAT	SIL		0,894	1,213	0,974	0,094
EQPRE2.DAT	0		0,894	1,322	0,974	0,202
EQPRE2.DAT	SIL		0,893	1,111	0,975	0,166
EQPRE3.DAT	---		0,892	1,208	0,974	0,077
EQPRE4C.MCD	---		0,893	1,204	0,975	0,076
EQPRE1.DAT	0	carga de 4 MVA	0,841	1,938	0,956	0,200
EQPRE1.DAT	SIL		0,843	1,648	0,956	0,116
EQPRE2.DAT	0		0,843	1,666	0,955	0,433
EQPRE2.DAT	SIL		0,842	1,460	0,957	0,215
EQPRE3.DAT	---		0,841	1,559	0,957	0,139
EQPRE4C.MCD	---		0,842	1,556	0,957	0,137
EQPRE1.DAT	0	carga de 8 MVA	0,674	3,102	0,894	0,465
EQPRE1.DAT	SIL		0,676	3,016	0,896	0,395
EQPRE2.DAT	0		0,675	2,764	0,895	0,463
EQPRE2.DAT	SIL		0,675	2,638	0,898	0,485
EQPRE3.DAT	---		0,674	2,678	0,896	0,439
EQPRE4C.MCD	---		0,675	2,683	0,897	0,434

A Tabela 5.4 apresenta os resultados para alguns casos com variação no comprimento da linha.

**Tabela 5.4 - Testes do modelo com variações no comprimento da linha.**

Caso	Carga na alta	Variação	JA13	JA13	SA34	SA34
			Seq + [pu]	Seq - [%]	Seq + [pu]	Seq - [%]
EQPRE1.DAT	0	carga de 4 MVA PRE com 50 km	0,854	1,297	0,953	0,174
EQPRE1.DAT	SIL		0,851	1,509	0,953	0,195
EQPRE2.DAT	0		0,851	1,091	0,948	0,184
EQPRE2.DAT	SIL		0,850	1,325	0,954	0,234
EQPRE3.DAT	---		0,857	1,034	0,956	0,140
EQPRE4C.MCD	---		0,858	1,036	0,956	0,139
EQPRE1.DAT	0	carga de 4 MVA PRE com 100 km	0,822	3,053	0,959	0,392
EQPRE1.DAT	SIL		0,827	2,111	0,959	0,358
EQPRE2.DAT	0		0,829	2,707	0,968	0,399
EQPRE2.DAT	SIL		0,826	1,683	0,961	0,395
EQPRE3.DAT	---		0,820	2,340	0,958	0,204
EQPRE4C.MCD	---		0,820	2,332	0,959	0,199
EQPRE1.DAT	0	carga de 4 MVA PRE com 200 km	0,818	5,983	1,030	1,047
EQPRE1.DAT	SIL		0,778	6,035	0,977	1,164
EQPRE2.DAT	0		0,801	5,419	1,010	0,974
EQPRE2.DAT	SIL		0,772	5,481	0,977	1,114
EQPRE3.DAT	---		0,759	4,921	0,964	0,509
EQPRE4C.MCD	---		0,758	4,889	0,964	0,492
EQPRE1.DAT	0	carga de 4 MVA PRE com 300 km	0,775	9,109	1,041	1,634
EQPRE1.DAT	SIL		0,746	9,204	0,989	2,035
EQPRE2.DAT	0		0,782	8,548	1,059	1,593
EQPRE2.DAT	SIL		0,745	9,011	0,991	2,098
EQPRE3.DAT	---		0,713	7,525	0,970	0,799
EQPRE4C.MCD	---		0,708	7,419	0,971	0,756

Novamente os resultados foram bastante próximos. A representação com a linha completa é a que provocou maior desequilíbrio mas dentro da faixa de grandeza das outras. Na Tabela 5.5 a variação é no equivalente de curto-circuito na baixa do transformador na estação supridora. Aqui também foram mantidas as tensões das fontes conforme os casos anteriores, ou seja, ligeiramente diferentes de tal forma que no caso básico com carga de 1,6 MVA as tensões na estação supridora estivessem próximas de 1 pu.

**Tabela 5.5 - Testes do modelo com variações no equivalente de curto-circuito.**

Caso	Carga na alta	Variação	JA13	JA13	SA34	SA34
			Seq + [pu]	Seq - [%]	Seq + [pu]	Seq - [%]
EQPRE1.DAT	0	carga de 4 MVA Equiv. de CC3φ 20 MVA	0,827	1,946	0,939	0,397
EQPRE1.DAT	SIL		0,804	1,791	0,914	0,240
EQPRE2.DAT	0		0,831	1,689	0,942	0,434
EQPRE2.DAT	SIL		0,811	1,600	0,923	0,358
EQPRE3.DAT	---		0,813	1,494	0,924	0,264
EQPRE4C.MCD	---		0,814	1,490	0,925	0,258
EQPRE1.DAT	0	carga de 4 MVA Equiv. de CC3φ 46,36 MVA	0,841	1,938	0,956	0,200
EQPRE1.DAT	SIL		0,843	1,648	0,956	0,116
EQPRE2.DAT	0		0,843	1,666	0,955	0,433
EQPRE2.DAT	SIL		0,842	1,460	0,957	0,215
EQPRE3.DAT	---		0,841	1,559	0,957	0,139
EQPRE4C.MCD	---		0,842	1,556	0,957	0,137
EQPRE1.DAT	0	carga de 4 MVA Equiv. de CC3φ 100 MVA	0,837	1,934	0,951	0,123
EQPRE1.DAT	SIL		0,872	1,592	0,950	0,071
EQPRE2.DAT	0		0,855	1,664	0,970	0,152
EQPRE2.DAT	SIL		0,880	1,405	1,000	0,137
EQPRE3.DAT	---		0,853	1,586	0,970	0,085
EQPRE4C.MCD	---		0,853	1,581	0,970	0,086
EQPRE1.DAT	0	carga de 4 MVA Equiv. de CC3φ 200 MVA	0,841	1,933	0,955	0,086
EQPRE1.DAT	SIL		0,876	1,563	0,993	0,052
EQPRE2.DAT	0		0,858	1,655	0,974	0,119
EQPRE2.DAT	SIL		0,884	1,375	1,004	0,122
EQPRE3.DAT	---		0,857	1,596	0,975	0,063
EQPRE4C.MCD	---		0,857	1,591	0,975	0,063
EQPRE1.DAT	0	carga de 4 MVA Equiv. de CC3φ 500 MVA	0,843	1,936	0,958	0,070
EQPRE1.DAT	SIL		0,878	1,549	0,996	0,040
EQPRE2.DAT	0		0,861	1,655	0,977	0,103
EQPRE2.DAT	SIL		0,887	1,359	1,007	0,112
EQPRE3.DAT	---		0,861	1,597	0,978	0,047
EQPRE4C.MCD	---		0,860	1,598	0,978	0,049
EQPRE1.DAT	0	carga de 4 MVA Equiv. de CC3φ 10000 MVA	0,821	1,929	0,933	0,060
EQPRE1.DAT	SIL		0,897	1,534	1,017	0,028
EQPRE2.DAT	0		0,851	1,673	0,966	0,054
EQPRE2.DAT	SIL		0,907	1,363	1,031	0,024
EQPRE3.DAT	---		0,862	1,609	0,980	0,041
EQPRE4C.MCD	---		0,862	1,602	0,979	0,040

As tensões estão suficientemente próximas especialmente quando o nível de curto-circuito está mais baixo. Quando o nível de curto sobe as tensões caminham para pontos ligeiramente diferentes especialmente para os casos com carregamento na alta. Isto ocorre porque as tensões nas fontes estão ligeiramente diferentes para equalizarem os casos básicos. Quando o nível de

curto-circuito sobe, estas diferenças se tornam mais preponderantes pela baixa impedância de curto.

Quanto ao desequilíbrio, estes também estão muito próximos não variando substancialmente para os diversos equivalentes. No entanto, nota-se um comportamento ligeiramente diferente para os equivalentes com representação da linha por uma matriz  $5 \times 5$  e  $2 \times 2$ . No primeiro caso observa-se a tendência do desequilíbrio cair a medida que o nível de curto aumenta especialmente nas faixas normais de equivalentes. No segundo caso o desequilíbrio aumenta um pouco. Embora a diferença seja pequena e não preocupante, foi feita uma análise detalhada se havia alguma modelagem errada. A conclusão é que, de fato, as duas modelagem tem um comportamento diferente. Na verdade, a inclusão de algum elemento diferente na linha, tal como um banco de capacitores, pode levar a mudança na forma da variação em função do nível de curto. A verificação de que o caso 3, com simulação pelo ATP, está sempre quase idêntico ao modelo é prova que a modelagem está correta e as pequenas variações encontradas mostram que o modelo equivalente adotado é perfeitamente aceitável para o que se propõe.

A análise a seguir foi feita para verificação da influência na variação dos tap's dos transformadores tanto na supridora como na distribuidora conforme está apresentado na Tabela 5.6. Para todos os casos foram admitidos tensões na fonte igual a 1 pu.

Deve-se observar que as tensões obtidas nos primeiros quatro conjuntos de casos, quando houve apenas a variação do tap, as tensões resultantes não estão muito próximas. O motivo é que os circuitos são diferentes já que em alguns a linha está presente sem carga resultando em tensões elevadas em todas as barras, inclusive no PRE. Em outros casos a linha está carregada reduzindo as tensões. É natural, portanto, que estas tensões estejam diferentes. Mas o que é mais importante é o comportamento a partir do ponto de origem que ele

estava, e neste aspecto verifica-se que todos eles são semelhantes, ou seja, as variações das tensões em função dos tap's são muito próximas.

**Tabela 5.6 - Testes do modelo com variações nos tap's dos transformadores.**

Caso	Carga na alta	Variação	JA13	JA13	SA34	SA34				
			Seq + [pu]	Seq - [%]	Seq + [pu]	Seq - [%]				
EQPRE1.DAT	0	carga de 4 MVA tap's em 1 pu	0,895	1,943	1,017	0,204				
EQPRE1.DAT	SIL		0,823	1,652	0,934	0,113				
EQPRE2.DAT	0		0,875	1,664	0,993	0,24				
EQPRE2.DAT	SIL		0,820	1,458	0,932	0,213				
EQPRE3.DAT	---		0,851	1,558	0,968	0,136				
EQPRE4C.MCD	---		0,853	1,556	0,969	0,137				
EQPRE1.DAT	0	carga de 4 MVA tap em Samuel igual a 1,1 pu	0,979	1,940	1,113	0,221				
EQPRE1.DAT	SIL		0,900	1,662	1,021	0,144				
EQPRE2.DAT	0		0,957	1,684	1,086	0,277				
EQPRE2.DAT	SIL		0,896	1,441	1,019	0,234				
EQPRE3.DAT	---		0,930	1,545	1,058	0,163				
EQPRE4C.MCD	---		0,933	1,546	1,061	0,157				
EQPRE1.DAT	0	carga de 4 MVA tap em Jamari igual a 1,1 pu	0,944	2,248	1,002	0,246				
EQPRE1.DAT	SIL		0,868	1,999	0,920	0,160				
EQPRE2.DAT	0		0,923	1,961	0,978	0,284				
EQPRE2.DAT	SIL		0,864	1,752	0,918	0,268				
EQPRE3.DAT	---		0,898	1,853	0,954	0,202				
EQPRE4C.MCD	---		0,894	1,832	0,955	0,195				
EQPRE1.DAT	0	carga de 4 MVA tap's em Samuel e Jamari iguais a 1,1 pu	1,030	2,242	1,093	0,291				
EQPRE1.DAT	SIL		0,947	2,010	1,004	0,194				
EQPRE2.DAT	0		1,006	1,963	1,067	0,322				
EQPRE2.DAT	SIL		0,943	1,744	1,002	0,292				
EQPRE3.DAT	---		0,978	1,833	1,039	0,231				
EQPRE4C.MCD	---		0,976	1,817	1,043	0,222				
EQPRE1.DAT	0	Transf. de distrib. de 4 MVA	carga de 3,087 MVA carga de 2,903 MVA carga de 3,022 MVA carga de 2,878 MVA carga de 2,981 MVA carga de 3,000 MVA	tap s = 1,005	tap d = 0,968	1,100	0,890	1,100	0,085	
EQPRE1.DAT	SIL			0 MVA	tap s = 1,087	tap d = 0,964	1,099	0,792	1,099	0,124
EQPRE2.DAT	0				tap s = 1,027	tap d = 0,965	1,100	0,811	1,099	0,085
EQPRE2.DAT	SIL				tap s = 1,090	tap d = 0,964	1,100	0,994	1,100	0,138
EQPRE3.DAT	---				Tap s = 1,053	tap d = 0,966	1,100	0,856	1,100	0,050
EQPRE4C.MCD	---				tap s = 1,053	tap d = 0,966	1,099	0,864	1,099	0,057
EQPRE1.DAT	0			tap's idem em	carga de 3,087 MVA	0,950	1,593	1,045	0,168	
EQPRE1.DAT	SIL			todos os casos	carga de 2,903 MVA	0,950	1,084	1,041	0,127	
EQPRE2.DAT	0		carga de 3,022 MVA	0,950	1,306	1,043	0,213			
EQPRE2.DAT	SIL	Transf.	carga de 2,878 MVA	0,950	0,959	1,041	0,169			
EQPRE3.DAT	---	de distrib.	carga de 2,981 MVA	0,950	1,178	1,043	0,078			
EQPRE4C.MCD	---	de 4 MVA	carga de 3,000 MVA	0,950	1,184	1,043	0,076			

Estes casos apresentam um situação irreal pois o transformador de distribuição permanece com 2 MVA e a carga é de 4 MVA. O objetivo é comparar os resultados dos casos nesta situação com solicitação elevada. Os dois últimos

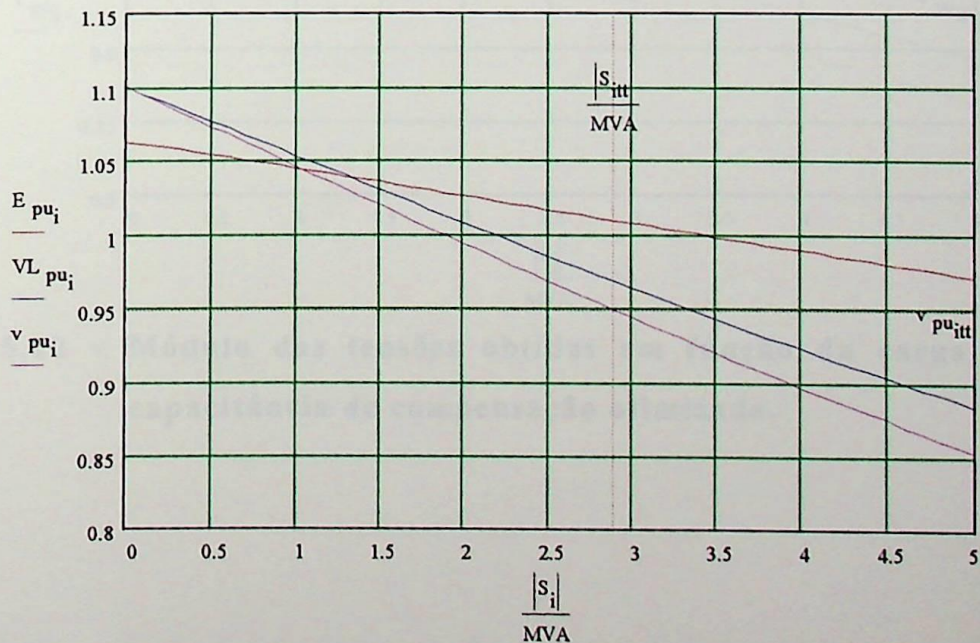
conjuntos de casos mostram uma situação mais real com um transformador de 4 MVA na estação distribuidora. Para estes casos os *tap's* dos transformadores foram ajustados de tal forma que as tensões tanto na supridora como na distribuidora estão em 1,1 pu quando a carga for zero. A partir desta situação verificou-se qual a carga que leva a tensão na estação distribuidora para 0,95 pu, resultando valores, em todos os casos, muito próximos, com uma carga em torno de 3 MVA.

## 5.6 CASOS EXEMPLOS

Como já foi citado no item “Manual de utilização”, existem quatro programas para abordarem as várias possibilidades de avaliação do PRE, seja por variação da carga ou do comprimento do PRE. Serão apresentados alguns resultados para o caso já descrito. Na primeira situação vai se avaliar a variação da carga, sem impedância de aterramento e com capacitor de equalização de 100 kVAR. Os *tap's* dos transformadores estão localizados em 1,02 e 1,00 no suprimento e distribuição respectivamente. As Figuras 5.10 e 5.11 mostram as tensões obtidas e o desequilíbrio na carga, onde E representa a tensão na alta do transformador elevador, VL a tensão na alta do transformador distribuidor e v a tensão na carga. S é a potência na tensão de 1 pu. Quando a tensão varia a potência de fato varia com o quadrado da tensão. Por exemplo, a figura está apresentando, na potência de 5 MVA, uma tensão na carga de 0,85 pu. A carga não será 5 MVA mas  $0,85^2 \times 5$  MVA pois o programa não é iterativo e a carga está representada por impedância constante. Os *tap's*, no caso em questão, estão ajustados de tal forma que as tensões nos três pontos estejam sempre abaixo de 1,1 pu, ou seja, em caso de rejeição de carga o valor de regime seria 1,1 pu. Para este caso quando a carga for 2,9 MVA a tensão na distribuição será 0,95 pu. Cabe observar que o nível de curto está muito baixo por se estar representando um transformador existente de baixa potência e que no caso de uma carga mais elevada ele teria que ser trocado. Deve-se observar, em segundo lugar, que no caso de atendimento a cargas mais elevadas é conveniente ter elementos de proteção

contra sobretensões em caso de rejeição de carga. A chave de aterramento rápido pode ser utilizada com este propósito.

Esta análise é útil quando o sistema já foi definido e deve ser o programa mais utilizado para análise do PRE, no entanto, para se ter uma sensibilidade da capacidade de transmissão de um sistema que ainda não foi definido pode-se utilizar o programa EQPRE4CO.MCD que varia o capacitor de compensação automaticamente com a carga. As Figuras 5.12 e 5.13 apresentam os resultados para o mesmo caso já simulado acima. A compensação será sempre igual a 25% da potência ativa. É muito importante observar que este programa deve ser utilizado para uma carga pontual e não se tentar analisar a inclinação da reta, que neste caso é muito menor, ou seja, a queda de tensão em função da carga é muito menor que no caso anterior. Isto ocorre porque é como se tivesse um compensador estático no lugar do capacitor de compensação, o que não tem sentido para este sistema. Portanto, deve-se ter muita atenção ao se utilizar este programa, que é útil para se determinar a máxima carga pois a compensação é automática. Uma vez determinada esta carga é conveniente trabalhar com o EQPRE4C.MCD para ver o comportamento do sistema com a variação da carga.



**Figura 5.10 - Módulo das tensões obtidas em função da carga com os parâmetros do sistema fixos.**

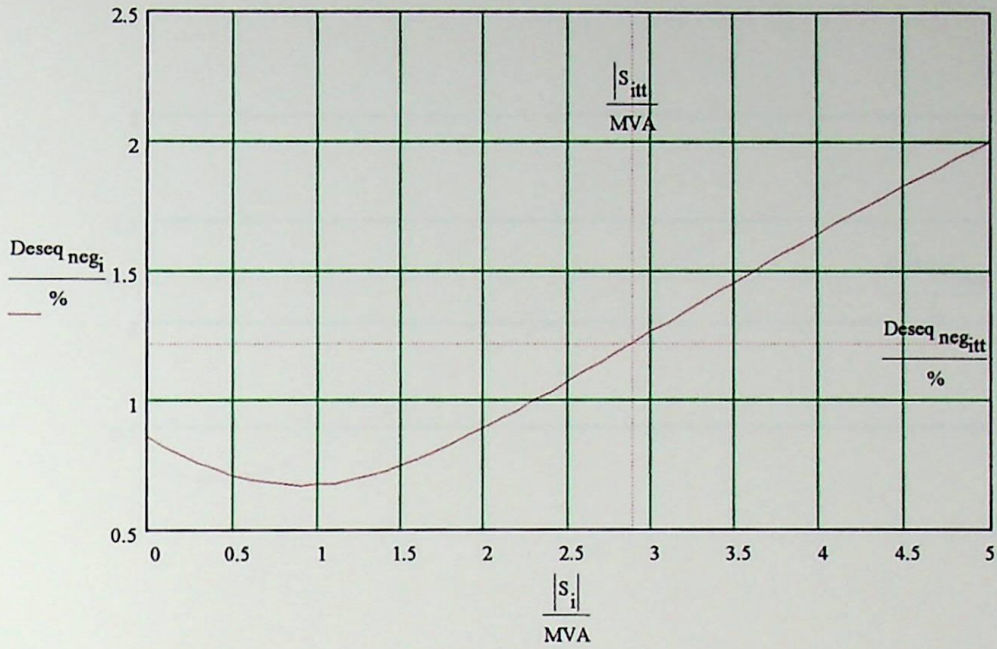


Figura 5.11 - Desequilíbrio de seqüência negativa na distribuição em função da carga com os parâmetros do sistema fixos.

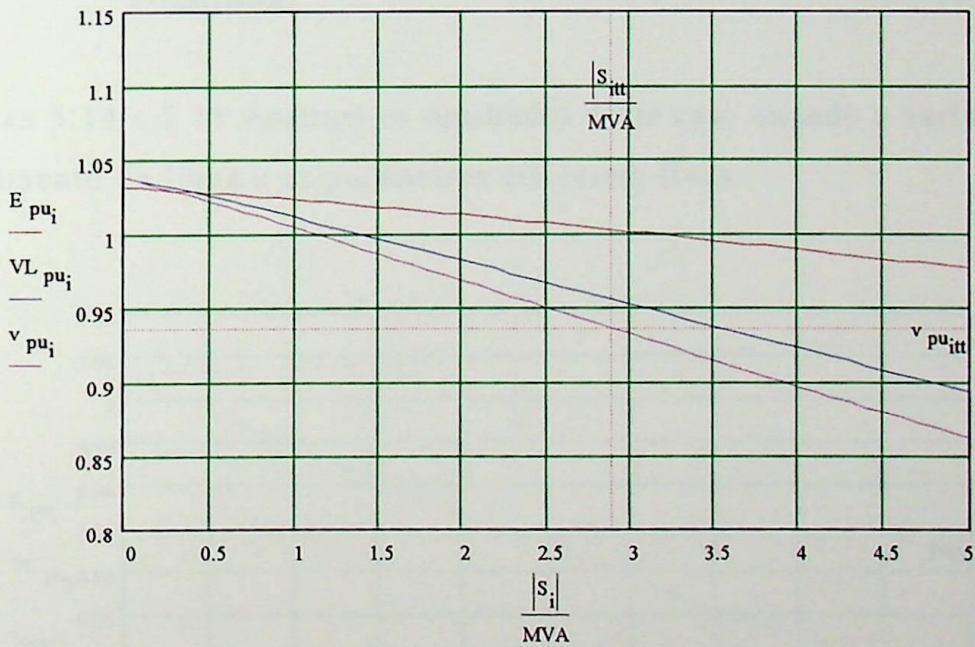
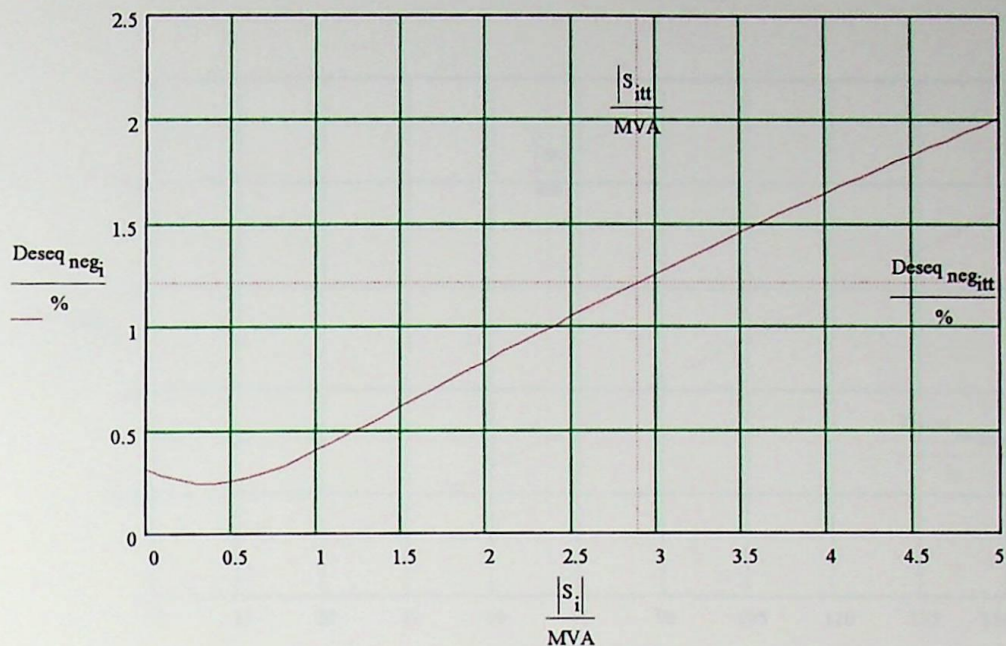
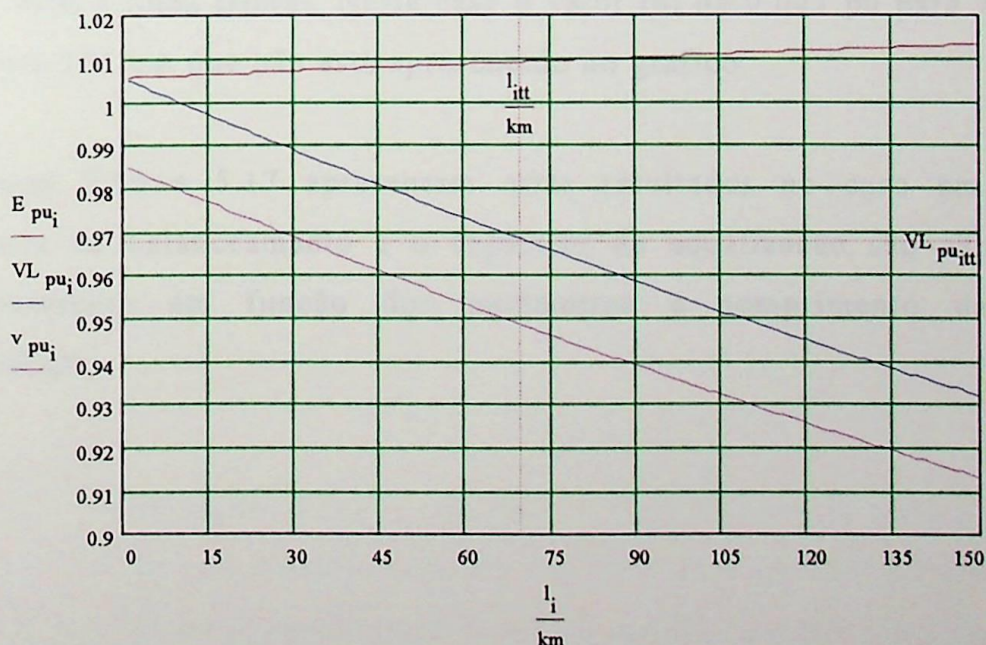


Figura 5.12 - Módulo das tensões obtidas em função da carga com a capacitância de compensação otimizada.

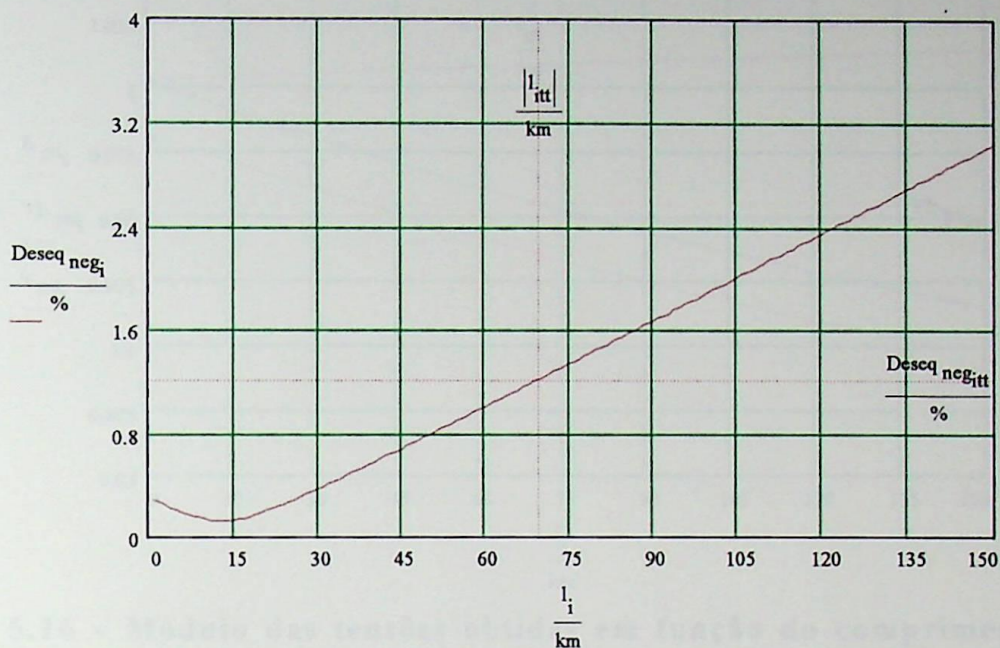


**Figura 5.13 - Desequilíbrio de seqüência negativa na distribuição em função da carga com a capacitância de compensação otimizada.**

As Figuras 5.14 e 5.15 mostram os resultados deste caso quando a variação for o comprimento da linha e os parâmetros estiverem fixos.



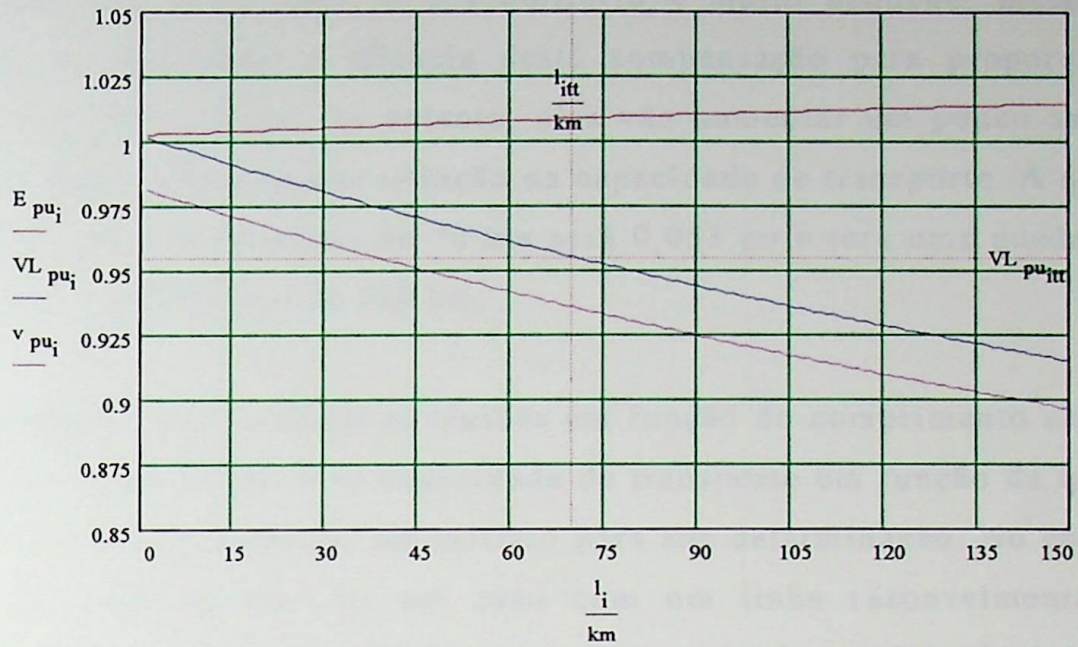
**Figura 5.14 - Módulo das tensões obtidas em função do comprimento da linha do PRE com os parâmetros do sistema fixos.**



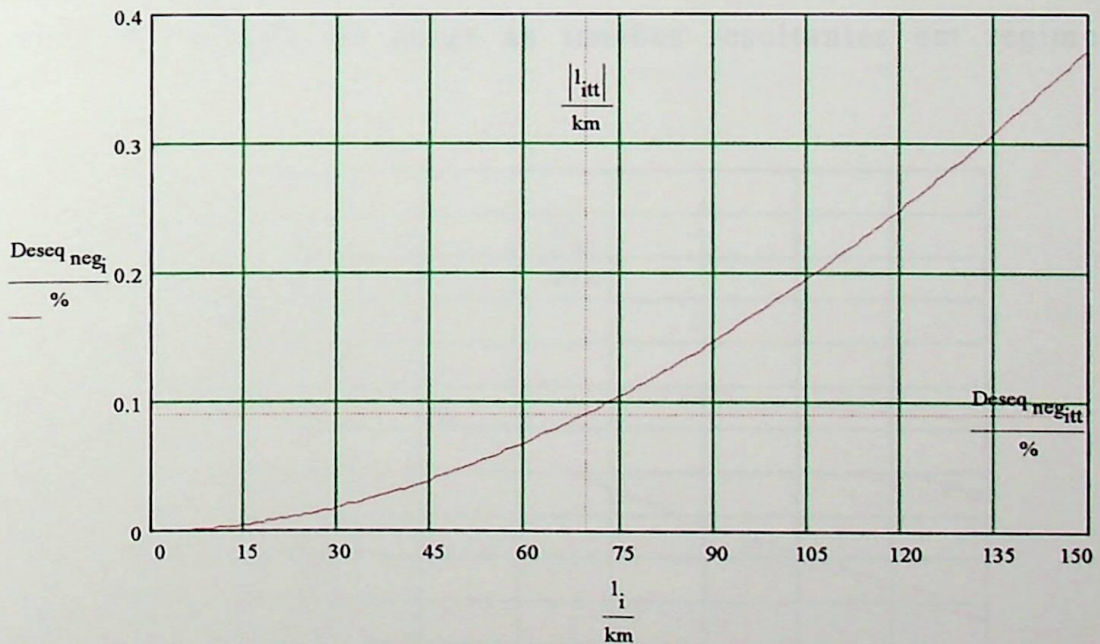
**Figura 5.15 - Desequilíbrio de seqüência negativa na distribuição em função do comprimento da linha do PRE com parâmetros do sistema fixos.**

Como a carga é fixa, há uma queda de tensão no transformador de distribuição praticamente constante. O importante a se observar aqui é a queda de tensão na linha PRE e linha lateral. Neste caso o valor foi de 0,041 pu para 70 km e 0,1 pu para 191 km que não está apresentado no gráfico.

As Figuras 5.16 e 5.17 apresentam estes resultados no caso em que a impedância de balanceamento e o capacitor de equalização são calculados automaticamente em função dos parâmetros e comprimento da linha (EQPRE4LO).



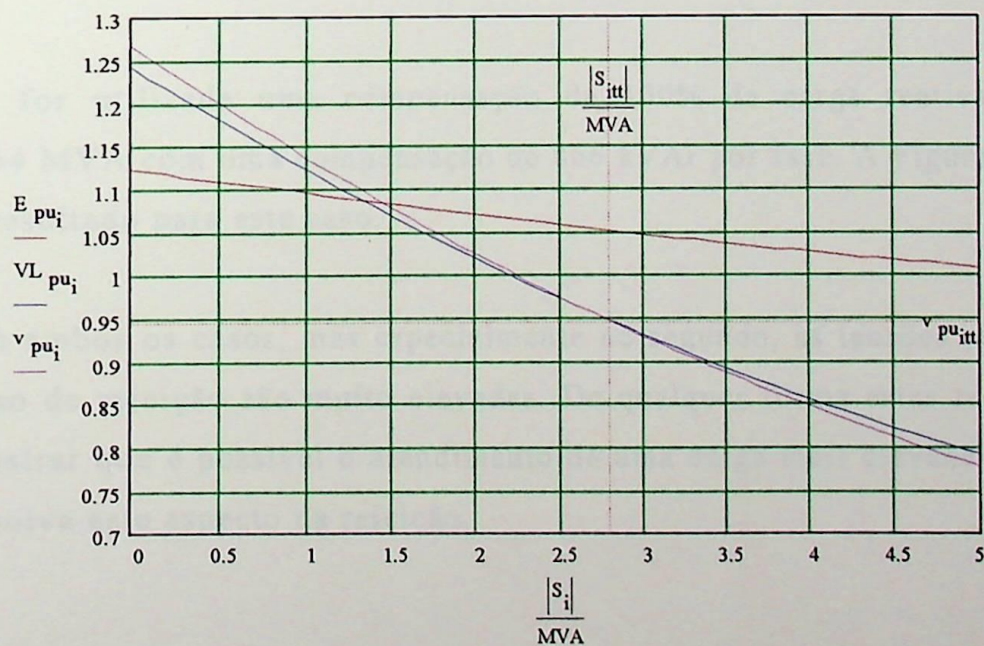
**Figura 5.16 - Módulo das tensões obtidas em função do comprimento da linha do PRE com a impedância de balanceamento e capacitância de equalização otimizados automaticamente em função dos parâmetros e comprimento da linha.**



**Figura 5.17 - Desequilíbrio de seqüência negativa na distribuição em função do comprimento da linha do PRE com a impedância de balanceamento e capacitância de equalização otimizados automaticamente em função dos parâmetros e comprimento da linha.**

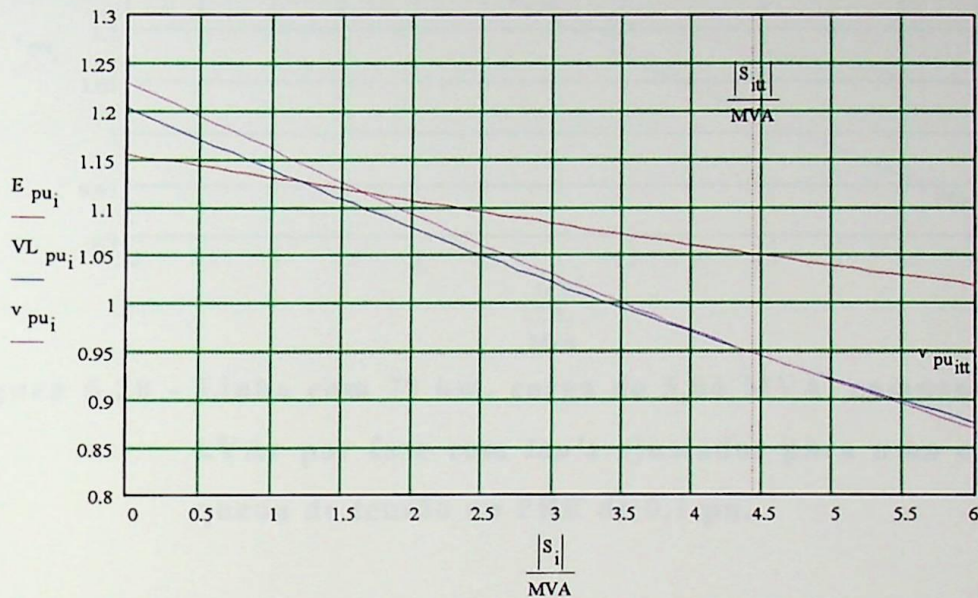
Observa-se que, neste caso, o desequilíbrio é muito pequeno, mesmo para linha longa, mostrando a eficácia desta compensação para proporcionar o equilíbrio entre as fases. No entanto, elas vão aumentar um pouco as perdas proporcionando uma pequena redução na capacidade de transporte. A queda de tensão para um comprimento de 70 km será 0,053 pu e terá uma queda de 0,1 pu para um comprimento de 150 km.

Estes programas que avaliam as tensões em função do comprimento são muito importantes para definir esta capacidade de transporte em função da queda de tensão na linha que pode ser um critério para sua determinação. No entanto, é importante observar que em um caso com um linha razoavelmente longa transportando uma carga de tal forma que a queda de tensão seja 0,1 pu, no caso de rejeição de carga aparecerão tensões elevadas para as quais a proteção deverá atuar abrindo todo o sistema PRE. A Figura 5.18 mostra este caso com a linha de 150 km e carga de 2,8 MVA com o *tap's* ajustados para que as tensões 1,05 na estação supridora e 0,95 na estação distribuidora. Observa-se que no caso de rejeição de carga as tensões resultantes em regime serão elevadas.



**Figura 5.18 - Linha com 150 km e carga de 2,8 MVA com *tap's* ajustados para uma operação com queda de tensão no PRE de 0,1 pu.**

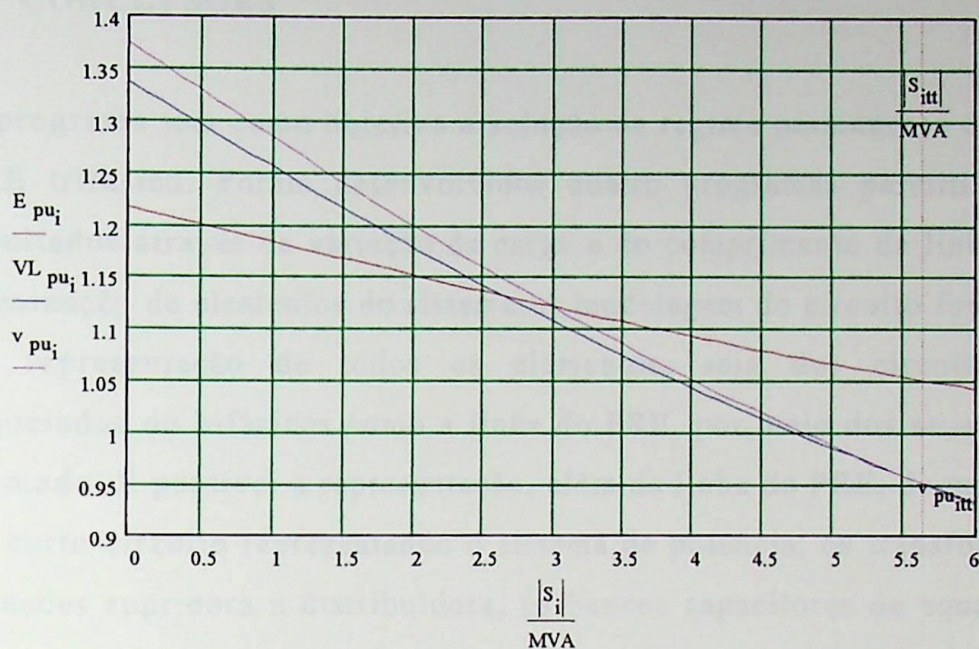
O mesmo pode ser feito no caso da linha com 70 km para se determinar a máxima potência a ser transmitida. Utilizando-se uma compensação de 25% da potência ativa pode ser atendida uma carga de 4,44 MVA com uma compensação de 333 kVAr por fase com os tap's ajustados para uma operação dentro da faixa 0,95 a 1,05 pu. A Figura 5.19 mostra o resultado.



**Figura 5.19 - Linha com 70 km, carga de 4,44 MVA, compensação de 333 kVAr por fase com tap's ajustados para uma operação com queda de tensão no PRE de 0,1 pu.**

Se for utilizada uma compensação de 100% da carga reativa chega-se a 5,64 MVA com uma compensação de 866 kVAr por fase. A Figura 5.20 mostra o resultado para este caso.

Em ambos os casos, mas especialmente no segundo, as tensões resultantes em caso de rejeição são muito elevadas. De qualquer forma estes resultados vêm mostrar que é possível o atendimento de uma carga mais elevada desde que se resolva este aspecto da rejeição.



**Figura 5.20 - Linha com 70 km, carga de 5,64 MVA, compensação de 866 kVAr por fase com tap's ajustados para uma operação com queda de tensão no PRE de 0,1 pu.**

## 5.7 CONCLUSÕES

O programa tem como objetivo a solução de regime permanente de um sistema PRE trifásico. Foram desenvolvidos quatro programas permitindo obter os resultados através da variação da carga e do comprimento da linha com e sem otimização de elementos do sistema. A modelagem do circuito foi feita através da representação de todos os elementos, seja dos circuitos trifásicos associados ou bifásicos como a linha do PRE, por meio dos seus equivalentes de modo. É possível a representação, além da linha do PRE, de um equivalente de curto-circuito representando o sistema de potência, os transformadores nas estações supridora e distribuidora, os bancos capacitores de equalização e de compensação, a impedância de balanceamento, uma linha lateral e uma carga equilibrada.

Apesar dos parâmetros da linha do PRE sofrerem a influência do circuito de alta tensão, não está representada a corrente na alta. Foi observado que esta influência não é substancial e que o modelo tem uma precisão muito boa, superando até a expectativa inicial, uma vez que as diversas possibilidades de circuitos e correntes existentes fazem os resultados variarem em função do que se está representando e das correntes simuladas. Os resultados com o modelo sempre se mantiveram dentro dos resultados obtidos através de um programa convencional (ATP) quando neste é feita a variação dos componentes do sistema, levando à conclusão de que é perfeitamente possível a análise do sistema através do modelo.

Os programas foram desenvolvidos utilizando-se como ferramenta o programa *Mathcad*. Desta forma, eles têm uma apresentação bastante didática reduzindo substancialmente a necessidade de um manual do programa. Mesmo assim foram feitos alguns comentários para esclarecer alguns detalhes que não ficam óbvios através do próprio programa.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSÕES FINAIS

### E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

#### 6.1 CONCLUSÕES FINAIS

O atendimento a pequenas localidades continua sendo um problema a ser resolvido pelas concessionárias que possuem linhas passando por regiões menos densamente povoada. O aspecto social, político e até mesmo econômico vem requerendo das empresas respostas cada vez mais urgentes quanto à solução destes problemas. Daí, a demanda para atendimento às pequenas localidades vem crescendo e a capacidade das instalações também, fazendo com que as tecnologias tais como Divisor de Potencial Capacitivo (DCP), cabo pára-raios isolado aproveitando o acoplamento capacitivo entre este e o cabo fase (ACC), anteriormente citadas, sejam pequenas para tais reivindicações e os métodos convencionais caros a tal ponto de inviabilizar ou dificultar tais atendimentos.

Como alternativa de solução tem sido proposta uma tecnologia não convencional de atendimento a pequenas cargas, se bem que as cargas já não são tão pequenas pois permite atendimento de pequenas cidades, de forma concentrada ou um conjunto de localidades de forma distribuída. Ela é mais recente e tem sido a mais utilizada no Brasil, inclusive com um sistema de pára-raios energizado de maior potência instalado no mundo, até o momento. A tecnologia não é convencional, no entanto, todos os equipamentos utilizados são convencionais. A técnica consiste, basicamente, no isolamento dos cabos pára-raios de linhas de alta tensão por meio de isoladores suspensos e sua energização direta feita a partir

de um arranjo adicional localizado em uma subestação convencional. Desta forma, os cabos pára-raios funcionam como uma linha de média tensão (20 a 34,5 kV) como os sistemas tradicionais, interligando a subestação à carga a ser alimentada, o que torna essa técnica bastante semelhante aos sistemas de distribuição convencionais, apenas que com cuidados especiais que a técnica exige e todas as implicações daí provenientes.

A utilização do pára-raios energizado para atendimento a localidades perto da linha é recente, no entanto, já existem algumas experiências com resultados muito bons demonstrando que este recurso pode ser implantado e deve ser sempre analisado pelas concessionárias para solução deste tipo de problema. No Brasil, a primeira experiência foi feita no estado de Rondônia em um projeto para um atendimento total de até 13 MW em diversas localidades. Parte do projeto já está em operação desde o final de 1995.

Existem, basicamente, quatro esquemas de atendimento via PRE. Dois de forma monofásica, um terceiro, denominado de esquema V, com possibilidade de atendimento de um percentual da carga de forma trifásica, e o quarto tipo, mais robusto, para atendimento de carga trifásica, sendo este último implantado no Brasil. Todos estes esquemas permitem o suprimento a um custo significativamente inferior, no entanto, nos casos de atendimento trifásico, onde se utiliza o solo como um condutor sempre haverá um desequilíbrio inerente do sistema que, como tem sido demonstrado pela prática, pode se tornar muito reduzido, sempre dentro dos critérios estabelecidos.

A capacidade de transmissão do PRE são compatíveis ou até superiores, devido a indução do sistema de alta tensão, aos sistemas convencionais. Como o PRE está acima da linha principal, é de se esperar algumas diferenças, no que se refere a confiabilidade, deste com linhas

convencionais. Ele possui aspectos positivos e negativos. No primeiro caso verifica-se que os condutores, por estarem acima da linha principal, ficam protegidos de contatos indesejáveis tais como árvores, animais, queimadas, etc. O aspecto negativo é que o PRE está mais sujeito a descargas atmosféricas. Cabe observar que no segundo caso, normalmente são eventos transitórios.

Foram feitas análises de regime permanente e transitório considerando o sistema da Eletronorte no estado de Rondônia verificando os eventuais problemas no seu funcionamento. O sistema funciona dentro dos critérios exigidos, conforme foi verificado no campo. Alguns cuidados devem ser tomados em função da proximidade dos condutores do PRE e da alta tensão. O aterramento é uma área na qual é preciso ter um cuidado especial, particularmente em locais com solo baixa condutividade.

Foi desenvolvido um programa para simulação do PRE trifásico o qual pode ser utilizado, em uma fase preliminar, no estudo para atendimento de uma carga via este tipo de tecnologia. É possível a análise através da variação da carga ou do comprimento da linha para determinação da capacidade de transporte, seja considerando queda de tensão ou desequilíbrio.

## 11.2 SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

Neste trabalho não foi feita uma abordagem da parte de aterramento do PRE, portanto, este tema pode ser melhor desenvolvido especialmente considerando que em muitas regiões brasileiras o solo possui uma resistividade não muito baixa exigindo-se que se tenha cuidados especiais nesta área.

Tem sido, nos dias atuais, muito comum a colocação de cabos OPGW como cabos pára-raios o que permite aumentar bastante a capacidade de comunicação entre as regiões por onde a linha passa. Sugere-se fazer uma análise mais aprofundada no uso destes cabos juntamente com o PRE.

Conforme foi comentado, as formas mais freqüentes de saída de operação do PRE são de natureza transitórias motivadas, principalmente, pela incidências de raios sobre a linha. Foi comentado também que a colocação de religadores na estação supridora do PRE levaria a índices de confiabilidade muito maiores que nos sistemas convencionais. No entanto, em função da proximidade deste com a linha de alta tensão, um cuidado especial deve ser tomado para uma decisão de instalação dos religadores. Este assunto pode ser melhor estudado.

## REFERÊNCIAS

1. ILICETO, F. Long lightly loaded HV transmission lines to expand electrification of developing countries. Applications in Ghana. CIGRÉ paper 37-11 of 1984 Session.
2. ILICETO, F.; CINIERI, E.; CASELY-HAYFORD, L.; DOKYI, G. New concepts on MV distribution from insulated shield wires of HV lines. Operational results of an experimental system and application in Ghana. IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 4, No. 4, October 1989, pp. 2130-2144.
3. CINIERI, E.; ILICETO, F.; DODYI, G. A new method for the analysis of power distributions schemes at MV using the insulated shield wires of HV lines. - Operational results in Ghana. Africon 1992, Swaziland, September 1992, paper A-054.
4. D'AJUZ, A.; ILICETO, F. et al. Linhas de transmissão com cabos pára-raios energizados - uma solução econômica para o suprimento a comunidades isoladas. XII SNPTEE, Recife-PE, 1993, RE/GLP/19.
5. D'AJUZ A.; de OLIVEIRA, H. P. Principais tecnologias não convencionais para alimentação de pequenas cargas ao longo de linhas de transmissão. III SEPOPE, Belo Horizonte-MG, 1992, SP19.
6. D'AJUZ, et al. Energized overhead ground wires - OPGW's: the pioneer brazilian application. IV SEPOPE, Foz do Iguaçu-PR, 1994, SP18.
7. D'AJUZ, A. et al. Utilização de cabos pára-raios energizados, experiência pioneira no Brasil - modificações nas estruturas das linhas de transmissão necessárias à implementação. VI ERLAC, Foz do Iguaçu-PR, 1995.
8. 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
9. ARY D'AJUZ, et al. Implantação de cabos pára-raios energizados em linhas de 230 kV do sistema Rondônia. XIII SNPTEE, 1995, GSI/11
10. MARTINEZ, M. L. B.; D'AJUZ, A. Requisitos eletro-mecânicos necessários aos sistemas de fibras ópticas quando de cabos pára-raios energizados. VI ERLAC, Maio, Foz de Iguaçu-PR, 1995
11. NISHIMURA, F.; MARTINEZ, M. L. B. Linhas de transmissão com cabos pára-raios energizados com fibra óptica. XIII SNPTEE, 1995, GLT/03
12. ILICETO, F.; GATTA, F.M. Unconventional minimum cost electrification systems in very low load density areas. Cigré, Symposium Bangkok 1989, Section 2.4, Paper S 39-89.

13. CRUZ, A.M.T.; Ramos, J. E.; Pires, V. A.; D'Ajuz, A. Experiência operativa da tecnologia de pára-raios energizados (PRE) na linha de 230 kV do sistema Rondônia. IV SIMOPA, Belém-PA, Setembro/1996.
14. HAUBRICH, H. H., HOSEMANN, G., THOMAS, R. **Single-phase auto-reclosing in EHV systems.** International Conference on Large High Voltage Electric Systems. CIGRÉ Proceedings of the 25 th Session 21-29 August, 1974. Volume II.
15. D'AJUZ, ARY; et al. **Implantação de cabos pára-raios energizados - projeto, comissionamento e experiência operativa.** XIV SNPTEE (GSU), Belém- PA, 1997.

## ANEXO I

## PROGRAMA PARA CÁLCULO DO REGIME PERMANENTE DE UM CIRCUITO EQUIVALENTE DO PÁRA-RAIOS ENERGIZADOS - PRE

Eber Hávila Rose Jul / 1997

Com análise da variação da carga, sem variação do capacitor de compensação.

Os dados de entrada estão no final do arquivo

## CÁLCULO:

$$\Delta S := \frac{S_{\max} - S_{\min}}{n - 1}$$

$$\Delta S = 0.04 \cdot \text{MVA}$$

$$\omega := 2 \cdot \pi \cdot f \quad \omega = 376.991 \frac{\text{rad}}{\text{sec}}$$

$$i := 1..n - 1$$

$$S_1 := S_{\min}$$

$$S_{i+1} := S_i + \Delta S$$

$$i := 1..n$$

$$S_i := S_i \cdot e^{j \cdot \arccos(\text{FP})}$$

Determinação do vetor de carga

$$\text{itt} := \left\lceil \frac{S_{\text{tt}} - S_{\min}}{S_{\max} - S_{\min}} \cdot (n - 1) + 1 \right\rceil$$

$$\text{itt} := \text{if}(\text{itt} - \text{floor}(\text{itt}) < 0.5, \text{floor}(\text{itt}), \text{ceil}(\text{itt}))$$

$$\text{itt} = 51$$

determinação do elemento no vetor de potência para teste

$$|S_{\text{itt}}| = 2 \cdot \text{MVA}$$

valores ideais de  $Z_E$  e  $\text{Cap}_{\text{equa}}$ :

$$Z_{\text{ideal } E} := (z_L - z_G) \cdot 1 + (z_{\text{lat } L} - z_{\text{lat } G}) \cdot 1 \text{ lat}$$

$$Z_{\text{ideal } E} = 18.684 + 8.794j \cdot \Omega$$

$$\text{Capideal}_{\text{equa}} := V_{\text{PRE}}^2 \cdot \omega \cdot [(c_{W0} - c_{WW}) \cdot 1 + (c_{\text{lat } W0} - c_{\text{lat } WW}) \cdot 1 \text{ lat}]$$

$$\text{Capideal}_{\text{equa}} = 94.778 \cdot \text{KVAR}$$

$$Z_1 := \frac{V_s^2}{\text{MVA}_{\text{cc } 3\phi}}$$

$$Z_1 = 0.029 + 4.107j \cdot \Omega$$

impedância de curto-circuito trifásico na baixa do transformador elevador de PRE

$$k_s := \frac{\left(\frac{V_{\text{PRE}}}{\sqrt{3}}\right)}{V_s} \cdot \text{TAP}_s$$

$$k_s = 1.443$$

relação do transformador elevador do PRE

$$k_d := \frac{V_{\text{PRE}}}{\left(\frac{V_d}{\sqrt{3}}\right)} \cdot \frac{1}{\text{TAP}_d}$$

$$k_d = 4.33$$

relação do transformador abaixador na distribuição

$$X_{T_s} := X_{P_s} \cdot \frac{V_{\text{PRE}}^2}{\text{POT}_s}$$

$$R_{T_s} := \frac{X_{T_s}}{FQ_s}$$

$$Z_{T_s} := R_{T_s} + j \cdot X_{T_s}$$

$$Z_{T_s} = 0.255 + 10.202j \cdot \Omega$$

impedância do transformador elevador do PRE visto na alta

$$X_{T_d} := XPS_d \cdot \frac{V_{PRE}^2}{POT_d} \cdot 3 \quad R_{T_d} := \frac{X_{T_d}}{FQ_d}$$

$$Z_{T_d} := R_{T_d} + j \cdot X_{T_d} \quad Z_{T_d} = 1.339 + 53.561j \cdot \Omega$$

impedância do transformador de distribuição do PRE visto na alta

$$Z_i := \frac{V_d^2}{S_i} \quad Z_{itt} = 85.696 + 41.504j \cdot \Omega$$

impedância da carga

$$B_{equa} := \frac{Cap_{equa}}{V_{PRE}^2} \quad B_{equa} = 84.016 \cdot \mu\text{mho}$$

capacitância de equalização no terminal receptor (no início da linha lateral)

$$B_{comp} := \frac{Cap_{comp}}{V_{PRE}^2} \quad B_{comp} = 252.048 \cdot \mu\text{mho}$$

capacitância de compensação no terminal receptor (no início da linha lateral)

$$Z_L := z_L \cdot l \quad Z_L = 22.111 + 38.791j \cdot \Omega$$

impedância total da linha sobre o circuito principal

$$Z_G := z_G \cdot l \quad Z_G = 4.08 + 29.755j \cdot \Omega$$

$$Y_{WW} := j \cdot \omega \cdot c_{WW} \cdot l \quad Y_{WW} = 21.438j \cdot \mu\text{mho}$$

capacitância total da linha sobre o circuito principal

$$Y_g := j \cdot \omega \cdot c_{W0} \cdot l \quad Y_g = 99.304j \cdot \mu\text{mho}$$

capacitância total da linha sobre o circuito principal

$$Z_{lat_L} := z_{lat_L} \cdot l_{lat} \quad Z_{lat_L} = 0.747 + 0.68j \cdot \Omega$$

impedância total da linha lateral

$$Z_{lat_G} := z_{lat_G} \cdot l_{lat} \quad Z_{lat_G} = 0.094 + 0.922j \cdot \Omega$$

$$Y_{lat_{WW}} := j \cdot \omega \cdot c_{lat_{WW}} \cdot l_{lat} \quad Y_{lat_{WW}} = 1.472j \cdot \mu\text{mho}$$

capacitância total da linha lateral

$$Y_{lat_g} := j \cdot \omega \cdot c_{lat_{W0}} \cdot l_{lat} \quad Y_{lat_g} = 3.235j \cdot \mu\text{mho}$$

$$Z_{esq_{WW}} := \frac{2}{Y_{WW}}$$

$$Z_{esq_{WW}} = -9.329 \cdot 10^4 j \cdot \Omega$$

$$Z_{esq_g} := \frac{2}{Y_g}$$

$$Z_{esq_g} = -2.014 \cdot 10^4 j \cdot \Omega$$

impedâncias capacitivas do lado esquerdo e direito de  $Z_L$

$$Z_{dir_{WW}} := \frac{1}{\frac{Y_{WW}}{2} + \frac{Y_{lat_{WW}}}{2} + j \cdot B_{equa} + j \cdot B_{comp}}$$

$$Z_{dir_{WW}} = -2.878 \cdot 10^3 j \cdot \Omega$$

$$Z_{dir_g} := \frac{1}{\left( \frac{Y_g}{2} + \frac{Y_{lat_g}}{2} + j \cdot B_{comp} \right)}$$

$$Z_{dir_g} = -3.297 \cdot 10^3 j \cdot \Omega$$

$$Z_{latdir_{WW}} := \frac{2}{Y_{lat_{WW}}}$$

$$Z_{latdir_{WW}} = -1.358 \cdot 10^6 j \cdot \Omega$$

impedâncias capacitivas do lado direito da linha lateral

$$Z_{latdir_g} := \frac{2}{Y_{lat_g}}$$

$$Z_{latdir_g} = -6.183 \cdot 10^5 j \cdot \Omega$$

$$Z_{1esq} := \frac{Z_{esq_{WW}} \cdot Z_{esq_g}}{Z_{esq_{WW}} + 2 \cdot Z_{esq_g}} \quad Z_{1esq} = -1.407 \cdot 10^4 j \cdot \Omega$$

$$Z_{1dir} := \frac{Z_{dir_{WW}} \cdot Z_{dir_g}}{Z_{dir_{WW}} + 2 \cdot Z_{dir_g}} \quad Z_{1dir} = -1.002 \cdot 10^3 j \cdot \Omega$$

$$Z_{lat_{1dir}} := \frac{Z_{latdir_{WW}} \cdot Z_{latdir_g}}{Z_{latdir_{WW}} + 2 \cdot Z_{latdir_g}} \quad Z_{lat_{1dir}} = -3.236 \cdot 10^5 j \cdot \Omega$$

impedâncias capacitivas  
equivalentes de sequência  
positiva

Tensões na alta do transformador elevador do PRE atrás do equivalente de curto já transportado para a alta:

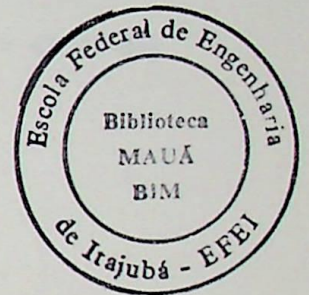
$$E'_a := k_s \cdot (2 \cdot v_{s_a} - v_{s_b} - v_{s_c}) \quad |E'_a| = 34.5 \cdot KV \quad \arg(E'_a) = 0 \cdot deg$$

$$E'_b := k_s \cdot (v_{s_a} + v_{s_b} - 2 \cdot v_{s_c}) \quad |E'_b| = 34.5 \cdot KV \quad \arg(E'_b) = -60 \cdot deg$$

$$E'_0 := \frac{E'_a + E'_b}{2} \quad |E'_0| = 29.878 \cdot KV \quad \arg(E'_0) = -30 \cdot deg$$

$$E'_1 := \frac{E'_a - E'_b}{2} \quad |E'_1| = 17.25 \cdot KV \quad \arg(E'_1) = 60 \cdot deg$$

$$PR(a, b) := \frac{a \cdot b}{a + b} \quad \text{definição da função paralelo}$$



Correntes nos circuitos de sequência equivalente:

$$I_{1T_i} := \frac{E'_1}{3 \cdot k_s^2 \cdot Z_1 + Z_{T_s} + PR\left(Z_{1esq}, Z_L + PR\left(Z_{1dir}, Z_{lat_L} + PR\left(Z_{lat_{1dir}}, \frac{Z_{T_d}}{3} + \frac{k_d^2 \cdot Z_i}{3}\right)\right)\right)}$$

$$|I_{1T_{itt}}| = 25.355 \cdot amp \quad \arg(I_{1T_{itt}}) = 65.604 \cdot deg$$

$$I_{1L_i} := I_{1T_i} \cdot \frac{Z_{1esq}}{Z_{1esq} + Z_L + PR\left(Z_{1dir}, Z_{lat_L} + PR\left(Z_{lat_{1dir}}, \frac{Z_{T_d}}{3} + \frac{k_d^2 \cdot Z_i}{3}\right)\right)} \quad |I_{1L_{itt}}| = 25.2 \cdot amp$$

$$\arg(I_{1L_{itt}}) = 62.829 \cdot deg$$

$$I_{lat_{1L_i}} := I_{1L_i} \cdot \frac{Z_{1dir}}{Z_{1dir} + Z_{lat_L} + PR\left(Z_{lat_{1dir}}, \frac{Z_{T_d}}{3} + \frac{k_d^2 \cdot Z_i}{3}\right)} \quad |I_{lat_{1L_{itt}}}| = 27.98 \cdot amp$$

$$\arg(I_{lat_{1L_{itt}}}) = 26.242 \cdot deg$$

$$I_{1_i} := I_{lat_{1L_i}} \cdot \frac{Z_{lat_{1dir}}}{\frac{Z_{T_d}}{3} + \frac{k_d^2 \cdot Z_i}{3}} \quad |I_{1_{itt}}| = 28.004 \cdot amp$$

$$\arg(I_{1_{itt}}) = 26.147 \cdot deg$$

$$I_{0T_i} := \frac{E'_0}{9 \cdot k_s^2 \cdot Z_L + 3 \cdot Z_{T_s} + 2 \cdot Z_E + PR(Z_{esq_g}, Z_L + 2 \cdot Z_G + PR(Z_{dir_g}, Z_{lat_L} + 2 \cdot Z_{lat_G} + PR(Z_{latdir_g}, Z_{T_d} + k_d^2 \cdot Z_i)))}$$

$$|I_{0T_{itt}}| = 14.8 \cdot \text{amp}$$

$$\arg(I_{0T_{itt}}) = -24.12 \cdot \text{deg}$$

$$I_{0L_i} := I_{0T_i} \cdot \frac{Z_{esq_g}}{Z_{esq_g} + Z_L + 2 \cdot Z_G + PR(Z_{dir_g}, Z_{lat_L} + 2 \cdot Z_{lat_G} + PR(Z_{latdir_g}, Z_{T_d} + k_d^2 \cdot Z_i))} \quad |I_{0L_{itt}}| = 14.643 \cdot \text{amp}$$

$$\arg(I_{0L_{itt}}) = -29.9 \cdot \text{deg}$$

$$I_{lat_{0L_i}} := I_{0L_i} \cdot \frac{Z_{dir_g}}{Z_{dir_g} + Z_{lat_L} + 2 \cdot Z_{lat_G} + PR(Z_{latdir_g}, Z_{T_d} + k_d^2 \cdot Z_i)} \quad |I_{lat_{0L_{itt}}}| = 16.384 \cdot \text{amp}$$

$$\arg(I_{lat_{0L_{itt}}}) = -63.099 \cdot \text{deg}$$

$$I_{0_i} := I_{lat_{0L_i}} \cdot \frac{Z_{latdir_g}}{Z_{latdir_g} + Z_{T_d} + k_d^2 \cdot Z_i} \quad |I_{0_{itt}}| = 16.406 \cdot \text{amp}$$

$$\arg(I_{0_{itt}}) = -63.248 \cdot \text{deg}$$

$$I_A := I_0 + I_1 \quad |I_{A_{itt}}| = 32.604 \cdot \text{amp} \quad \arg(I_{A_{itt}}) = -4.061 \cdot \text{deg}$$

$$I_B := I_0 - I_1 \quad |I_{B_{itt}}| = 32.306 \cdot \text{amp} \quad \arg(I_{B_{itt}}) = -123.335 \cdot \text{deg}$$

$$I_G := -2 \cdot I_0 \quad |I_{G_{itt}}| = 32.811 \cdot \text{amp} \quad \arg(I_{G_{itt}}) = 116.752 \cdot \text{deg}$$

tensões na alta do transformador na estação supridora (no PRE):

$$E_{1_i} := I_{1T_i} \cdot PR\left(Z_{lesq}, Z_L + PR\left(Z_{ldir}, Z_{lat_L} + PR\left(Z_{lat_{ldir}}, \frac{Z_{T_d}}{3} + \frac{k_d^2 \cdot Z_i}{3}\right)\right)\right) \quad |E_{1_{itt}}| = 17.351 \cdot \text{KV}$$

$$\arg(E_{1_{itt}}) = 57.006 \cdot \text{deg}$$

$$E_{0_i} := I_{0T_i} \cdot \left(2 \cdot Z_E + PR\left(Z_{esq_g}, Z_L + 2 \cdot Z_G + PR\left(Z_{dir_g}, Z_{lat_L} + 2 \cdot Z_{lat_G} + PR\left(Z_{latdir_g}, Z_{T_d} + k_d^2 \cdot Z_i\right)\right)\right)\right)$$

$$|E_{0_{itt}}| = 30.064 \cdot \text{KV} \quad \arg(E_{0_{itt}}) = -33.024 \cdot \text{deg}$$

$$E_A := E_0 + E_1 \quad |E_{A_{itt}}| = 34.703 \cdot \text{KV} \quad \arg(E_{A_{itt}}) = -3.025 \cdot \text{deg}$$

tensões no PRE na  
estação supridora

$$E_B := E_0 - E_1 \quad |E_{B_{itt}}| = 34.72 \cdot \text{KV} \quad \arg(E_{B_{itt}}) = -63.009 \cdot \text{deg}$$

$$E_{AB} := E_A - E_B \quad |E_{AB_{itt}}| = 34.703 \cdot \text{KV} \quad \arg(E_{AB_{itt}}) = 57.006 \cdot \text{deg}$$

$$E_{BC} := E_B \quad |E_{BC_{itt}}| = 34.72 \cdot \text{KV} \quad \arg(E_{BC_{itt}}) = -63.009 \cdot \text{deg}$$

$$E_{CA} := -E_A \quad |E_{CA_{itt}}| = 34.703 \cdot \text{KV} \quad \arg(E_{CA_{itt}}) = 176.975 \cdot \text{deg}$$

$$\begin{bmatrix} Et_{0_i} \\ Et_{1_i} \\ Et_{2_i} \end{bmatrix} := \frac{1}{3} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_{AB_i} \\ E_{BC_i} \\ E_{CA_i} \end{bmatrix}$$

$$Et_{0_{itt}} = 0 \cdot KV$$

$$|Et_{1_{itt}}| = 34.709 \cdot KV \quad \arg(Et_{1_{itt}}) = 56.991 \cdot \text{deg}$$

$$|Et_{2_{itt}}| = 0.011 \cdot KV \quad \arg(Et_{2_{itt}}) = 178.793 \cdot \text{deg}$$

$$E_{pu_i} := \frac{|Et_{1_i}|}{V_{PRE}}$$

$$E_{pu_{itt}} = 1.006$$

resultados na estação  
supridora

$$\text{DeseqE}_{neg_i} := \frac{|Et_{2_i}|}{|Et_{1_i}|}$$

$$\text{DeseqE}_{neg_{itt}} = 0.032 \cdot \%$$

Tensões na carga:

$$V_{1_i} := I_{1_i} \cdot \frac{k_d^2 \cdot Z_i}{3}$$

$$|V_{1_{itt}}| = 16.665 \cdot KV$$

$$\arg(V_{1_{itt}}) = 51.989 \cdot \text{deg}$$

$$V_{0_i} := I_{0_i} \cdot k_d^2 \cdot Z_i$$

$$|V_{0_{itt}}| = 29.29 \cdot KV$$

$$\arg(V_{0_{itt}}) = -37.406 \cdot \text{deg}$$

$$v_a := \frac{2}{k_d} \cdot V_1$$

$$|v_{a_{itt}}| = 7.697 \cdot KV$$

$$\arg(v_{a_{itt}}) = 51.989 \cdot \text{deg}$$

$$v_b := \frac{1}{k_d} \cdot (V_0 - V_1)$$

$$|v_{b_{itt}}| = 7.747 \cdot KV$$

$$\arg(v_{b_{itt}}) = -67.192 \cdot \text{deg}$$

$$v_c := \frac{-1}{k_d} \cdot (V_0 + V_1)$$

$$|v_{c_{itt}}| = 7.818 \cdot KV$$

$$\arg(v_{c_{itt}}) = 172.084 \cdot \text{deg}$$

$$\begin{bmatrix} v_{0_i} \\ v_{1_i} \\ v_{2_i} \end{bmatrix} := \frac{1}{3} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_{a_i} \\ v_{b_i} \\ v_{c_i} \end{bmatrix}$$

$$v_{0_{itt}} = 0 \cdot KV$$

$$|v_{1_{itt}}| = 7.754 \cdot KV \quad \arg(v_{1_{itt}}) = 52.294 \cdot \text{deg}$$

$$|v_{2_{itt}}| = 0.07 \cdot KV \quad \arg(v_{2_{itt}}) = -91.851 \cdot \text{deg}$$

$$v_{pu_i} := \frac{|v_{1_i}| \cdot \sqrt{3}}{V_d}$$

$$v_{pu_{itt}} = 0.973 \cdot pu$$

tensão e desequilíbrio na distribuição

$$Deseq_{neg_i} := \frac{|v_{2_i}|}{|v_{1_i}|}$$

$$Deseq_{neg_{itt}} = 0.901 \cdot \%$$

cálculo das tensões na alta do transformador de distribuição:

$$V_{1L_i} := I_{1_i} \cdot \frac{k_d^2 \cdot Z_i + ZT_d}{3}$$

$$|V_{1L_{itt}}| = 16.9 \cdot KV$$

$$\arg(V_{1L_{itt}}) = 53.496 \cdot \text{deg}$$

$$V_{0L_i} := I_{0_i} \cdot (k_d^2 \cdot Z_i + ZT_d)$$

$$|V_{0L_{itt}}| = 29.703 \cdot KV$$

$$\arg(V_{0L_{itt}}) = -35.899 \cdot \text{deg}$$

$$VL_A := V_{0L} + V_{1L}$$

$$|VL_{A_{itt}}| = 34.329 \cdot KV$$

$$\arg(VL_{A_{itt}}) = -6.409 \cdot \text{deg}$$

tensões no PRE na estação distribuidora

$$VL_B := V_{0L} - V_{1L}$$

$$|VL_{B_{itt}}| = 34.019 \cdot KV$$

$$\arg(VL_{B_{itt}}) = -65.685 \cdot \text{deg}$$

$$VL_{AB} := VL_A - VL_B$$

$$|VL_{AB_{itt}}| = 33.801 \cdot KV$$

$$\arg(VL_{AB_{itt}}) = 53.496 \cdot \text{deg}$$

$$VL_{BC} := VL_B$$

$$|VL_{BC_{itt}}| = 34.019 \cdot KV$$

$$\arg(VL_{BC_{itt}}) = -65.685 \cdot \text{deg}$$

$$VL_{CA} := -VL_A$$

$$|VL_{CA_{itt}}| = 34.329 \cdot KV$$

$$\arg(VL_{CA_{itt}}) = 173.591 \cdot \text{deg}$$

$$\begin{bmatrix} VL_{0_i} \\ VL_{1_i} \\ VL_{2_i} \end{bmatrix} := \frac{1}{3} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \cdot \begin{bmatrix} VL_{AB_i} \\ VL_{BC_i} \\ VL_{CA_i} \end{bmatrix}$$

$$VL_{0_{itt}} = 0 \cdot KV$$

$$|VL_{1_{itt}}| = 34.049 \cdot KV$$

$$\arg(VL_{1_{itt}}) = 53.801 \cdot \text{deg}$$

$$|VL_{2_{itt}}| = 0.307 \cdot KV$$

$$\arg(VL_{2_{itt}}) = -90.344 \cdot \text{deg}$$

$$VL_{pu_i} := \frac{|VL_{1_i}|}{V_{PRE}}$$

$$VL_{pu_{itt}} = 0.987$$

resultados na estação distribuidora

$$Deseq_{VL_{neg_i}} := \frac{|VL_{2_i}|}{|VL_{1_i}|}$$

$$Deseq_{VL_{neg_{itt}}} = 0.901 \cdot \%$$

$$\Delta V_L := |E_{pu_{itt}}| - |VL_{pu_{itt}}|$$

$$\Delta V_L = 0.019 \cdot pu$$

queda de tensão na linha do PRE e linha lateral

Cálculo das perdas onde: C representa valores na carga

L representa valores na alta do transformador de distribuição

E representa valores na alta do transformador elevador

T representa valores na baixa do transformador elevador

E' representa valores na fonte

tensões adicionais para o cálculo:

$$V_{1T_i} := E_{1_i} + ZT_s \cdot I_{1T_i} \quad |V_{1T_{itt}}| = 17.321 \cdot KV \quad \arg(V_{1T_{itt}}) = 57.856 \cdot \text{deg}$$

$$V_{0T_i} := E_{0_i} + 3 \cdot ZT_s \cdot I_{0T_i} \quad |V_{0T_{itt}}| = 30.008 \cdot KV \quad \arg(V_{0T_{itt}}) = -32.167 \cdot \text{deg}$$

potências passando pelos diversos locais:

$$S_{C_i} := 2 \cdot (V_{1_i} \cdot \overline{I_{1_i}} + V_{0_i} \cdot \overline{I_{0_i}}) \quad S_{C_{itt}} = 1.705 + 0.826j \cdot \text{MVA} \quad \cos(\arg(S_{C_{itt}})) = 0.9$$

$$S_{L_i} := 2 \cdot (V_{1L_i} \cdot \overline{I_{1_i}} + V_{0L_i} \cdot \overline{I_{0_i}}) \quad S_{L_{itt}} = 1.706 + 0.883j \cdot \text{MVA} \quad \cos(\arg(S_{L_{itt}})) = 0.888$$

$$S_{E_i} := 2 \cdot (E_{1_i} \cdot \overline{I_{1T_i}} + E_{0_i} \cdot \overline{I_{0T_i}}) \quad |S_{E_{itt}}| = 1.77 \cdot \text{MVA} \quad \cos(\arg(S_{E_{itt}})) = 0.988$$

$$S_{T_i} := 2 \cdot (V_{1T_i} \cdot \overline{I_{1T_i}} + V_{0T_i} \cdot \overline{I_{0T_i}}) \quad S_{T_{itt}} = 1.75 - 0.243j \cdot \text{MVA} \quad \cos(\arg(S_{T_{itt}})) = 0.991$$

$$S_{E'_i} := 2 \cdot (E'_{1_i} \cdot \overline{I_{1T_i}} + E'_{0_i} \cdot \overline{I_{0T_i}}) \quad S_{E'_{itt}} = 1.75 - 0.176j \cdot \text{MVA} \quad \cos(\arg(S_{E'_{itt}})) = 0.995$$

obtenção das perdas no ferro para os transformadores (aproximado)

$$P_{cnom_s} := 3 \cdot \text{Re}(ZT_s) \cdot \left( \frac{POT_s}{\sqrt{3} \cdot V_{PRE}} \right)^2 \quad P_{cnom_d} := 3 \cdot \text{Re}(ZT_d) \cdot \left( \frac{POT_d}{3 \cdot V_{PRE}} \right)^2$$

$$P_{cnom_s} = 10.5 \cdot \text{kW}$$

$$P_{cnom_d} = 6 \cdot \text{kW}$$

$$P_{fnom_s} := \frac{P_{cnom_s}}{R_s} \quad P_{fnom_s} = 4.2 \cdot \text{kW}$$

$$P_{fnom_d} := \frac{P_{cnom_d}}{R_d} \quad P_{fnom_d} = 2.4 \cdot \text{kW}$$

$$P_{f_{s_i}} := P_{fnom_s} \cdot (E_{pu_i})^2 \quad P_{f_{s_{itt}}} = 4.251 \cdot \text{kW}$$

$$P_{f_{d_i}} := P_{fnom_d} \cdot (V_{L_{pu_i}})^2 \quad P_{f_{d_{itt}}} = 2.338 \cdot \text{kW}$$

RESULTADO PARA AS PERDAS:

$$\text{Perdas}_{L_i} := \text{Re}(S_{E_i}) - \text{Re}(S_{L_i}) \quad \text{Perdas}_{L_{itt}} = 42.736 \cdot \text{kW}$$

perdas nas linhas  
do PRE e lateral

$$\text{Perdas}_{T_i} := \text{Re}(S_{T_i}) - \text{Re}(S_{C_i}) + P_{f_{s_i}} + P_{f_{d_i}} \quad \text{Perdas}_{T_{itt}} = 51.409 \cdot \text{kW}$$

perdas nas linhas e nos  
dois transformadores

**PROGRAMA PARA CÁLCULO DO REGIME PERMANENTE DE UM CIRCUITO EQUIVALENTE DO PÁRA-RAIOS ENERGIZADOS TRIFÁSICO - PRE**

Eber Hávila Rose Jul / 1997

Com análise da variação da carga, sem variação do capacitor de compensação.

**DADOS DE ENTRADA COM O RESUMO DOS RESULTADOS E GRÁFICOS:**

**DADOS DE ENTRADA:**

$f \cong 60 \cdot \text{Hz}$

$V_s \cong 13.8 \cdot \text{KV}$  tensão na baixa do transformador elevador do PRE

$V_{\text{PRE}} \cong 34.5 \cdot \text{KV}$  tensão no sistema de transmissão do PRE

$V_d \cong 13.8 \cdot \text{KV}$  tensão do sistema na distribuição

$\text{MVA}_{\text{acc } 3\phi} \cong 46.37 \cdot e^{j \cdot (-89.59) \cdot \text{deg}} \cdot \text{MVA}$  nível de curto-circuito trifásico na baixa do transformador elevador do PRE

$$v_{s_a} \cong \frac{13.8}{\sqrt{3}} \cdot 1.0 \cdot e^{j \cdot 0 \cdot \text{deg}} \cdot \text{KV}$$

$v_{s_b} \cong \frac{13.8}{\sqrt{3}} \cdot 1.0 \cdot e^{j \cdot (-120) \cdot \text{deg}} \cdot \text{KV}$  tensões fase-terra na fonte do sistema na tensão da baixa do transformador elevador do PRE

$$v_{s_c} \cong \frac{13.8}{\sqrt{3}} \cdot 1.0 \cdot e^{j \cdot 120 \cdot \text{deg}} \cdot \text{KV}$$

$\text{XPS}_s \cong 6 \cdot \%$        $\text{POT}_s \cong 7 \cdot \text{MVA}$        $\text{FQ}_s \cong 40$       dados do transformador elevador do PRE na base do transformador

$\text{XPS}_d \cong 6 \cdot \%$        $\text{POT}_d \cong 4 \cdot \text{MVA}$        $\text{FQ}_d \cong 40$       dados do transformador de distribuição do PRE na base do transformador

$\text{TAP}_s \cong 1.0$       tap na alta do transformador elevador do PRE

$\text{TAP}_d \cong 1.0$       tap na baixa do transformador de distribuição do PRE

$R_s \cong 2.5$       relação entre a perda no cobre (a corrente nominal) e no ferro (a tensão nominal) utilizado aqui apenas para obter as perdas nos transformadores. Para uma referência pode-se consultar o "Transmission Distribution" página 103.

$R_d \cong 2.5$

Dados da linha do PRE obtidos a partir da matriz de impedâncias e capacitâncias originais, por exemplo, em um circuito simples com 2 cabos pára-raios levaria a uma matriz 5x5. Os termos podem ser obtidos:

$$z_L = z_{pp} - z_{qp} \quad \Omega/\text{km} \quad \text{impedância equivalente de linha onde p e q são as linhas onde os pára-raios se localizam na matriz original respectivamente. No exemplo p = 4 e q = 5.}$$

$$z_G = z_{qp} \quad \Omega/\text{km} \quad \text{impedância equivalente de terra}$$

$$c_{WW} = -c_{pq} \quad \text{nF}/\text{km} \quad \text{capacitância entre os cabos pára-raios}$$

$$c_{W0} = \sum_{j=1}^n c_{ij} \cdot \frac{\text{nF}}{\text{km}} \quad \text{onde n é o número total de linhas da matriz original. No exemplo acima n = 5.}$$

$i = p \text{ ou } i = q \text{ conforme definido nas variáveis acima. No exemplo } i = 4 \text{ ou } i = 5.$

$$z_L = (0.31587809 + j \cdot 0.55415114) \cdot \frac{\Omega}{\text{km}} \quad z_G = (0.05829149 + j \cdot 0.425078) \cdot \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$c_{WW} = 0.81237230 \cdot \frac{\text{nF}}{\text{km}} \quad c_{W0} = 3.76302916 \cdot \frac{\text{nF}}{\text{km}}$$

$$l = 70 \cdot \text{km} \quad \text{comprimento da linha do PRE no circuito principal}$$

$$z_{lat L} = (0.4668 + j \cdot 0.4251) \cdot \frac{\Omega}{\text{km}} \quad z_{lat G} = (0.05885 + j \cdot 0.576) \cdot \frac{\Omega}{\text{km}} \quad \text{dados da linha lateral obtidos da mesma forma que a linha principal só que a matriz original tem apenas 2 elementos}$$

$$c_{lat WW} = 2.441 \cdot \frac{\text{nF}}{\text{km}} \quad c_{lat W0} = 5.363 \cdot \frac{\text{nF}}{\text{km}}$$

$$l_{lat} = 1.6 \cdot \text{km} \quad \text{comprimento da linha lateral}$$

$$Z_E = (10 + j \cdot 0) \cdot 0 \cdot \Omega \quad \text{Impedância de balanceamento. Para haver o equilíbrio ela deve ser igual a } Z_{ideal E} = 18.684 + 8.794j \cdot \Omega$$

$$Cap_{equa} = 100 \cdot \text{KVA}r \quad \text{Capacitância de equalização. Para haver o equilíbrio ela deve ser igual a } Cap_{ideal equa} = 94.778 \cdot \text{KVA}r$$

$$Cap_{comp} = 300 \cdot \text{KVA}r \quad \text{Capacitância de compensação instalada na alta do PRE na derivação entre o PRE e a linha lateral. Serão instalados três destes, entre as fases e entre as fases e a terra.}$$

Carga na baixa do transformador de distribuição. O valor da carga vai variar desde  $S_{min}$  até  $S_{max}$  em n pontos, todos eles com fator de potência FP,  $S_{tt}$  é a uma potência escolhida para apresentação dos resultados:

$$S_{min} = 0.0001 \cdot \text{MVA} \quad S_{max} = 4 \cdot \text{MVA} \quad FP = 0.9 \quad n = 101 \quad S_{tt} = 2.0 \cdot \text{MVA}$$

**RESUMO DOS RESULTADOS:**

$|S_{itt}| = 2 \cdot \text{MVA}$  carga utilizada para apresentação dos resultados

$|I_{A_{itt}}| = 32.604 \cdot \text{amp}$        $\arg(I_{A_{itt}}) = -4.061 \cdot \text{deg}$

$|I_{B_{itt}}| = 32.306 \cdot \text{amp}$        $\arg(I_{B_{itt}}) = -123.335 \cdot \text{deg}$       correntes chegando na alta do transformador de distribuição

$|I_{G_{itt}}| = 32.811 \cdot \text{amp}$        $\arg(I_{G_{itt}}) = 116.752 \cdot \text{deg}$

$E_{pu_{itt}} = 1.006$        $\text{Deseq}E_{neg_{itt}} = 0.032 \cdot \%$       resultados na estação supridora

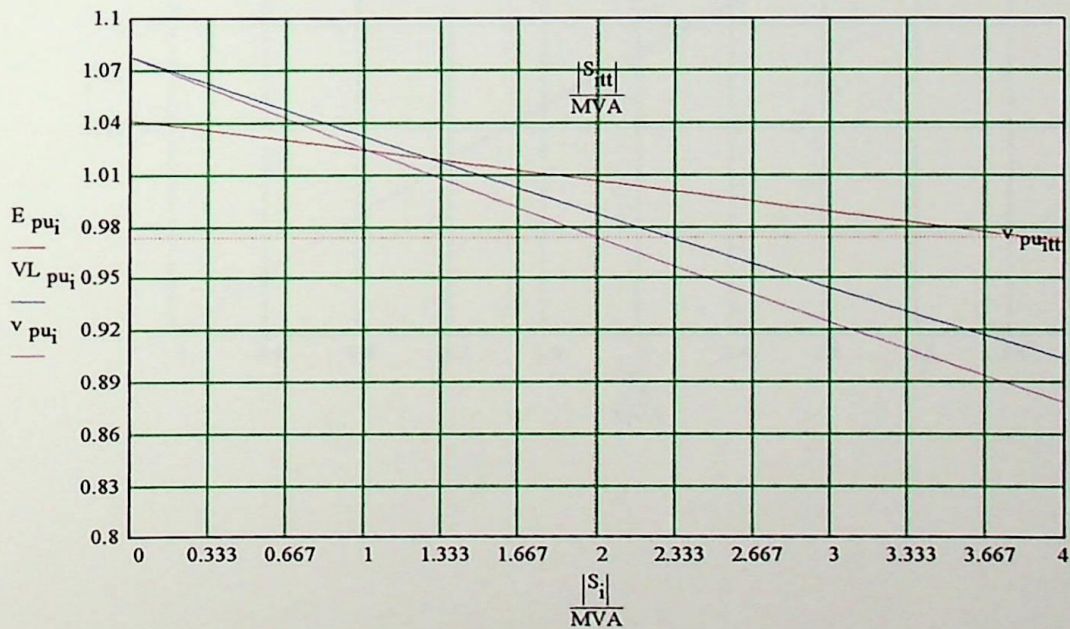
$v_{pu_{itt}} = 0.973 \cdot \text{pu}$        $\text{Deseq}_{neg_{itt}} = 0.901 \cdot \%$       tensão e desequilíbrio na distribuição

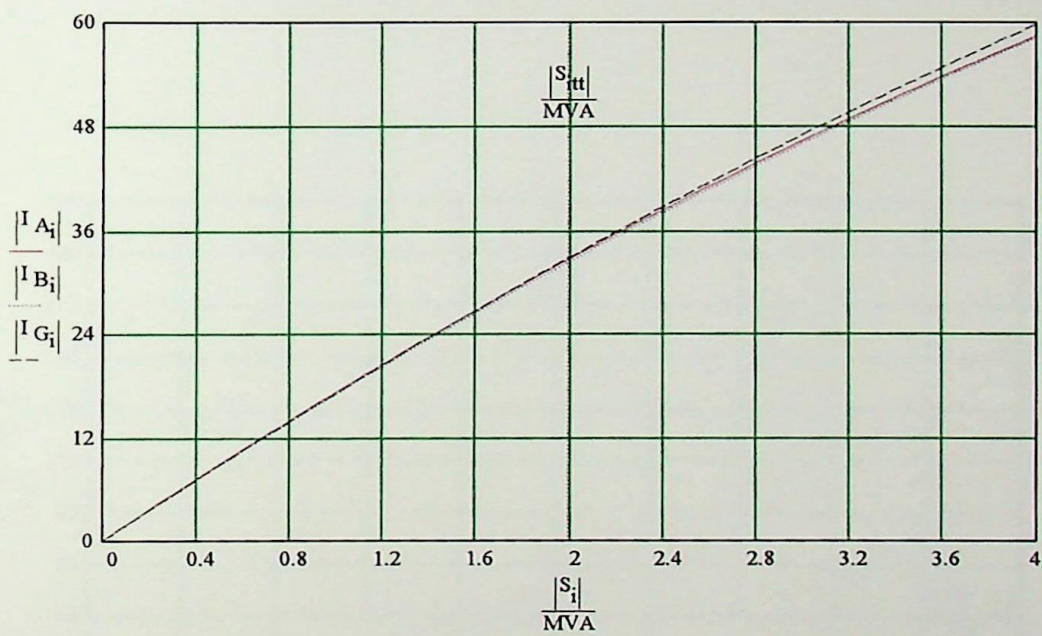
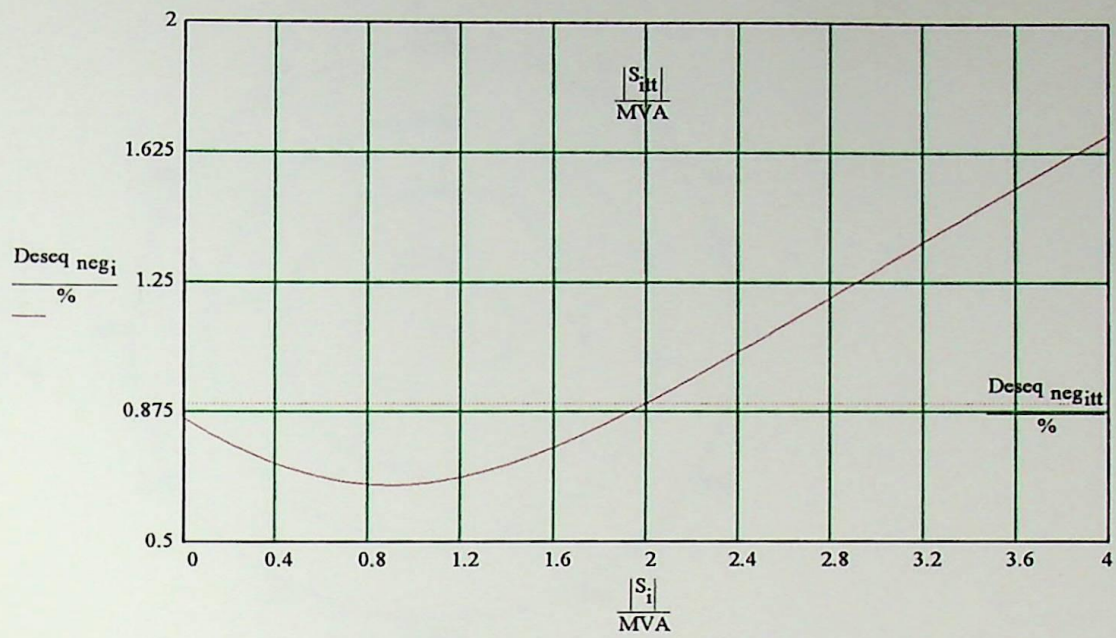
$VL_{pu_{itt}} = 0.987$        $\text{Deseq}VL_{neg_{itt}} = 0.901 \cdot \%$       resultados na alta da estação distribuidora

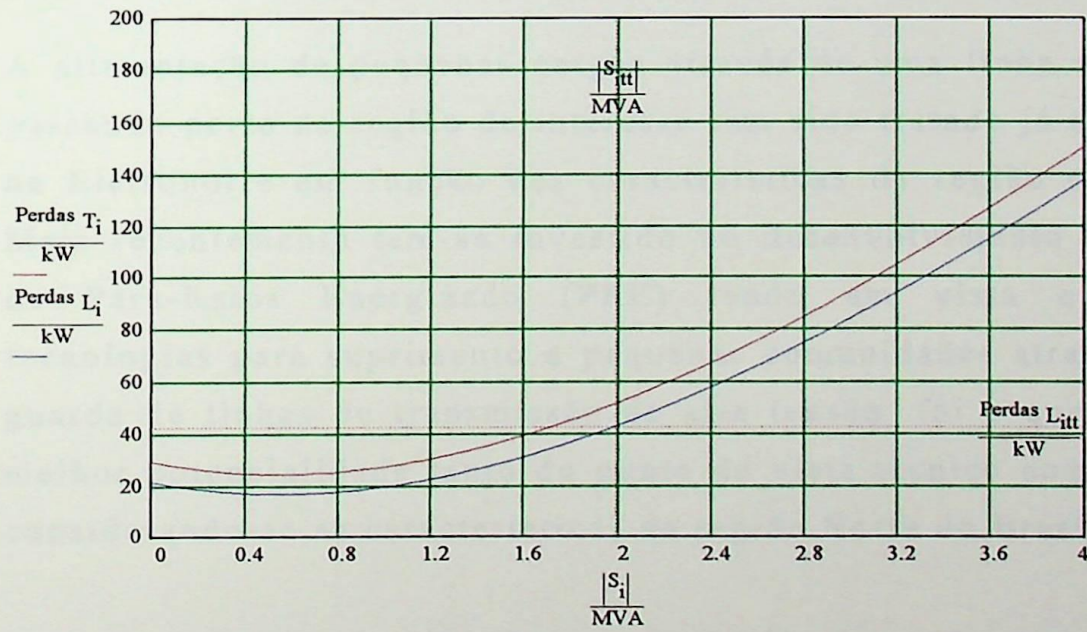
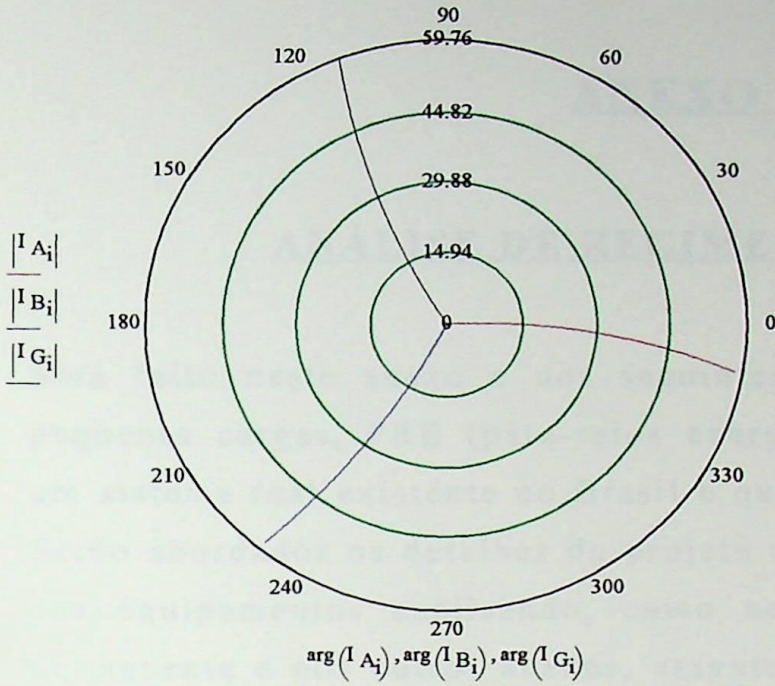
$\Delta V_L = 0.019 \cdot \text{pu}$       queda de tensão na linha do PRE e linha lateral

$\text{Perdas}_{L_{itt}} = 42.736 \cdot \text{kW}$       perdas nas linhas do PRE e lateral

$\text{Perdas}_{T_{itt}} = 51.409 \cdot \text{kW}$       perdas nas linhas e nos dois transformadores







## ANEXO II

### ANÁLISE DE REGIME PERMANENTE

Será feito neste anexo e nos seguintes uma análise dos sistemas de pequenas cargas, PRE (para-raios energizados) tomando-se como base um sistema real existente no Brasil e que está em operação desde 1995. Serão abordados os detalhes do projeto e estudos para dimensionamento dos equipamentos analisando, como neste anexo, a parte de regime permanente e nos outros anexos, assuntos tais como regime transitório, custos, experiência operativa.

#### **AII.1 HISTÓRICO DO PROJETO**

A alimentação de pequenas cargas através de uma linha de alta tensão passando perto da região de interesse tem sido tratado já a algum tempo na Eletronorte em função das características da região onde ela atua. Mais recentemente tem-se investido no desenvolvimento da tecnologia de Para-Raios Energizado (PRE) tendo em vista que, entre as tecnologias para suprimento a pequenas comunidades através dos cabos guarda de linhas de transmissão de alta tensão, foi a que apresentou a melhor potencialidade tanto do ponto de vista técnico como econômico, considerando-se as características da região Norte do Brasil.<sup>[4], [5]</sup>

Existem inúmeras localidades na região Norte carentes de energia, nas quais a utilização da tecnologia PRE poderia ser uma solução, se não permanente, pelo menos por um tempo razoável até que uma alimentação definitiva fosse instalada. No entanto, como já foi citado, ela se presta muito bem em locais onde a linha de transmissão está sendo construída, o que estava acontecendo em alguns sistemas da Eletronorte. No caso

particular, a concessionária estadual de Rondônia (CERON) mostrou-se interessada em implantar o projeto em discussão.

Em função dos prazos para a entrada da LT Samuel/Ariquemes/Jiparaná serem muito curtos optou-se por preparar a linha para recebimento do PRE, ou seja, foram feitas as análises da modificação da cabeça de torre e definição dos isoladores<sup>[6]</sup> <sup>[7]</sup> para posteriormente serem feitos os estudos complementares de definição do sistema PRE propriamente dito.

A linha entrou em operação em 1995 estando pronta para operação do PRE através cabos pára-raios isolados com condutores ACSR tipo Auk a partir das estações supridoras de Samuel, Ariquemes e Ouro Preto do Oeste, para distribuição de energia através das estações de Jamarí, Rio Crespo, Alto Paraíso, Cacaulândia, Jarú e Santa Cruz da Serra. O maior suprimento previsto neste caso seria para Jarú com duas estações distribuidores e cabos pára-raios energizados também através de duas estações supridoras nas duas extremidades da linha. Em função de imprevistos, especialmente na parte de distribuição, a única estação concluída foi a de Jarú com capacidade de 4 MVA. Recentemente, com inauguração em Setembro de 1997, entrou em operação o atendimento a Jamarí via PRE proveniente da UHE Samuel.

O projeto passou por uma análise de viabilidade econômica com comparação dos custos com alternativas convencionais levantando-se a localização das comunidades a serem atendidas com suas respectivas cargas em função da configuração do sistema elétrico do estado de Rondônia no período 1994 a 2003.

## **AII.2 PREMISSAS**

O estudo de regime permanente foi realizado considerando-se os seguintes critérios:

- variação máxima da tensão na carga de 5 % admitindo-se o tape do transformador da estação supridora na posição nominal;
- desequilíbrio máximo da seqüência negativa de 2 % na barra de 13,8 kV da carga;
- desbalanço máximo de 10 % em uma das fases no carregamento de 230 kV e do PRE, para a confirmação do valor das impedâncias de balanceamento e capacitores de equalização;
- as cargas foram modeladas como impedâncias constantes, com parâmetros R e X em série, e com fator de potência igual a 0,9 indutivo;
- compensação reativa instalada na derivação entre o PRE propriamente dito e as linhas laterais (ramificações a partir da linha principal até a subestação de distribuição) igual a aproximadamente 25 % da potência ativa máxima das comunidades atendidas.

## **AII.3 REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA**

### **AII.3.1 Configuração do Sistema**

A linha de transmissão utilizada para instalação do PRE se encontra no sistema Acre-Rondônia, entre Samuel e Jiparaná, energizada na tensão de 230 kV e tendo como principal fonte geradora a UHE Samuel. A Figura AII.1 apresenta o esquema básico de todo o projeto de PRE a ser instalado em Rondônia.

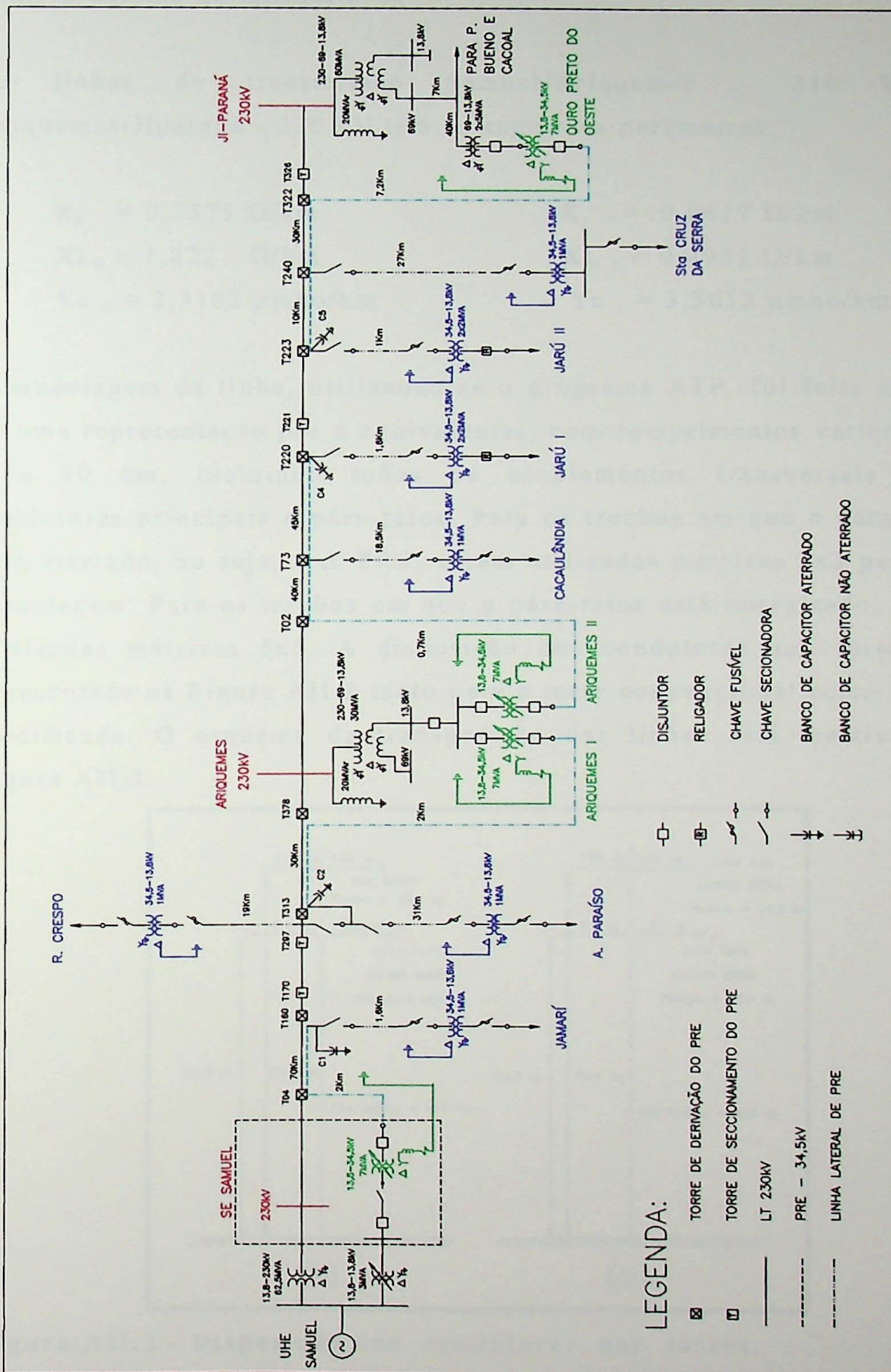


Figura All.1 - Visão geral do sistema PRE de Rondônia

### AII.3.2 Linhas de transmissão

As linhas de transmissão Samuel/Ariquemes - 230 kV e Ariquemes/Jiparaná - 230 kV têm os seguintes parâmetros:

$$R_0 = 0,2575 \Omega/\text{km}$$

$$R_1 = 0,0817 \Omega/\text{km}$$

$$XL_0 = 1,822 \Omega/\text{km}$$

$$XL_1 = 0,4951 \Omega/\text{km}$$

$$Yc_0 = 2,3182 \mu\text{mho}/\text{km}$$

$$Yc_1 = 3,3612 \mu\text{mho}/\text{km}$$

A modelagem da linha, utilizando-se o programa ATP, foi feita através de uma representação por  $\pi$  equivalentes, com comprimentos variando de 5 a 10 km, incluindo todos os acoplamentos transversais entre condutores principais e pára-raios. Para os trechos em que o pára-raios está aterrado, ou seja, sem PRE, foram utilizadas matrizes 3x3 para sua modelagem. Para os trechos em que o pára-raios está energizado, foram utilizadas matrizes 5x5. A disposição dos condutores na torre está apresentada na Figura AII.2 tanto para a torre convencional como para a modificada. O esquema de transposição das linhas está mostrado na Figura AII.3.

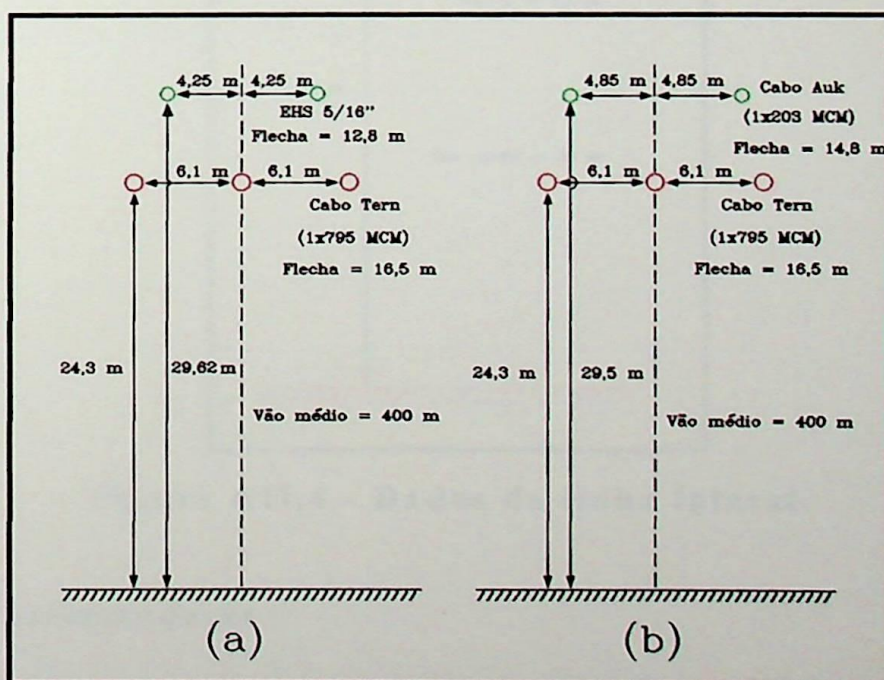


Figura AII.2 - Disposição dos condutores nas torres.

(a) convencional e (b) com cabo pára-raios isolado



estações supridoras. Como a análise será feita abordando mais especificamente a alimentação a Jarú, os dados se referem somente aos transformadores envolvidos, ou seja, de 2 e 7 MVA. Os valores utilizados nos estudos estão apresentados na Tabela AII.1.

**Tabela AII.1 Dados dos transformadores para o caso analisado.**

Subestação	Nº de Unidades	Relação de Tensão (kV)	Potência (MVA)	Impedância Especificada Xps (%)	LTC (%)
Ariquemes	1	13,8 $\Delta$ / 34,5 Y	7,0	6,0	$\pm 16 \times 0,625$
Ouro Preto	1	13,8 $\Delta$ / 34,5 Y	7,0	6,0	$\pm 16 \times 0,625$
Jarú I	2	34,5 $\Delta$ / 13,8 Y	2,0	6,0	---
Jarú II	2	34,5 $\Delta$ / 13,8 Y	2,0	6,0	---

#### AII.3.4 Mercado

A Tabela AII.2 apresenta os dados de mercado para as condições de carga pesada e leve.

**Tabela AII.2 Dados de mercado.**

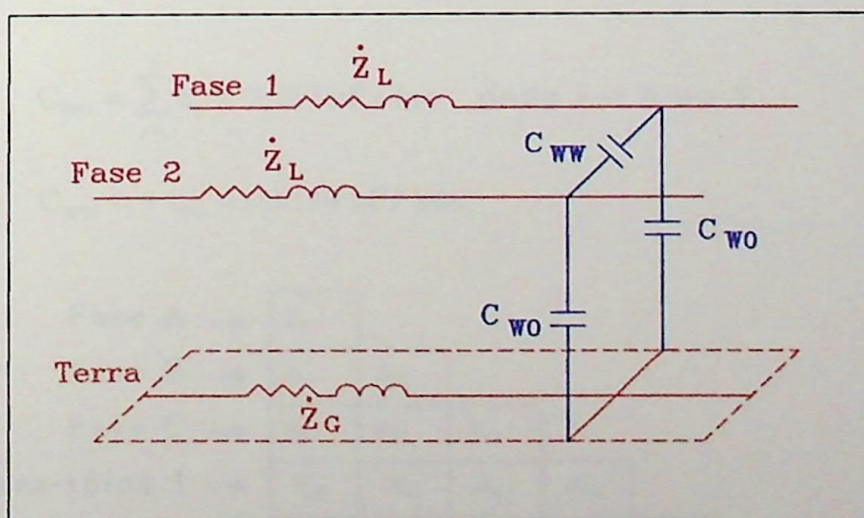
Subestação	Tensão (kV)	Carga Leve (MVA)	Cargas Pesada (MVA)
Porto Velho	69	---	24,20 + j 1,210
Porto Velho	13,8	---	30,80 + j 21,20
Ariquemes	69	---	19,10 + j 11,80
Jiparaná	69	---	27,10 + j 16,80
Jiparaná	13,8	---	9,00 + j 5,50
Ouro Preto do Oeste	13,8	---	3,312 + j 2,053
Jarú I	13,8	1,454 + j 0,704	3,635 + j 1,761
Jarú II	13,8	1,454 + j 0,704	3,635 + j 1,761

### AII.3.5 Balanceamento transversal e longitudinal do PRE

Como já foi comentado, o PRE se comporta como um sistema trifásico isolado onde a terceira fase é a terra. Neste caso o circuito é naturalmente desbalanceado onde a resistência do condutor equivalente ao caminho elétrico pela terra é muito menor que a resistência de um cabo ACSR utilizado como pára-raios e a reatância normalmente é ligeiramente menor. A capacitância entre os cabos é muito menor que a capacitância entre cada cabo pára-raios e terra.

Para tornar o sistema equilibrado é necessário instalar uma impedância de balanceamento em série com o caminho para a terra e uma capacitância de equalização entre os dois cabos pára-raios de forma que a capacitância total entre os cabos se iguale à capacitância entre cada cabo e a terra.

A Figura AII.5 mostra o circuito equivalente por quilômetro formado pelos dois cabos pára-raios e a terra ou da mesma forma pelos dois cabos da linha lateral e a terra.  $C_{w0}$  é a capacitância entre cada cabo e a terra,  $C_{ww}$  é a capacitância entre os dois cabos,  $Z_L$  é a impedância série de cada cabo e  $Z_G$  é a impedância série equivalente do caminho pela terra.



**Figura AII.5 - Circuito equivalente por km formado pelos cabos do PRE e a terra.**

Será visto a seguir os cálculos para obtenção dos parâmetros mostrados na Figura AII.5 tanto para os cabos instalados nas linhas de 230 kV como para as linhas laterais.

### Pára-raios sobre a linha de 230 kV:

Neste caso a matrizes de capacitância *shunt* e impedância série serão formadas por 5 elementos, ou seja, 3 condutores da linha de 230 kV e 2 condutores do PRE. Estas matrizes podem ser obtidas a partir da geometria de cabeça de torre conforme mostrado na Figura AII.2b, o tipo de condutor. Admitindo-se uma resistividade do solo igual a 1000  $\Omega \cdot m$  podemos obter os seguintes resultados:

Fase A →	$C_{11}$				
Fase B →	$C_{21}$	$C_{22}$			
Fase C →	$C_{31}$	$C_{32}$	$C_{33}$		
Cabo pára-raios 1 →	$C_{41}$	$C_{42}$	$C_{43}$	$C_{44}$	
Cabo pára-raios 2 →	$C_{51}$	$C_{52}$	$C_{53}$	$C_{54}$	$C_{55}$

Figura AII.6 - Matriz capacitância shunt por km da linha de 230 kV.

Os parâmetros relativos ao PRE podem ser obtidos a partir da matriz de capacitância *shunt*:

$$C_{w0} = \sum_{j=1}^5 c_{ij} = 3,763 \text{ nF/km}, \text{ onde } i = 4 \text{ ou } 5$$

$$C_{ww} = -c_{54} = 0,8124 \text{ nF/km}$$

Fase A →	$Z_{11}$				
Fase B →	$Z_{21}$	$Z_{22}$			
Fase C →	$Z_{31}$	$Z_{32}$	$Z_{33}$		
Cabo pára-raios 1 →	$Z_{41}$	$Z_{42}$	$Z_{43}$	$Z_{44}$	
Cabo pára-raios 2 →	$Z_{51}$	$Z_{52}$	$Z_{53}$	$Z_{54}$	$Z_{55}$

Figura AII.7 - Matriz de impedância série por km da linha de 230 kV

Os parâmetros relativos ao PRE podem ser obtidos a partir da matriz de impedância série:

$$Z_L = z_{44} - z_{54} = 0,3159 + j 0,5542 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$Z_G = z_{54} = 0,05829 + j 0,4251 \text{ } \Omega/\text{km}$$

### Parâmetros do circuito para as linhas laterais:

Da mesma forma que no caso anterior, os parâmetros da linha lateral podem ser obtidos pela simulação de um programa para cálculo de parâmetros, no caso o *Line Constant* do ATP, obtendo-se para este circuito uma matriz 2x2 simétrica conforme apresentado nas Figuras AII.8 e AII.9.

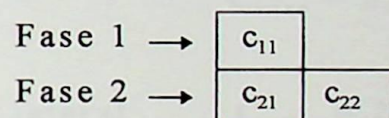


Figura AII.8 - Matriz de Capacitância *shunt* por km da linha lateral.

Os parâmetros obtidos são os seguintes:

$$C_{w0} = c_{11} + c_{21} = 5,363 \text{ nF/km}$$

$$C_{ww} = -c_{21} = 2,441 \text{ nF/km}$$

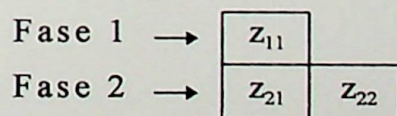


Figura AII.9 - Matriz de Impedância série por km da linha lateral.

Os parâmetros obtidos são os seguintes:

$$Z_L = z_{11} - z_{21} = 0,4668 + j 0,4251 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$Z_G = z_{21} = 0,05885 + j 0,5760 \text{ } \Omega/\text{km}$$

**Cálculo do balanceamento transversal e longitudinal:**

Os parâmetros da linha, tanto de capacitância como de indutância foram obtidos. É necessário, portanto, calcular os valores dos componentes a serem instalados para equalizar o sistema. No caso da capacitância, utilizada definida como o parâmetro transversal, a capacitância entre fases é menor que a entre fase e terra, portanto é necessário acrescentar uma capacitância entre fases com o seguinte valor:

$$C_{\text{equa}} = C_{w0} - C_{ww}$$

Obtendo-se os seguintes valores:

$$\text{para o PRE} \quad C_{\text{equa}} = 2,951 \text{ nF/km}$$

$$\text{para a linha lateral} \quad C_{\text{equa}} = 2,922 \text{ nF/km}$$

No caso do balanceamento longitudinal, a diferença está entre a impedância própria da linha ( $Z_L$ ) e a do caminho pela terra ( $Z_G$ ). Para haver o equilíbrio a impedância de terra deverá ter em série a seguinte impedância:

$$Z_{\text{bal}} = Z_L - Z_G$$

neste caso obtém-se:

$$\text{para PRE} \quad Z_{\text{bal}} = 0,2576 + j 0,1291 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$\text{para a linha lateral} \quad Z_{\text{bal}} = 0,4080 - j 0,1509 \text{ } \Omega/\text{km}$$

A partir daí pode-se determinar o valor total de capacitância a ser instalada em cada trecho em função do seu comprimento. Esta capacitância precisa ser instalada em algum ponto do trecho para fazer a

compensação. No caso ela foi instalada sempre nas estações distribuidoras. Os resultados estão apresentados na Tabela AII.3 que foram obtidos a partir do diagrama geral do PRE de Rondônia visto na Figura AII.1. A Tabela AII.3 apresenta apenas os valores para os trechos de interesse.

**Tabela AII.3 Valores obtidos para balanceamento transversal:**

**Capacitância**

Trecho de Linha	Comprimento (km)	Capacitância	
		(nF)	(kVAr)
Ariquemes II / Torre 02	0,7	2,045	0,918
Torre 02 / Torre 73	40,0	118,0	52,9
Torre 73 / Cacaupôndia	18,5	54,06	24,3
Torre 73 / Torre 220	45,0	132,8	59,6
Torre 220 / Jarú I	1,6	4,675	2,10
Total →		331,6	139,8
Utilizado →			150 (*)
Ouro Preto / Torre 322	7,2	21,04	9,44
Torre 322 / Torre 240	30,0	88,53	39,7
Torre 240 / Santa Cruz	27,0	78,89	35,4
Torre 240 / Torre 223	10,0	29,51	13,2
Torre 223 / Jarú II	1,0	2,922	1,31
Total →		220,9	99,1
Utilizado →			150 (*)

(\*) Valores iguais por motivos de padronização

Da forma semelhante as impedâncias de balanceamento podem ser calculadas considerando-se o desbalanceamento longitudinal e o momento elétrico (uma média ponderada para as diversas cargas e suas respectivas distâncias) conforme o valor da parte ativa do carregamento máximo previsto, conforme Tabela AII.5. Os resultados estão apresentados na

Tabela AII.4. Como no caso anterior as impedâncias precisam ser colocadas em algum lugar do trecho que neste caso foram as estações supridoras.

**Tabela AII.4 Valores obtidos para balanceamento longitudinal:  
Impedância**

Trecho de Linha	Comprimento (km)	Impedância de Balanc. ( $\Omega$ )	Carregamento (MW)
Ariquemes II / Torre 02	0,7	---	---
Torre 02 / Torre 73	40,0	10,3 + j 5,16	5,035
Torre 73 / Cacaúlândia	18,5	7,55 - j 2,79	1,400
Torre 73 / Torre 220	45,0	11,6 + j 5,81	3,635
Torre 220 / Jarú I	1,6	---	---
Utilizado →		21,4 + j 8,3	
Ouro Preto / Torre 322	7,2	2,94 - j 1,09	4,702
Torre 322 / Torre 240	30,0	7,73 + j 3,87	4,702
Torre 240 / Santa Cruz	27,0	11,0 - j 4,07	1,067
Torre 240 / Torre 223	10,0	2,58 + j 1,29	3,635
Torre 223 / Jarú II	1,0	---	---
Utilizado →		13,0 + j 3,4	

**Tabela AII.5 Cargas estimada - kW.**

Localidade	1994	1996	2004
Cacaúlândia	249	386	1400
Jarú	4680	7269	26325 (*)
Sta. Cruz da Serra	107	166	600
Gov. Jorge Teixeira	83	129	467

(\*) Jarú está atendida via PRE até uma carga máxima de  
8 MVA

### **AII.3.6 Capacitores de compensação**

Os capacitores de compensação tem a função de melhorar o desempenho do sistema em regime permanente através da elevação do Fator de Potência nas estações distribuidoras. Ele exerce a mesma função que os capacitores tradicionais em sistemas de distribuição. Neste caso eles são instalados nas derivações entre o PRE e as linhas laterais. Os seus valores correspondem a aproximadamente 25 % da potência ativa máxima das comunidades atendidas e o valor utilizado para as estações distribuidoras analisadas (Jarú I e Jarú II) é de 3 x 300 kVAr.

Estes capacitores também tem a função de diminuir as tensões induzidas pelo 230 kV no PRE, contribuindo para a extinção da corrente de arco secundário nos centelhadores instalados nos isoladores, e de evitar o fenômeno de ferorressonância em condições de fase aberta<sup>[2]</sup> conforme será comentado na análise de transitórios à frequência natural do PRE.

### **AII.4 RESULTADOS**

Deve-se observar 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, que pode provocar danos por aquecimento em motores trifásicos. Devem ser observados, portanto, a capacidade de transmissão, compensação reativa, variação na tensão na carga e valor proporcional da tensão de seqüência negativa. Para isto os estudos foram feitos admitindo-se as seguintes configurações de carregamento, a menos da carga do PRE em Jarú que será definida nos casos particulares a serem simulados:

- Carregamento I: PRE e 230 kV em vazio;
- Carregamento II: PRE e 230 kV em carga pesada;
- Carregamento III: PRE em carga pesada e 230 kV em vazio;

- Carregamento IV: PRE em vazio e 230 kV em carga pesada

A definição dos casos a serem simulados foi feita através da variação de quatro condições conforme está apresentado na tabela AII.6:

**Tabela AII.6 Definição das condições dos sistemas 230 kV e PRE.**

Condições	a	b
1	230 e PRE equilibrados	Desbalanço de 10 % no 230 e no PRE em uma das fases
2	Carga em Jarú de 8 MVA	Carga em Jarú de 10 MVA
3	Capacitores de equalização concentrados em Jarú	Capacitores de equalização distribuídos em Cacaúlândia, Jarú I, Jarú II e Sta. Cruz da Serra
4	Impedâncias de balanceamento normais como calculado e instalado nas estações supridoras	Impedâncias de balanceamento nulas (terceira fase conectada diretamente á terra)

A partir da combinação destas condições pode-se determinar os casos a serem simulados. A Tabela AII.7 apresenta a lista destes casos onde estão apresentados nas colunas as condições em que se encontram o PRE e o 230 kV.

**Tabela AII.7 Definição dos casos.**

Caso	Condições			
	1	2	3	4
A	a	a	a	a
B	b	a	a	a
C	a	b	b	a
D	a	a	b	a
E	b	a	b	a
F	a	a	b	b

Como exemplo o caso C significa que o 230 kV e PRE estão equilibrados (1a), a carga em Jarú é de 10 MVA (2b), os capacitores de equalização estão distribuídos nas diversas subestações distribuidoras (3b) e as impedâncias de balanceamento estão normais conforme calculadas (4a).

As Tabelas AII.8 a AII.11 mostram os resultados para o caso A no diversos carregamentos. Verifica-se que a maior distorção de seqüência negativa da tensão ocorreu no carregamento III, na barra de Cacaupônia 13,8 kV com o valor de 0,898 %, o que é bem inferior ao critério (2 %). De forma geral todos os casos levaram a distorções de pequeno valor, não se caracterizando claramente uma tendência com relação aos carregamentos, ou seja, qual teria mais influência nas distorções, se 230 kV ou PRE.

**Tabela AII.8 Caso A no Carregamento I.**

Barra	Tensão [pu]	Desequilíbrio	
		Seq. Zero (%)	Seq. Negativa (%)
Ariquemes 230 kV	1,046	0,317	0,006
Jiparaná 230 kV	1,041	0,131	0,070
Cacaupônia 13,8 kV	1,033	0,000	0,656
Jarú I 13,8 kV	1,056	0,000	0,312
Jarú II 13,8 kV	1,000	0,000	0,190
Sta. Cruz da Serra 13,8 kV	0,996	0,002	0,217
Gov. J. Teixeira 13,8 kV	0,997	0,003	0,217
		máximo 13,8	0,656
		médio 13,8	0,318

**Tabela AII.9 Caso A no Carregamento II.**

Barra	Tensão [pu]	Desequilíbrio	
		Seq. Zero (%)	Seq. Negativa (%)
Ariquemes 230 kV	0,976	0,250	0,030
Jiparaná 230 kV	0,940	0,601	0,042
Cacaulândia 13,8 kV	0,978	0,000	0,692
Jarú I 13,8 kV	0,964	0,000	0,108
Jarú II 13,8 kV	1,006	0,000	0,552
Sta. Cruz da Serra 13,8 kV	1,000	0,004	0,536
Gov. J. Teixeira 13,8 kV	0,976	0,091	0,473
		máximo 13,8	0,692
		médio 13,8	0,472

**Tabela AII.10 Caso A no Carregamento III.**

Barra	Tensão [pu]	Desequilíbrio	
		Seq. Zero (%)	Seq. Negativa (%)
Ariquemes 230 kV	0,991	0,303	0,019
Jiparaná 230 kV	0,980	0,831	0,035
Cacaulândia 13,8 kV	0,995	0,000	0,898
Jarú I 13,8 kV	0,962	0,000	0,283
Jarú II 13,8 kV	1,023	0,000	0,704
Sta. Cruz da Serra 13,8 kV	1,017	0,004	0,513
Gov. J. Teixeira 13,8 kV	0,993	0,091	0,371
		máximo 13,8	0,898
		médio 13,8	0,554

**Tabela AII.11 Caso A no Carregamento IV.**

Barra	Tensão [pu]	Desequilíbrio	
		Seq. Zero (%)	Seq. Negativa (%)
Ariquemes 230 kV	0,995	0,321	0,025
Jiparaná 230 kV	0,955	0,088	0,086
Cacaulândia 13,8 kV	1,028	0,000	0,791
Jarú I 13,8 kV	1,052	0,000	0,568
Jarú II 13,8 kV	0,987	0,000	0,542
Sta. Cruz da Serra 13,8 kV	0,983	0,002	0,514
Gov. J. Teixeira 13,8 kV	0,984	0,003	0,514
		máximo 13,8	0,791
		médio 13,8	0,586

As Tabelas AII.12 a AII.14 apresentam os resultados para o caso B nos carregamentos II, III, IV. O carregamento I (230 kV e PRE em vazio) não tem sentido neste caso quando se quer um desequilíbrio de 10 % justamente nas cargas.

**Tabela AII.12 Caso B no Carregamento II.**

Barra	Tensão [pu]	Desequilíbrio	
		Seq. Zero (%)	Seq. Negativa (%)
Ariquemes 230 kV	0,968	0,533	0,736
Jiparaná 230 kV	0,929	0,210	1,009
Cacaulândia 13,8 kV	0,960	0,170	0,619
Jarú I 13,8 kV	0,945	0,175	0,301
Jarú II 13,8 kV	0,982	0,217	1,898
Sta. Cruz da Serra 13,8 kV	0,977	0,240	1,666
Gov. J. Teixeira 13,8 kV	0,953	0,590	1,647
		máximo 13,8	1,898
		médio 13,8	1,226

**Tabela AII.13 Caso B no Carregamento III.**

Barra	Tensão [pu]	Desequilíbrio	
		Seq. Zero (%)	Seq. Negativa (%)
Ariquemes 230 kV	0,994	0,230	0,204
Jiparaná 230 kV	0,983	0,718	0,248
Cacaulândia 13,8 kV	1,017	0,168	0,737
Jarú I 13,8 kV	1,001	0,175	0,986
Jarú II 13,8 kV	1,018	0,217	0,991
Sta. Cruz da Serra 13,8 kV	1,012	0,239	0,738
Gov. J. Teixeira 13,8 kV	0,987	0,588	0,870
		máximo 13,8	0,986
		médio 13,8	0,864

**Tabela AII.14 Caso B no Carregamento IV.**

Barra	Tensão [pu]	Desequilíbrio	
		Seq. Zero (%)	Seq. Negativa (%)
Ariquemes 230 kV	0,987	0,226	0,770
Jiparaná 230 kV	0,945	0,516	0,958
Cacaulândia 13,8 kV	1,018	0,000	1,832
Jarú I 13,8 kV	1,043	0,000	1,366
Jarú II 13,8 kV	0,974	0,000	1,790
Sta. Cruz da Serra 13,8 kV	0,970	0,002	1,707
Gov. J. Teixeira 13,8 kV	0,970	0,003	1,709
		máximo 13,8	1,832
		médio 13,8	1,681

Com relação aos demais casos, não será apresentado as tabelas individuais de cada um observando-se apenas que nos casos C, D e E os valores obtidos ficaram dentro dos critérios adotados.

No caso F, que tem como principal variação as impedâncias de balanceamento nulas (terceira fase diretamente ligada à terra) encontrou-se resultados com valores mais elevados. A barra de Jarú I 13,8 kV ultrapassou o critério de distorção máxima de seqüência negativa nos carregamentos II e III, sendo obtidos os percentuais 2,6 % e 3,0 % respectivamente.

A análise da não utilização das impedâncias de aterramento foram feitas conforme comentado acima. No entanto, com o objetivo de se observar melhor a sua influência na eliminação de desequilíbrios foram simulados alguns casos adicionais concentrando-se apenas na subestação de Jarú, alimentada pelos PRE's vindo de Ariquemes e Ouro Preto do Oeste. Foram monitoradas os desequilíbrios em Jarú I e Jarú II alterando-se os valores das impedâncias de aterramento. A Tabela AII.15 apresenta os resultados.

A impedância de aterramento com o valor de 12  $\Omega$  provoca alguma diferença em Jarú, ainda aceitável, e pequena diferença em Jarú II. Sem a impedância de aterramento, ou seja, com valor zero, levou a desequilíbrios acima do critério como já foi constatado. No entanto o valor não é muito distante podendo-se fazer uma análise com mais detalhe para verificar as conseqüências desta eventual situação em função de existir um desequilíbrio natural das distribuições de carga nos ramais levando a desbalanços que não são evitados pelo uso exato das impedâncias de aterramento, conforme será comentado na experiência operativa,. O desequilíbrio de seqüência zero é desprezível já que o sistema 34,5 kV funciona como um sistema isolado.

**Tabela AII.15 Desequilíbrios em função da impedância de aterramento.**

Imped. Aterram. Ariquemes [ $\Omega$ ]	Imped. Aterram. O. Preto [ $\Omega$ ]	Jarú I 13,8 kV			Jarú II 13,8 kV		
		Seq pos [pu]	Seq neg [%]	Seq zero [%]	Seq pos [pu]	Seq neg [%]	Seq zero [%]
12 + j 0	12 + j 0	0,989	1,381	0,0020	0,968	0,529	0,0320
21,4 + j8,3	12 + j 0	0,980	0,321	0,0060	0,968	0,495	0,0030
12 + j 0	13 + j3,4	0,989	1,367	0,0005	0,966	0,460	0,0020
21,4 + j8,3	13 + j3,4	0,980	0,318	0,0009	0,966	0,423	0,0010
0 + j 0	12 + j 0	1,000	2,405	0,0006	0,967	0,552	0,0008
12 + j 0	0 + j 0	0,989	1,399	0,0006	0,978	0,819	0,0010
0 + j 0	0 + j 0	1,000	2,436	0,001	0,978	0,804	0,0009
$\infty$	12 + j 0	0,490	99,336	0,011	0,975	1,111	0,0010

Uma outra análise que poderia ser feita é a possibilidade de interligação dos ramais para Jarú I e Jarú II, pois o sistema está previsto operar com alimentações separadas. Em primeiro lugar, da forma como foi projetado, não é possível interligar os PRE's provenientes de Ariquemes e Jiparaná pois o PRE terá a sua alimentação de forma diferente em Jiparaná onde será utilizada uma linha de 69 kV até Ouro Preto do Oeste. Os transformadores terão ligações tais que levarão a uma defasagem angular entre os dois PRE's de mais de  $60^\circ$  o que impossibilita a sua interligação. No entanto, em uma outra situação, onde as alimentações nas estações supridoras forem semelhantes, tal operação poderia ser possível. Com um fim didático foi montado um caso admitindo-se que o PRE sairia de Jiparaná com transformadores semelhantes ao de Ariquemes. A Tabela AII.16 mostra os resultados para algumas impedâncias de aterramento com e sem a conexão entre os PRE's de Jarú I e Jarú II. Percebe-se que é perfeitamente possível esta interligação no que se refere à análise de regime permanente, obtendo-se aproximadamente resultados com valores intermediários aos obtidos para as estações distribuidoras em separado.

**Tabela AII.16 Desequilíbrios considerando a interligação de Jarú I e Jarú II.**

Com Interli- gação?	Imped. Aterram. Ariquemes [ $\Omega$ ]	Imped. Aterram. O. Preto [ $\Omega$ ]	Jarú I 13,8 kV			Jarú II 13,8 kV		
			Seq pos [pu]	Seq neg [%]	Seq zero [%]	Seq pos [pu]	Seq neg [%]	Seq zero [%]
Não	21,4 + j8,3	13 + j3,4	0,978	0,318	0,0009	0,954	0,925	0,0020
Sim	21,4 + j8,3	13 + j3,4	0,965	0,543	0,0002	=	=	=
Não	12 + j 0	12 + j 0	0,987	1,099	0,0040	0,955	1,111	0,0020
Sim	12 + j 0	12 + j 0	0,970	1,096	0,0020	=	=	=
Não	0 + j 0	0 + j 0	0,998	2,147	0,0080	0,965	2,142	0,0009
Sim	0 + j 0	0 + j 0	0,980	2,132	0,0010	=	=	=

## AII.5 CONCLUSÕES

É perfeitamente viável o atendimento às cargas estimadas de Cacaúlândia, Jarú I, Jarú II e Santa Cruz da Serra através dos trechos de cabos pára-raios energizados da LT Ariquemes/Jiparaná 230 kV, dentro dos critérios de qualidade de tensão utilizados pelo setor elétrico brasileiro.

Para o caso específico de Jarú, o sistema de transmissão do PRE foi capaz de suprir até 10 MVA (Jarú I e Jarú II) dentro dos critérios e premissas estabelecidos. Contudo, foi considerado como carga máxima de Jarú o valor de 8 MVA, como um fator de segurança uma vez que existe elevada corrente permanente circulando pela terceira fase (terra).

Os capacitores de equalização de Cacaúlândia e Santa Cruz da Serra podem perfeitamente serem agrupados todos em uma mesma subestação, no caso a de Jarú, mantendo-se ainda dentro dos critérios, proporcionando uma economia de aproximadamente US\$ 24.000,00.

É conveniente que o fator de potência nas subestações não seja inferior a 0,90, especialmente em Jarú que possui a maior carga e necessitar de uma maior otimização do sistema de transmissão.

A inexistência da impedância de balanceamento nas estações supridoras de Ariquemes e de Ouro Preto do Oeste levaram a distorções acima do critério, o que não implica dizer que elas sejam sempre necessárias. É preciso, para cada caso, fazer uma avaliação.

A interligação entre as estações distribuidoras de Jarú I e Jarú II não pode ser feita uma vez que os transformadores que as alimentam provocam defasagem angular de aproximadamente  $60^{\circ}$ . No entanto, admitindo-se que os PRE's tivessem as estações supridoras semelhantes, não se encontrou problemas, no que diz respeito ao regime permanente, em se fazer esta interligação.

## ANEXO III

### ANÁLISE DE REGIME TRANSITÓRIO

Como no anexo II sobre a análise de regime permanente, aqui também será feita uma análise para o sistema real de pára-raios energizados no sistema Rondônia da Eletronorte na linha a partir da UHE Samuel até Jiparaná passando pela subestação intermediária de Ariquemes em 230 kV. O estudo de regime transitório foi feito através do programa ATP (*Alternative Transient Program*) com o objetivo de analisar o desempenho do sistema PRE frente a sobretensões a frequência natural visando definir a configuração do sistema e fornecer os requisitos elétricos básicos dos equipamentos.

#### **AIII.1 PREMISSAS**

A análise dos casos para verificação de sua eventual aprovação deve ser baseada nos seguintes pontos:

- Suportabilidade a sobretensões temporárias. Os equipamentos de maior vulnerabilidade a ela são os transformadores. Uma faixa exata da suportabilidade dos equipamentos, mais especificadamente o transformador, não é normalmente disponível para esta faixa de tempo. Como critério foram admitidas sobretensões temporárias máximas entre 1,7 a 1,8 pu por um período máximo de 200 ms.
- Não ocorrência de ferrorressonância. Quando um circuito contendo capacitâncias e indutâncias lineares é excitado próximo de sua frequência natural observa-se um fenômeno de

ressonância. Pode ser caracterizado por ferrorressonância os efeitos peculiares introduzidos pela presença de saturação no circuito magnético da indutância. A identificação do fenômeno é admitida naqueles casos em que se verificou um crescimento, ou permanência de porcentagens elevadas das componentes harmônicas da tensão e corrente. No caso das pequenas cargas a ocorrência da ferrorressonância leva a tensões bastante elevadas com formato retangular e permanecendo assim, de tal forma que a sua constatação é possível.

- Suportabilidade dos pára-raios às solicitações no que se refere a energia dissipada e corrente.

### AIII.2 REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA

O sistema elétrico é o mesmo analisado no anexo II sobre o regime permanente. Portanto, os dados ali informados são os mesmos para este estudo. Como informações adicionais têm-se a curva de saturação dos transformadores que neste caso foi utilizada uma fornecida pelo fabricante para transformadores na faixa de 7 MVA conforme está apresentado na Figura AIII.1, adotando-se uma corrente de magnetização de 1 % e linear até 1,1 pu, com uma perda no ferro de 15 kW e  $X_{ps}$  de 6 % na base do transformador. A figura apresenta a curva para tensão [pu] x corrente [pu].

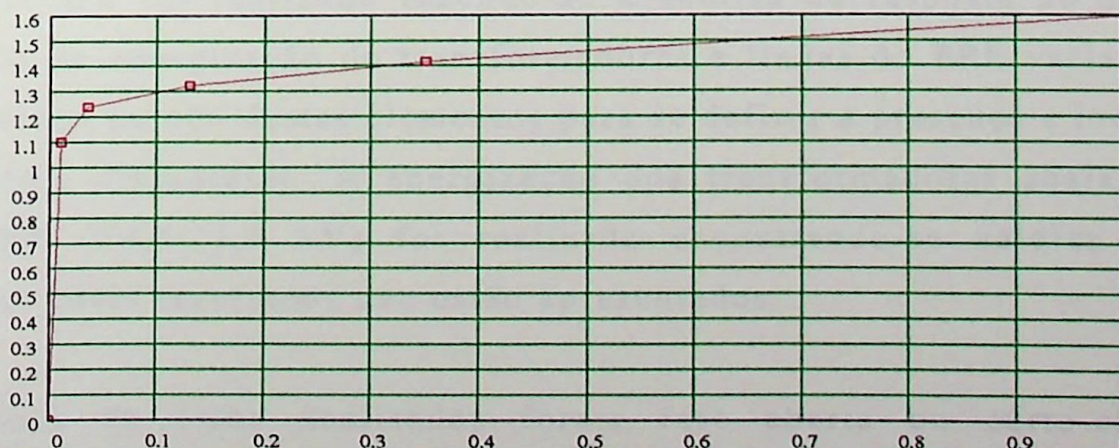


Figura AIII.1 Curva de saturação do transformador de 7 MVA.

### **AIII.3 RESULTADOS**

Serão apresentados os resultados dos estudos de transitórios a frequência natural abordando tanto a energização como a rejeição de carga.

#### **AIII.3.1 Energização a frequência natural**

O número de casos simulados no estudo de energização foi bastante elevado em função das incertezas de alguns dados, especialmente a saturação dos transformadores. Observou-se uma sensibilidade muito grande nos resultados em função desta saturação. Inicialmente foi adotada uma curva típica com joelho de 1,2 pu,  $X_{ac}$  de 25 % e  $Imag$  de 0,5 %. Com esta saturação foram simulados vários casos encontrando-se em alguns deles uma dificuldade na energização. Posteriormente, como uma curva mais real para os transformadores de 7 MVA os casos foram refeitos. As simulações anteriores não serão apresentadas apesar de fornecer algum subsídio para as conclusões. Os resultados apresentados a seguir são, portanto, os últimos valores adotados, tanto de saturação de transformadores como de impedância de aterramento (utilizando-se, neste último caso, o valor que presume-se ser o mais crítico para a energização).

Este estudo foi realizado fazendo-se a análise da resposta do sistema quando da energização de transformadores e linhas do PRE variando-se a presença ou não destes elementos para se definir a presença e locais de eventuais disjuntores. A energização dos transformadores abaixadores do PRE (34,5/13,8 kV) foi realizada encontrando-se valores muito baixos. Estes resultados não estão apresentados.

Os tipos de falha analisados foram fase aberta ou curto-circuito ocorrendo perto do transformador da estação distribuidora principal ou

na derivação ou no transformador da derivação. Uma grande relação de casos foram simulados envolvendo todos os trechos de PRE's. Na energização do trecho Ariquemes-Jiparaná, no qual está localizado a SE Jarú I, não se encontrou grandes problemas sendo todas elas aceitáveis. Como existiram alguns problemas na energização do PRE no trecho Samuel-Ariquemes serão apresentados também os resultados deste trecho com um fim didático.

Na ponta da linha sempre vai haver a presença do transformador abaixador. Quando existirem dois transformadores abaixadores eles estarão presentes pois foi feita uma sensibilidade e verificado que a presença de um, dois ou nenhum transformador na ponta provoca uma diferença pequena, perfeitamente aceitável. Para se acompanhar melhor a seqüência das energizações foi definido um mnemônico que define o tipo de estudo e quais elementos estavam presentes no momento da energização. A regra do mnemônico é apresentada a seguir utilizando-se como exemplo o nome EJ11F1, ou seja, E J1 1 F 1:

E - Definição do tipo de estudo: Energização

J1 - Local a ser energizado: J1 = Jarú I

J2 = Jarú II

RA = Rio Crespo e Alto Paraíso

JA = Jamarí

1 - Configurações presentes nas energização:

1 = trafo + linha + trafo **com** a presença da derivação

2 = trafo + linha + trafo **sem** a presença da derivação

3 = linha + trafo **com** a presença da derivação

4 = linha + trafo **sem** a presença da derivação

**Obs.** 1. a derivação significa aquele trecho de linha lateral existente entre a estação supridora e a estação distribuidora principal ou final.

2. no caso de trecho para Rio Crespo e Alto Paraíso existem 2 derivações, no entanto para manter a regra foi admitido Alto Paraíso como transformador principal e Rio Crespo como derivação.

F - Tipo de falha: F = Fase Aberta

C = Curto-circuito

1 - Local da falha: 1 = Perto do transformador principal: Jarú I, Jarú II ou Alto Paraíso

2 = Na derivação

3 = No transformador secundário ( no caso de Rio Crespo este foi considerado secundário)

Uma forma natural de se escolher o pior caso de uma energização estatística é através do pico da sobretensão. Este pico normalmente ocorre logo após a energização, portanto, a simulação pode ter uma duração de aproximadamente 50 ms que este valor será encontrado. No entanto, no decorrer do estudo foi verificado que o que poderia causar algum problema na energização era o valor sustentado pois em alguns casos a sobretensão permanecia crescendo e distorcia no final da simulação. Portanto, o critério para determinação do pior caso passou a ser a sustentada, ou seja, em uma simulação de 300 ms buscava-se o valor máximo que ocorresse entre 200 e 300 ms. Daí as curvas apresentadas não apresentam valores elevados de picos pois estes, provavelmente, ocorreram em outra simulação dos estatísticos ou em outra fase, no entanto, o pior valor de tensão sustentada é o que está

apresentado. Neste caso, na Tabela AIII.1, que apresenta os resultados das energizações, não está apresentado o valor máximo da sobretensão.

**Tabela AIII.1 Resultados dos casos de energização.**

CASO	Local de Vmax	Vsust. (pu)	t > 1,7 pu (ms)	OBSERVAÇÃO
EJ11	J113-A	1.24	---	
EJ11F1	J134-B	1.23	---	
EJ11F2	J134-B	1.23	---	
EJ11F3	J113-A	1.25	---	
EJ12	J134-B	1.24	---	
EJ12F1	J134-B	1.23	---	
EJ13	J113-A	1.12	---	
EJ13F1	J134-B	1.13	---	
EJ13F2	J134-B	1.12	---	
EJ13F3	J134-B	1.13	---	
EJ14	J134-B	1.11	---	
EJ14F1	J134-B	1.13	---	
EJ21	ST34-A	1.03	---	
EJ21F1	ST34-A	1.04	---	
EJ21F2	J213-A	1.04	---	
EJ21F3	J234-A	1.03	---	
EJ22	J234-B	1.08	---	
EJ22F1	J234-B	1.10	---	
EJ23	J234-A	1.05	---	
EJ23F1	J234-B	1.04	---	
EJ23F2	J234-B	1.04	---	
EJ23F3	J234-B	1.04	---	
EJ24	J234-B	1.03	---	
EJ24F1	J234-B	1.06	---	
ERA1	AP34-B	1.15	---	
ERA1F1	AP34-B	1.16	---	
ERA1F2	RC34-B	1.44	---	Presença acentuada de 6 <sup>o</sup> harmônico. Caso rejeitado
ERA1F3	AP34-A	1.18	---	
ERA2	AP34-B	1.58	---	Presença acentuada de 6 <sup>o</sup> harmônico. Caso rejeitado
ERA2F1	AP34-B	1.57	---	Presença acentuada de 6 <sup>o</sup> harmônico. Caso rejeitado
ERA3	AP34-B	1.09	---	
ERA3F1	AP34-B	1.07	---	
ERA3F2	AP34-B	1.08	---	
ERA3F3	AP34-B	1.09	---	
ERA4	AP34-B	1.08	---	
ERA4F1	AP34-B	1.14	---	
EJA1	JA34-A	1.38	---	Esta energização merece uma atenção maior apesar de aprovada
EJA1F1	JA34-B	1.56	---	Caso reprovado: Possível ferrossonância
EJA3	JA34-B	1.31	---	O valor final é razoavelmente elevado mas a forma da onda é bem comportada e decrescente
EJA3F1	JA34-B	1.24	---	

O tempo em que a sobretensão passa acima de 1,7 pu faz parte do critério e não consta nenhum caso, dos que estão apresentados na tabela, em que isto tenha ocorrido. No entanto, foi observado que em praticamente todas as configurações o valor supera 1,7 pu em 1 pico ou no máximo 2 quando se analisa a máxima sobretensão e com valores não preocupantes.

Os casos foram simulados, a princípio, sem pára-raios com o propósito de se encontrar as sobretensões prospectivas. Algumas simulações foram feitas com os pára-raios e monitorada a energia absorvida pelos mesmos dando valores muito baixos. Os casos eventuais com sobretensões elevadas são analisados com a presença do pára-raios.

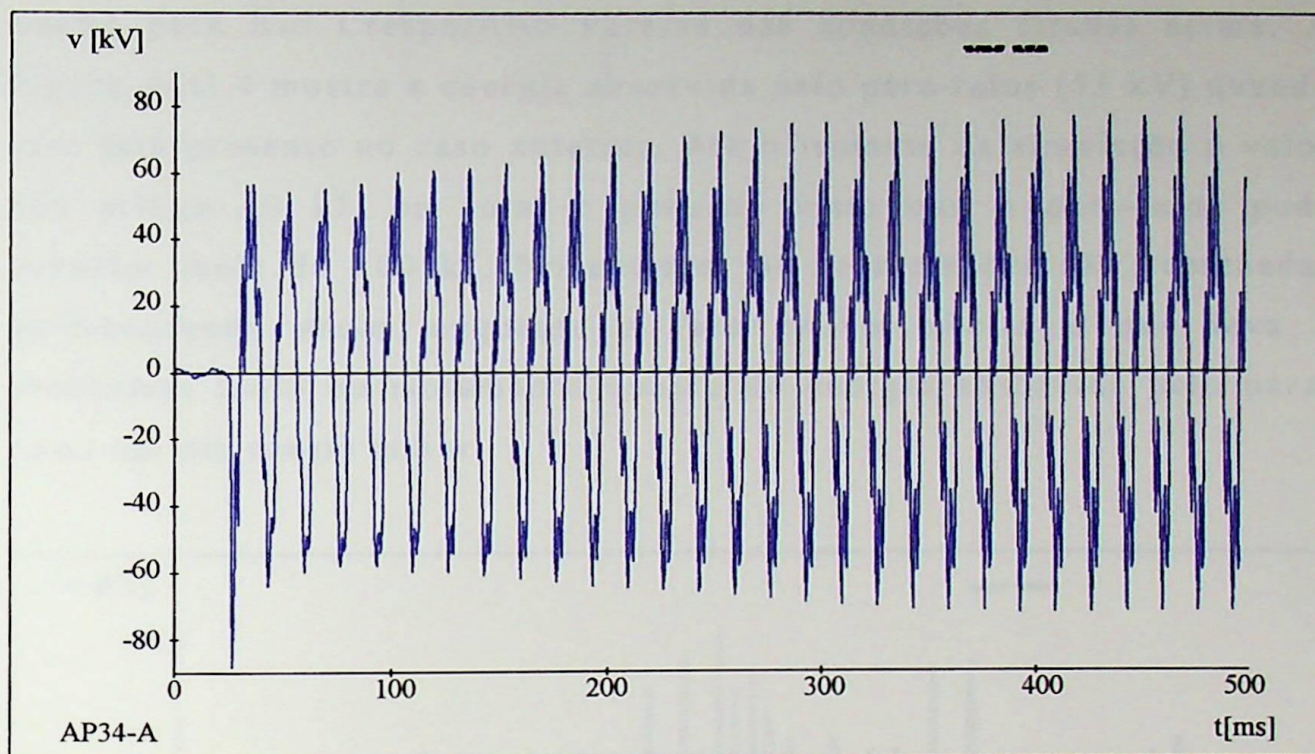
Foram também simulados casos com curto-circuito mantidos no 34,5 kV do PRE. Observou-se que, nestes casos, a forma da sobretensão é sempre semelhante: Existe um valor de pico bastante elevado e que ocorre logo após a energização. Rapidamente o valor cai, permanecendo não mais que 1 ou 2 picos acima do valor de critério (1,7 pu), caracterizando-se, portanto, uma energização dentro dos critérios. A Tabela AIII.2 apresenta alguns resultados destas simulações de curto-circuito. Os nomes dos casos obedecem ao mnemônico já citado para identificação dos casos da Tabela AIII.1.

**Tabela AIII.2 Casos com curtos-circuitos.**

CASO	VALOR MÁXIMO (PU)	LOCAL
EJ11C1	1,74	J134-B
EJ13C1	1,71	J134-B
EJ21C1	2,66	J234-B
EJ23C1	1,62	ST34-B
ERA1C1	1,97	AP34-B
ERA3C1	1,86	RC34-A
EJA1C1	2,69	JA34-B
EJA3C1	1,86	JA34-B

Foram observadas as necessidades / possibilidades de utilização de equipamentos no sistema a partir das simulações. Serão comentadas algumas destas conclusões.

Primeiramente será discutida a justificativa da utilização do disjuntor no 34,5 kV logo após o transformador de 13,8/34,5 kV. A intenção inicial era a de não utilizar disjuntor ali, no entanto, com as simulações de energização ficou constatado a necessidade do mesmo. Em primeiro lugar as energizações dos transformadores abaixadores na ponta da linha do PRE (2 e 1 MVA) não foram problemáticas e a presença ou não destes transformadores na energização da Linha ou Trafo + Linha é muito pouco afetada verificando-se assim que nestes transformadores abaixadores não é necessário disjuntores. A preocupação se concentra, portanto, nos transformadores elevadores. Foram simulados casos de Trafo + Linha + Trafo e também Linha + Trafo com fase aberta ou não e curtos-circuitos justamente para se verificar a necessidade de disjuntor na alta do transformador (34,5 kV). As configurações mais problemáticas foram as de Rio Crespo/Alto Paraíso e Jamarí. Conforme pode ser observado na Figura AIII.2 (ERA2), a energização do trecho Rio Crespo/Alto Paraíso é problemática quando for feita através do disjuntor da baixa do transformador. Energizações problemáticas também foram encontradas no trecho para Jamarí quando se energiza Trafo + Linha + Trafo. Nos demais trechos as energizações pela baixa do transformador foram mais tranquilas, no entanto, para se manter uma uniformidade e também pela insegurança em alguns dados que se verificaram muito importantes, como a curva de saturação dos transformadores, é recomendado a utilização de disjuntores na alta do transformador.

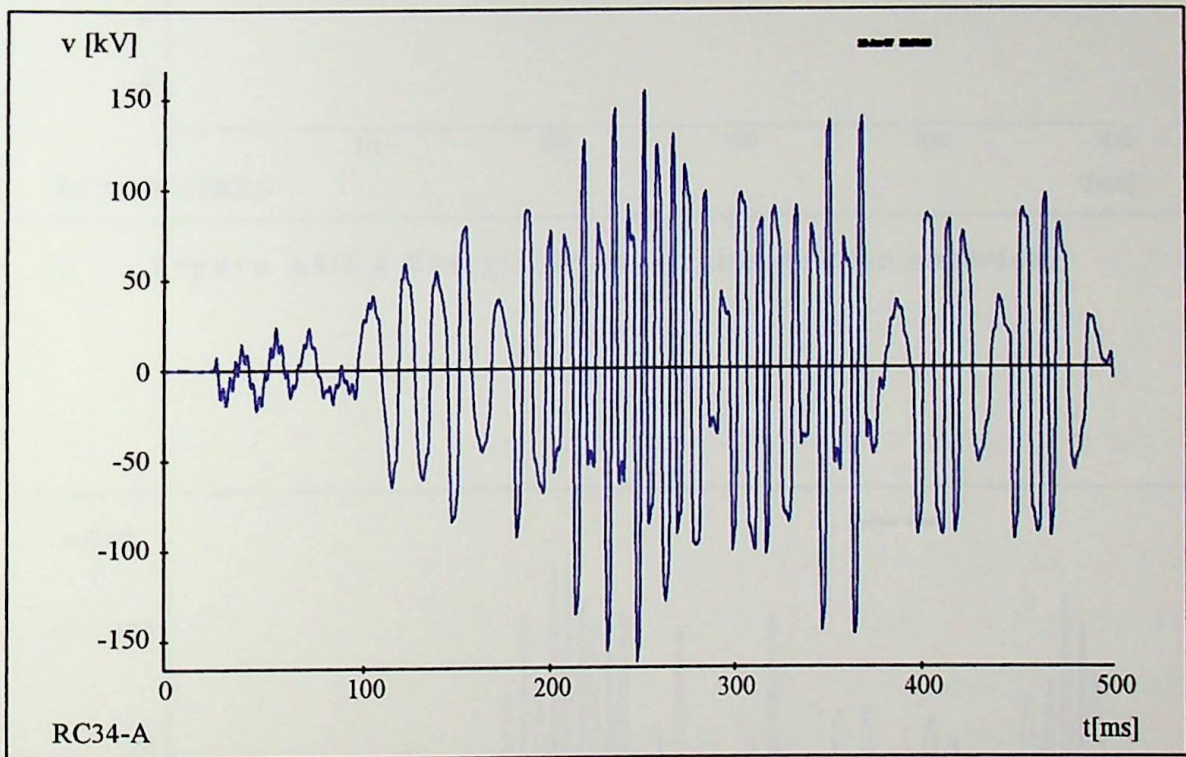


**Figura AIII.2 Energização do trecho Rio Crespo / Alto Paraíso através do disjuntor de baixa tensão do transformador elevador 13,8/34,5 kV em Ariquemes.**

A partir de agora será discutido o uso ou não de chaves fusível nas derivações do PRE. O sistema, a princípio foi concebido para ter estas chaves e a partir dos estudos transitórios se faria a verificação das conseqüências de um destes fusíveis estarem queimados quando de uma manobra, no caso, a energização.

Conforme pode ser observado na Tabela AIII.1, casos com fase aberta na derivação foram simulados e estão apresentados ali não se encontrando casos de ferorressonância visível, a princípio. No entanto, foi feita uma sensibilidade alterando-se as curvas de saturação, ou seja, curvas fornecidas pelo fabricante mas utilizando-se corrente de magnetização de 0,5 %, foram encontradas ferorressonâncias no sistema provocando sobretensões bastante perigosas. O valores máximos encontrados nesta simulações giram em torno de 2,8 pu, um valor bastante severo. A Figura AIII.3 apresenta o resultado para um caso de energização do

trecho para Rio Crespo/Alto Paraíso nas condições citadas acima. A Figura AIII.4 mostra a energia absorvida pelo pára-raios (51 kV) quando este está presente no caso anterior. Até o instante da simulação o valor não atinge 10 kJ, ou seja, é pequeno visto que o pára-raios pode suportar mais de 100 kJ. No entanto, as sobretensões são acentuadas permanecendo assim enquanto a fase estiver aberta o que leva a problemas tanto de isolamento quanto de energia absorvida pelo pára-raios em um tempo maior.



**Figura AIII.3** Energização de Rio Crespo e Alto Paraíso com linha + trafo e fase aberta na derivação para Rio Crespo com curvas de saturação com  $\text{Imag}$  de 0,5%.

As Figuras AIII.5 e AIII.6 apresentam os resultados das tensões no 34,5 kV e no 13,8 kV quando da energização de linha mais trafo para o trecho Ariquemes/Jarú I com fase aberta na derivação para Cacaúlândia.

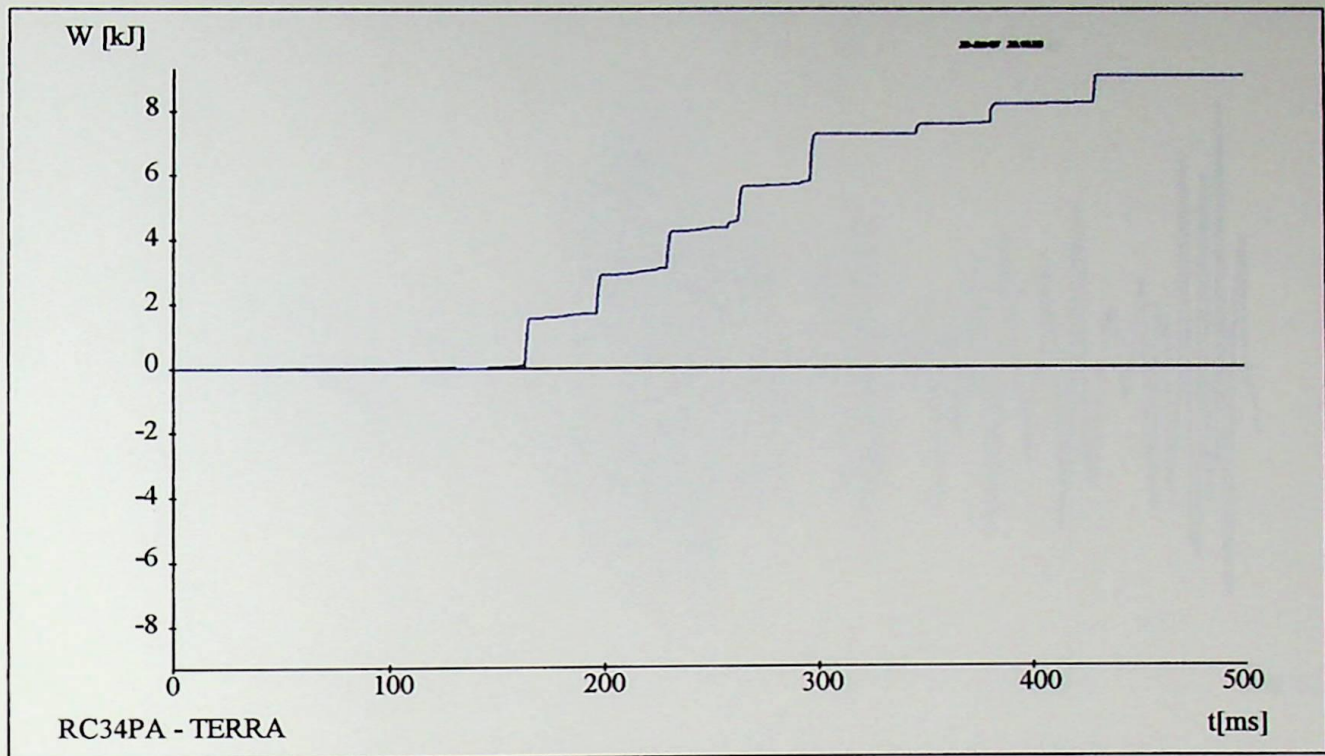


Figura AIII.4 Energia no pára-raios do caso anterior.

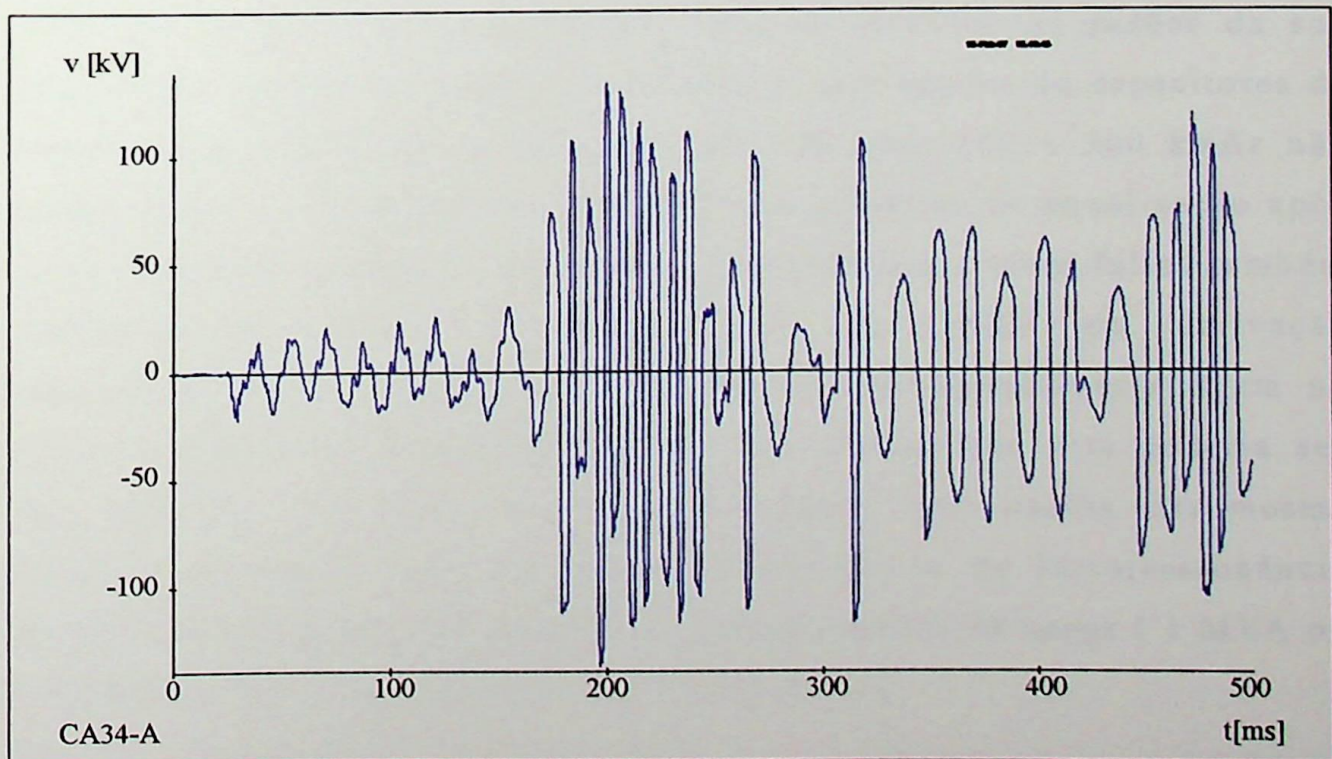
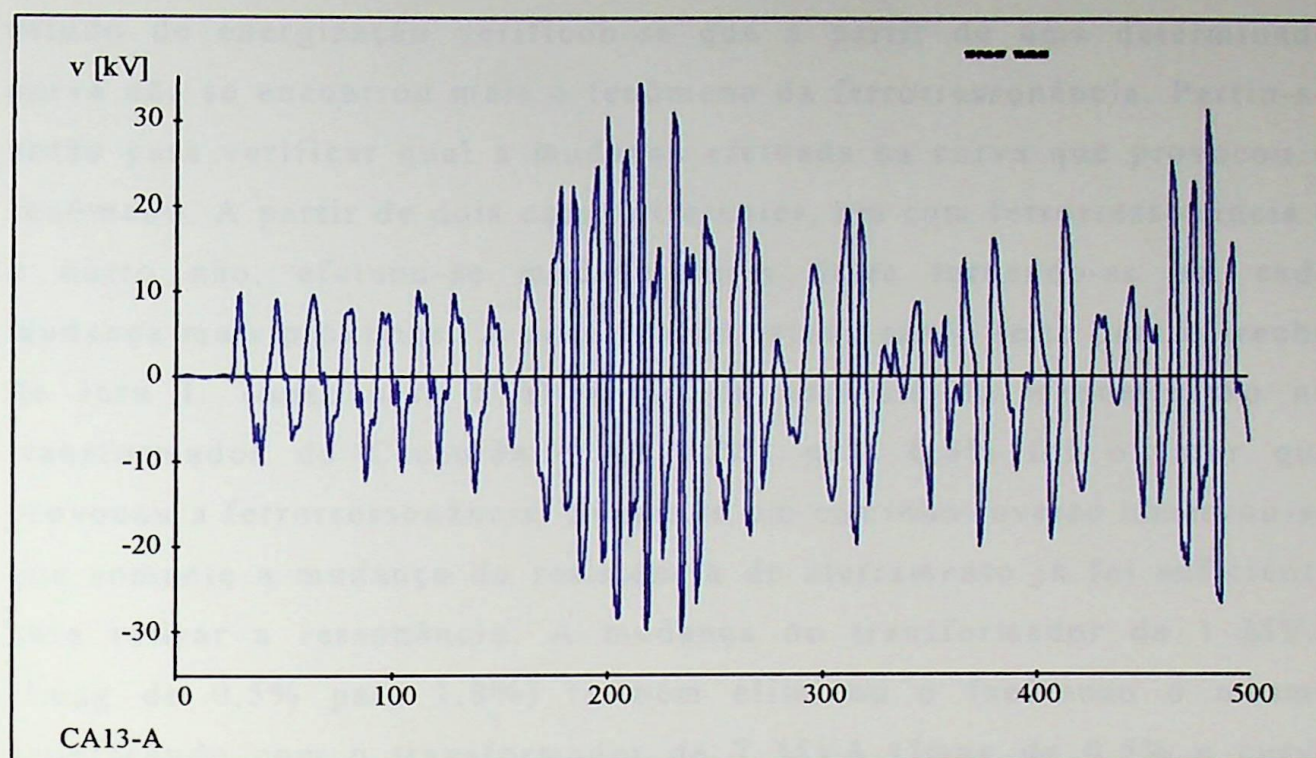


Figura AIII.5 Tensão no 34,5 kV para a energização do trecho Ariquemes-Jarú I com fase aberta na derivação.



**Figura AIII.6 Tensão no 13,8 kV para a energização do trecho Ariquemes-Jarú I com fase aberta na derivação.**

Desde o momento em que encontrou estas ferorressonâncias partiu-se para uma análise de sensibilidade para se verificar as razões da sua ocorrência. Foram analisadas a influência dos bancos de capacitores de compensação alterando o seu valor de 100 para 200 e 300 kVAr não solucionando o problema. A colocação do capacitor de equalização após a chave fusível também não resolveu o problema. Foram feitas também sensibilidades quanto ao comprimento do trecho em derivação concluindo-se que com linhas mais curtas (aproximadamente 8 km no caso) o fenômeno deixou de ocorrer. Percebe-se que esta poderia ser uma solução, ou seja, linhas de derivações mais curtas. Da mesma forma verificou-se que não houve a ocorrência da ferorressonância quando a fase aberta estava junto ao transformador da carga (1 MVA ou 2 MVA) conforme apresentado na Tabela AIII.1.

A sensibilidade maior foi feita variando-se a curva de saturação dos transformadores com diferentes valores de joelho e  $X_{ac}$ . No caso do

estudo de energização verificou-se que a partir de uma determinada curva não se encontrou mais o fenômeno da ferrorressonância. Partiu-se então para verificar qual a mudança efetuada na curva que provocou o fenômeno. A partir de dois casos diferentes, um com ferrorressonância e o outro não, efetuou-se mudança num deles tornando-se em cada mudança mais próximos. A energização estava sendo feita para o trecho de Jarú I. Neste caso a alteração da corrente de magnetização no transformador de Cacaúlândia de 1,8% para 0,5% foi o fator que provocou a ferrorressonância. Seguindo um caminho inverso observou-se que somente a mudança da resistência de aterramento já foi suficiente para retirar a ressonância. A mudança no transformador de 1 MVA (Imag de 0,5% para 1,8%) também eliminou o fenômeno o mesmo acontecendo com o transformador de 7 MVA (Imag de 0,5% e curva linear até 1,1 pu para Imag de 1,0 % e linear até 1,0 pu). Percebe-se um sistema muito sensível. Pequenas alterações podem resolver ou não a ressonância. Existem um número elevado de fatores que determinam a existência ou não do fenômeno. Verifica-se, portanto, que a curva de saturação dos transformadores tem uma influência muito grande e o seu conhecimento preciso é muito importante para se poder afirmar alguma coisa. Como este tipo de dado não muito fácil de se obter e mesmo na construção dos transformadores pequenas alterações podem existir fazendo com que o mais prudente seja não utilizar chaves fusível na derivação.

Estas conclusões foram feitas a partir dos estudos de energização. Como será dito no item AIII.3.2, onde será tratado a parte de rejeição de carga, o aparecimento da ferrorressonância existe mesmo quando há o rompimento do fusível simplesmente. E isto para os casos utilizando-se os mesmos dados da Tabela AIII.1. Só que nos casos de energização apresentados nesta tabela não se encontrou o fenômeno. Como explicar então o rompimento do fusível provoca ferrorressonância e a energização com o fusível aberto não? A título de ilustração foi

realizado um teste energizando este caso nos instantes de 26 e 27 ms com todos os fusíveis fechados, só que no instante de 30 ms um dos fusíveis abre. Neste caso não deu ferorrressonância. Se o fusível abrir em 31 ms ocorre a ferorrressonância. Para praticamente todos os tempos acima deste também ocorre o fenômeno. Em um caso quando este tempo era de 50 ms parecia que ia haver a ressonância mas o sistema rapidamente estabilizou. Percebe-se que existe uma instabilidade muito grande do sistema quando uma das fases está aberta. Existir um elemento que pode excitar ou não o fenômeno dependendo dos instantes de fechamento e do ponto de ressonância da linha com a saturação dos transformadores, havendo uma interferência também dos outros elementos do sistema, mesmo que em menor grau, para o surgimento da ferorrressonância. Verifica-se mais uma vez a não conveniência em se utilizar a chave fusível na derivação.

### **AIII.3.2 Rejeição de carga**

Neste estudo também foram simulados uma variedade muito grande de casos adotando-se inicialmente a configuração básica conforme já apresentada nos itens anteriores. De uma forma geral, nos casos de rejeição de carga não se encontraram problemas de sobretensão fora dos critérios a não ser aqueles de fase aberta na derivação, como também ocorreu no estudo de energização. Neste caso será apresentado um comentário resumido abordando os tipos de casos simulados com os principais resultados.

#### **Trecho Ariquemes - Alto Paraíso / Rio Crespo**

- Os casos de perda de carga antecidos por curto monofásicos no 34,5 kV, levaram a sobretensões máximas de 1,42 pu, rapidamente amortecidas.



- Os casos de curto circuito no 34,5 kV, abrindo-se uma fase na derivação, a sobretensão máxima foi da ordem de 1,54 pu, rapidamente amortecida.

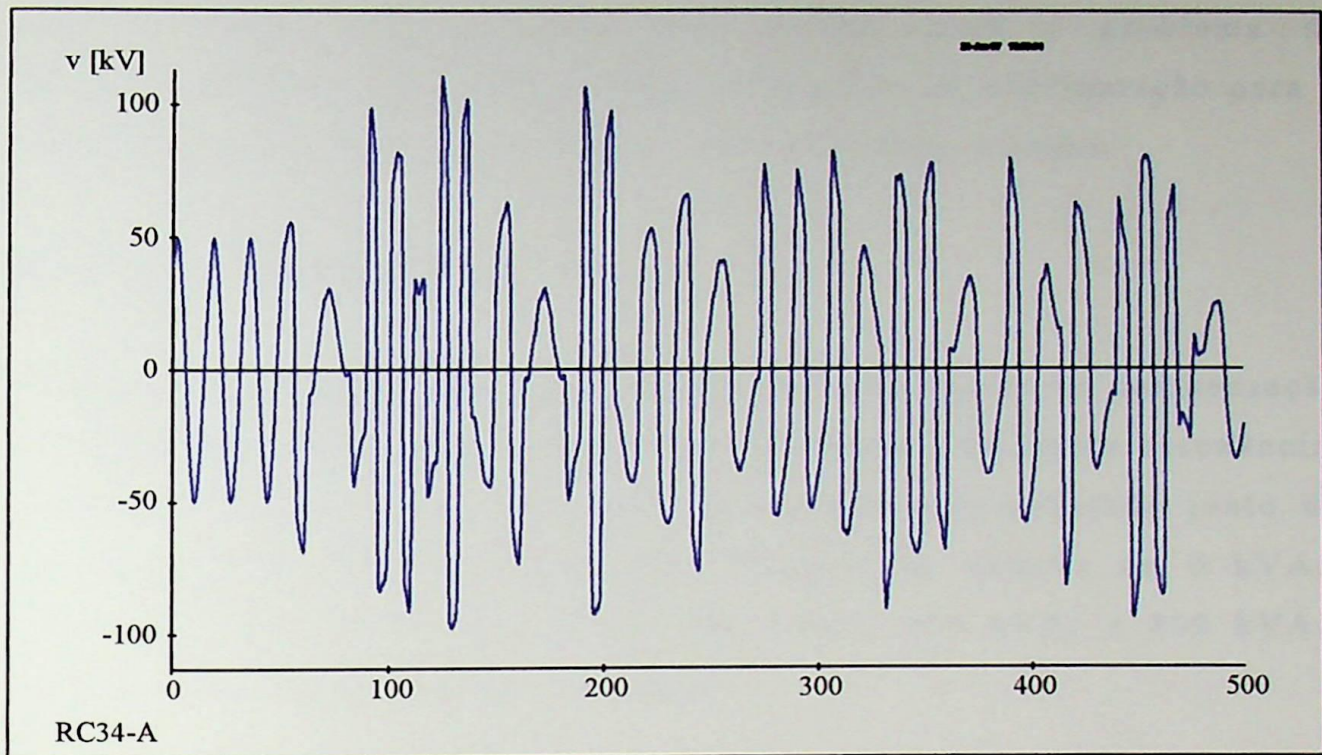
Portanto em condições normais de perda de carga, não é esperado sobretensões elevadas, nem sustentadas.

A pesquisa de configurações críticas para estudo de perda de carga nos levou a simular ocorrências com o PRE sem carga, cujos principais resultados são:

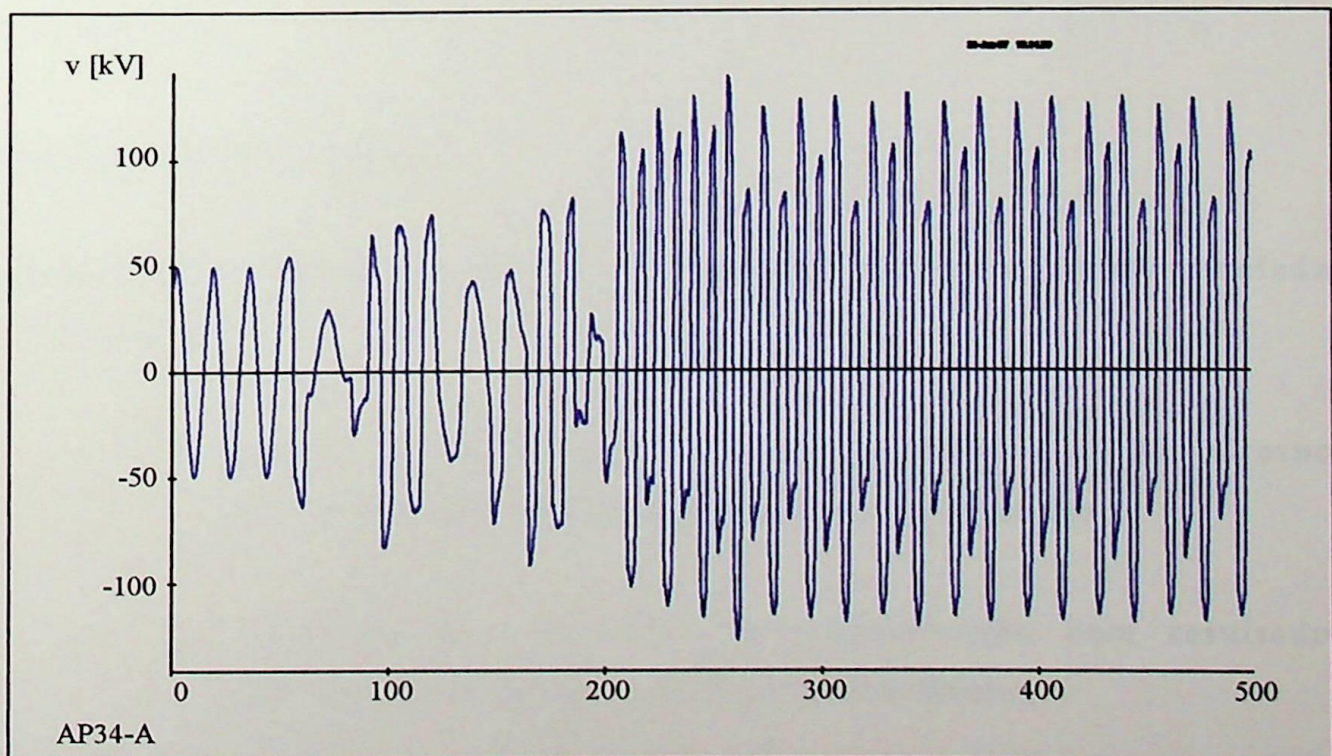
- Os casos de abertura monofásica no 34,5 kV junto aos transformadores distribuidores, tanto com curto como sem curto não apresentaram nenhum problema de sobretensão.
- Os casos de abertura monofásica nas derivações apresentaram o fenômeno de ferrorressonância bastante acentuado, independente da configuração do ramal, isto é:

- Caso com curto circuito monofásico nas derivações, para Alto Paraíso e Rio Crespo, ficando o ramal com fase aberta e o transformador de distribuição SEM CARGA.

- Mesmo nos casos em que por acaso houver abertura monofásica nas derivações sem curto circuito, ficando o ramal com fase aberta e o transformador de distribuição sem carga, haverá o fenômeno de ferrorressonância sendo que para Alto Paraíso o fenômeno ocorre com um ou dois transformadores. As Figuras AIII.7 e AIII.8 apresentam estes resultados para quando existe uma fase aberta para as subestações de Rio Crespo e Alto Paraíso respectivamente.



**Figura AIII.7** Abertura monofásica na derivação de Rio Crespo sem curto.



**Figura AIII.8** Abertura monofásica na derivação de Alto Paraíso sem curto

Com o intuito de encontrar uma solução para o problema da ferrorressonância, foram feitas várias alterações de configuração para o ramal de Rio Crespo. Os principais resultados estão a seguir:

### **Bancos de Capacitores.**

Tentou-se alterar os valores dos bancos de capacitores de compensação na busca de um valor que eliminasse o fenômeno de ferrorressonância. Variou-se então o valor do banco de compensação colocado junto da derivação para Alto Paraíso e Rio Crespo nos valores de 0 kVAr, 100 kVAr, 200 kVAr, 300 kVAr, 400 kVAr, 500 kVAr e 800 kVAr. Todos apresentaram Ferrorressonância.

Tentou-se então alterar a localização do banco de capacitores para após a chave fusível da derivação, com banco de 300 kVAr e 500 kVAr, divididos metade para a derivação de Rio Crespo e metade para a de Alto Paraíso. Neste caso temos ferrorressonância com sobretensões sustentadas.

### **Curvas de Saturação**

Das diversas opções de curvas de saturação possíveis, foram simuladas as seguintes:

- a) Sem curva de saturação no transformador de Rio Crespo, não ocorrendo nenhum problema de sobretensão.
- b) Alterando-se a corrente de magnetização com resultados mostrando fenômenos de ferrorressonância.
- c) Variando-se o nº de pontos da curva de saturação alterando o seu formato, encontrando-se ressonância em todos os casos.

- d) Alterando-se a linearidade de 1,1 pu e 1,25 pu com ferrorressonância.
- e) Alterando-se o  $X_{ac}$  de 19,35 a 40 %, tem-se em todos os casos o fenômeno de ferrorressonância.

### **Comprimento das linhas laterais**

Para verificação de qual comprimento da linha lateral, a partir do qual aparece o fenômeno da ferrorressonância, foram calculados os parâmetros da linha lateral para distância de 1 km, a partir dos quais foi montada a linha. Os resultados nos mostraram que a partir do 3°  $\Pi$  de linha (3km) aparece o fenômeno de ferrorressonância.

### **Influência de carga e do valor das impedâncias de aterramento.**

A influência da carga é bastante acentuada neste fenômeno aqui detectado. Variou-se a carga a partir de 15 kVA de 5 em 5 kVA até 30 kVA, observou-se que:

- Nos casos em que a carga foi menor que 30 kVA, pode haver ferrorressonância.
- No caso com carga de 30 kVA, não houve nem tendência de ferrorressonância, tanto com curto ou sem curto na abertura da linha lateral para Rio Crespo.

### **Trecho Samuel - Jamari**

Nos casos de rejeição de carga, os valores mais críticos de sobretensões ocorreram imediatamente após a abertura bifásica do 34,5 kV em Jamari, (1,92 pu) decaindo rapidamente para próximo de 1,15 pu, em aproximadamente 200 ms. Nos casos de curto com abertura monofásica

do 34,5 kV, as máximas sobretensões situaram-se em torno de 1,75 pu. Para curtos no 13,8 kV de Jamari, as máximas sobretensões foram de 1,60 pu.

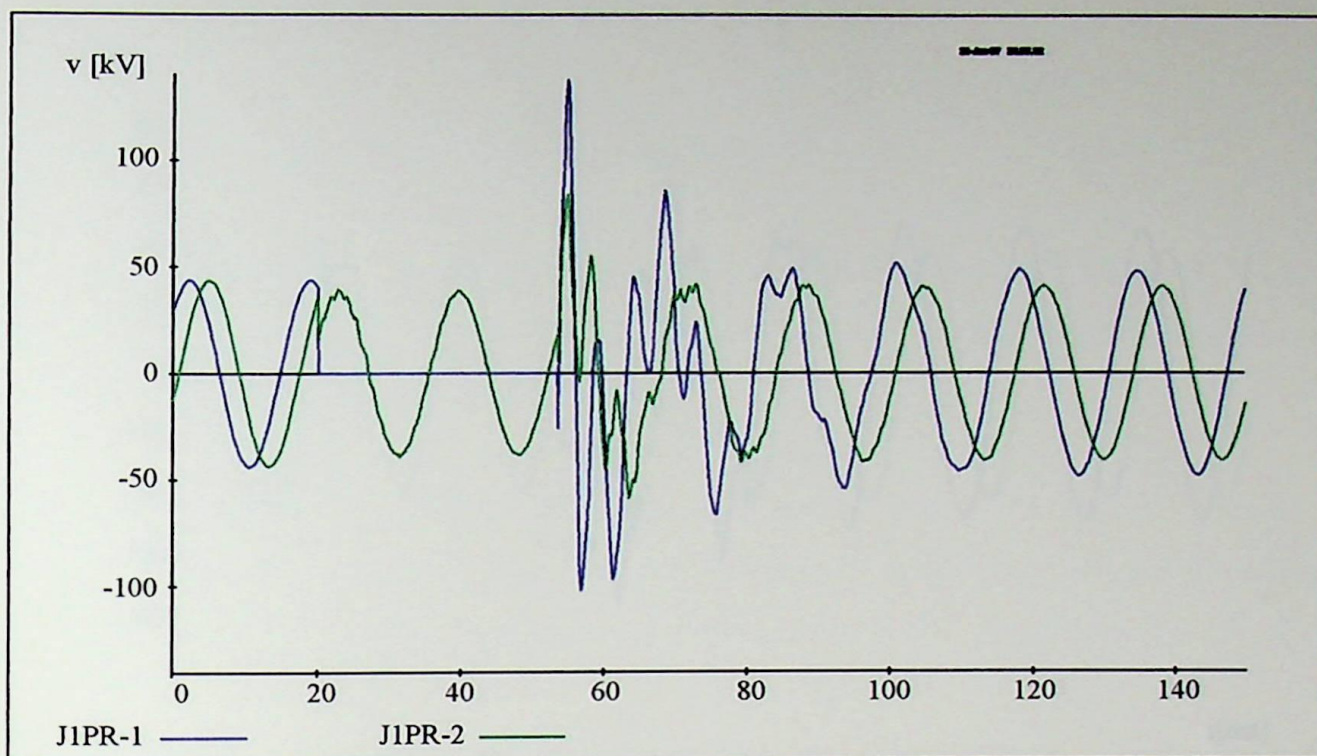
No trecho para Jamari, não há muitas opções de configurações chegando-se às seguintes conclusões:

- As alterações de bancos de compensação e impedâncias de aterramentos, não alteram significativamente os valores nem o tipo de resposta do sistema para ocorrências de perda de carga.
- Nos estudos de rejeição de carga não identificamos nenhuma alternativa que tivesse a tendência de ferrorressonância. As variações nas curvas de saturação dos transformadores não produziram diferenças significativas nos resultados das simulações.

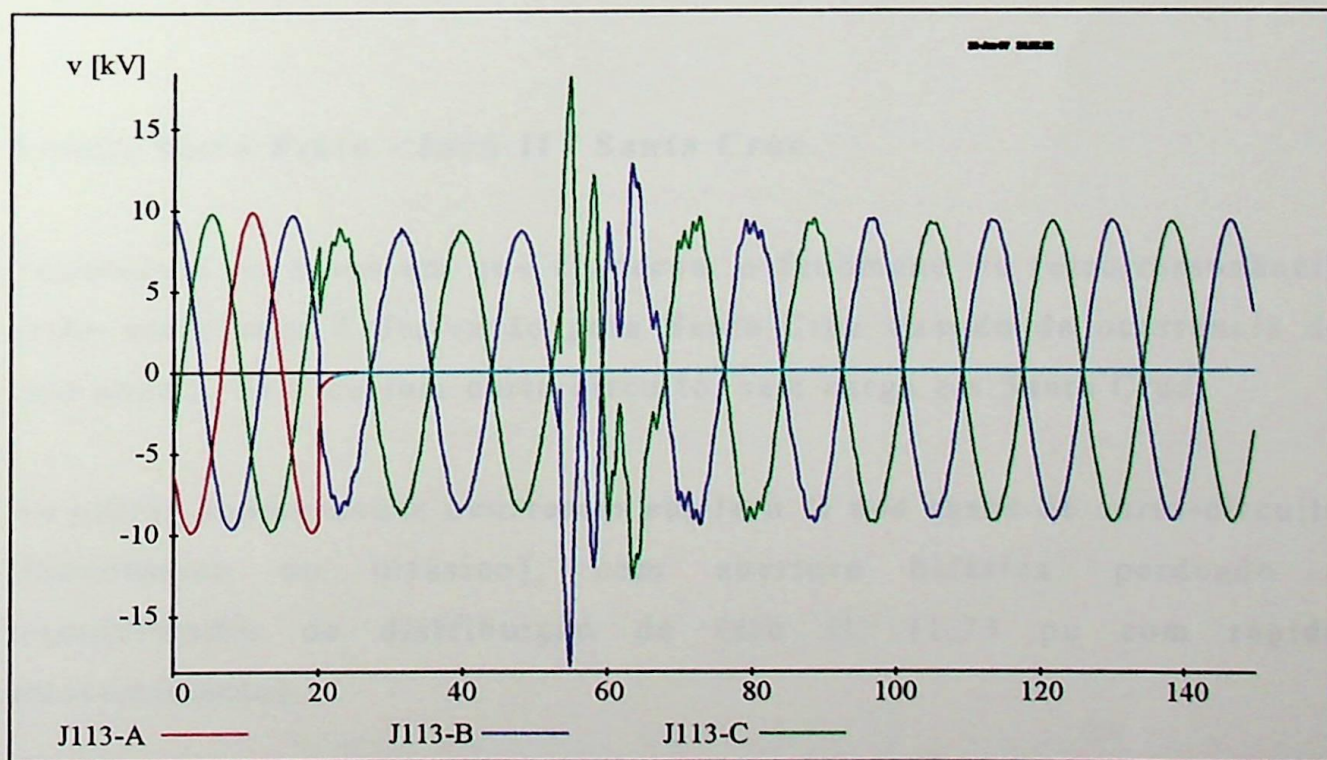
### **Trecho Ariquemes - Jarú I / Cacaulândia**

Os casos críticos ocorreram nas derivações para Cacaulândia, com fase aberta na derivação, com ou sem curto circuito, sem carga em Cacaulândia., onde aparece ferrorressonância.

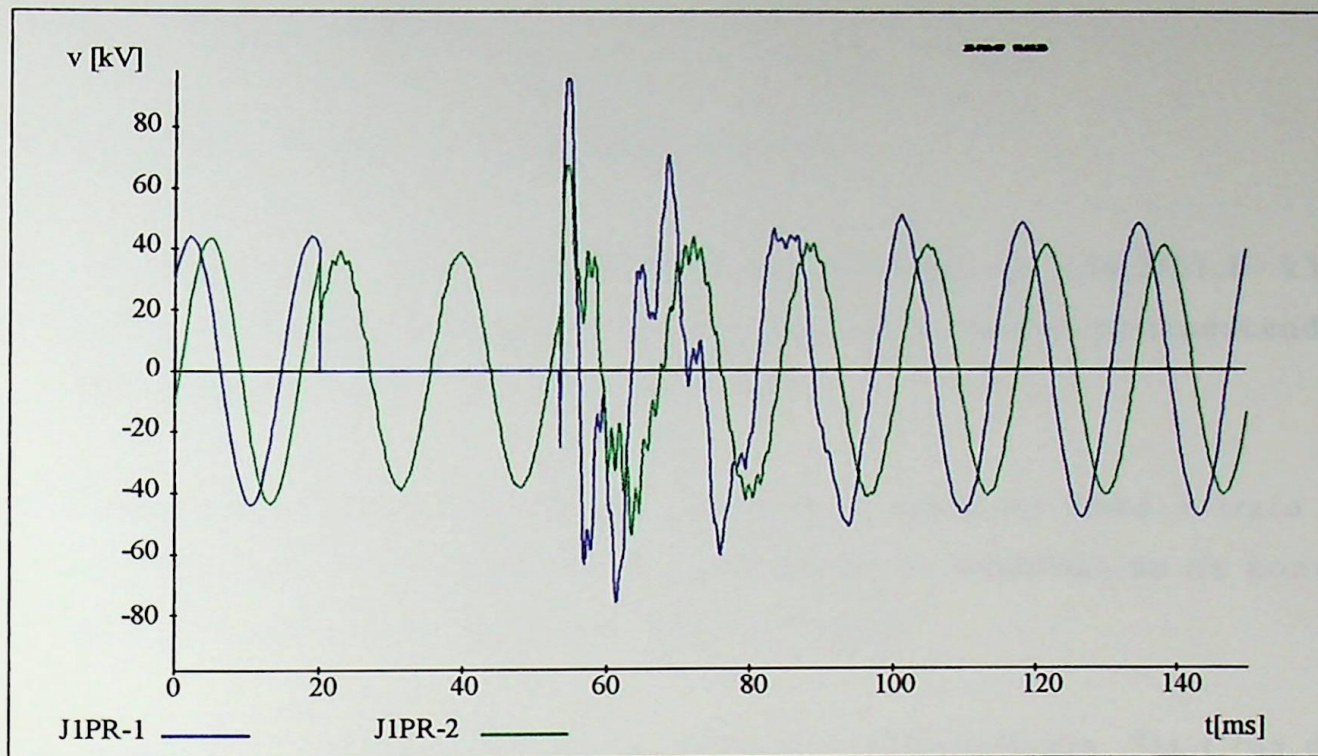
As piores sobretensões ocorreram nos casos de curto monofásico ou bifásico com abertura bifásica no 34,5 kV de Jarú I, perdendo-se o seu transformador (1,84 pu, com amortecimento rápido). As Figuras AIII.9, AIII.10 e AIII.11 mostram alguns resultados das simulações com curto-circuito monofásico.



**Figura AIII.9** Curto monofásico no 34,5 kV de Jarú I com abertura monofásica no 34,5 kV eliminando o curto.



**Figura AIII.10** Curto monofásico no 34,5 kV de Jarú I com abertura monofásica no 34,5 kV eliminando o curto. Resultados para o 13,8 kV.



**Figura AIII.11 Curto monofásico no 34,5 kV de Jarú I com abertura monofásica no 34,5 kV eliminando o curto. Caso com pára-raios.**

#### **Trecho Ouro Preto - Jarú II / Santa Cruz.**

Novamente os casos em que aparecem o fenômeno de ferrorressonância estão associados à derivação para Santa Cruz quando da ocorrência de fase aberta, com ou sem curto circuito, sem carga em Santa Cruz.

As piores sobretensões ocorreram em Jarú II nos casos de curto-circuito (monofásico ou bifásico), com abertura bifásica, perdendo o transformador de distribuição de Jarú II, (1,73 pu com rápido amortecimento).

## **AIII.4 CONCLUSÕES**

### **AIII.4.1 Energização à frequência natural**

1. A energização dos transformadores abaixadores (34,5/13,8 kV, 1 e 2 MVA) praticamente não provoca sobretensões permanecendo dentro dos critérios com bastante folga.
2. Quando da energização de trafo + linha + trafo ou linha + trafo a presença de 1, 2 ou nenhum transformador de distribuição na ponta da linha tem pouca influência nos resultados.
3. No caso de haverem fusíveis na derivação (Cacaulândia, Sta Cruz da Serra, Rio Crespo ou Alto Paraíso) e um destes estiver aberto, a energização nesta situação é muito problemática. Constatou-se o surgimento de elevado grau de ferorressonância não suportável pelo sistema.
4. O comprimento da linha bifásica na derivação tem influência no aparecimento ou não da ferorressonância citada no item 6.3.1, mas para que não haja o fenômeno é necessário um comprimento muito pequeno. Em alguns casos encontrou-se solução com 7 ou 8 km.
5. A variação no valor dos bancos de capacitores de compensação (100, 200 e 300 kVAr) não solucionou o problema citado no item anterior, da mesma forma a colocação do capacitor de equalização após a chave fusível também não resolveu o problema.
6. Não se encontrou problemas de ferorressonância no caso da fase aberta estar junto ao transformador da carga (1 ou 2 MVA) em nenhuma das simulações efetuadas com as diversas variações nos

parâmetros do sistema (curvas de saturação, impedâncias de aterramento, etc).

7. No estudo de energização verificou-se que existem vários fatores que determinam a existência ou não do fenômeno da ferorrressonância. Especialmente a curva de saturação dos transformadores tem uma influência muito grande e o seu conhecimento preciso é muito importante para se poder afirmar alguma coisa. Como este tipo de dado não muito fácil de se obter e mesmo na construção dos transformadores pequenas alterações podem existir fazendo com que o mais prudente é não se utilizar chaves fusível na derivação.
8. Foram encontrados alguns problemas na energização de Trafo + Linha + Trafo, especialmente nos trechos para Jamari e Rio Crespo/Alto Paraíso chegando-se à conclusão de que esta energização deve ser evitada.
9. No caso da energização de Linha + Trafo não se encontrou sobretensões elevadas o suficiente para inviabilizar tal manobra. O trecho em que se encontrou piores sobretensões foi o de Jamari.
10. Os valores da corrente de *Inrush* nos transformadores elevadores do PRE (7 MVA) chegam a um máximo de 1000 Apico para os trechos de Rio Crespo/Alto Paraíso e Jarú I. Nos outros trechos este valor de pico é um pouco inferior ( em torno de 700 Apico).
11. As energizações com a presença de curto-circuito no 34,5 kV junto à carga principal não apresentou problemas de sobretensões elevadas.
12. A menos dos casos em que ocorreram a ferorrressonância, as solicitações dos pára-raios, no que se refere à energia e corrente,

são muito baixas não se verificando como um fator limitador nas manobras.

13. As impedâncias de aterramento, capacitores de equalização e compensação não foram limitantes nos estudos transitórios, de tal forma que os seus valores devem ser definidos pelos estudos a regime permanente.

#### **AIII.4.2 Rejeição de carga**

1. O sistema PRE na sua configuração normal, não apresenta problemas de sobretensões devido a rejeição de carga.
2. No caso de ocorrência de abertura monofásica nas derivações para Rio Crespo e Alto Paraíso, ficando o ramal com fase aberta e estando com carga inferior a 30 kVA, há uma forte tendência a ferrorressonância.
3. Nenhum parâmetro tem influência significativa na eliminação da ferrorressonância aqui apresentada, exceto a carga. Portanto não adianta:
  - i) incluir ou alterar a posição dos bancos de capacitores de compensação;
  - ii) alterar a curva de saturação do transformador distribuidor em torno de valores factíveis;
  - iii) alterar o comprimento da linha, (exceto quando o ramal lateral tiver no máximo 2 km).

4. As piores sobretensões ocorreram nos trechos mais próximos de Samuel:

- 1) Samuel para Jamari;
- 2) Ariquemes Jarú I
- 3) Ouro Preto para Jarú II

## ANEXO IV

### ANÁLISE DOS CUSTOS

#### **AIV.1 INTRODUÇÃO**

É neste ponto a grande motivação do PRE, o seu custo de implantação. Antes de qualquer análise quantitativa é possível prever que os custos para instalação desta nova tecnologia seriam menores que as soluções tradicionais, uma vez que se está aproveitando as torres da alta tensão com sua faixa de passagem e que os equipamentos adicionais utilizados no PRE são todos convencionais e conhecidos. Para se fazer uma análise mais precisa dos custos do sistema de transmissão que utiliza cabos pára-raios energizados é necessário levar em consideração os seguintes aspectos:

- diferença de custos devido às modificações nas torres da linha de transmissão;
- diferença nos custos do cabo pára-raios de aço (EHS) para o de alumínio (ACSR);
- diferença nos custos de lançamento entre o cabo de aço e o de alumínio;
- custo das ferragens e isoladores dos cabos pára-raios;
- custos de engenharia.

## AIV.2 EXEMPLO TÍPICO DE UMA CARGA DE 4 MVA

É possível se fazer uma comparação entre os custos para implantação do PRE com outras tecnologias convencionais. Admitindo-se que uma carga típica de 4 MVA está distante 50 km de uma subestação abaixadora de um sistema de transmissão de alta tensão em 230 kV, existem diversas opções para se atender a esta carga. No caso do PRE o custo incremental da linha de cabos pára-raios energizados, utilizando o cabo *Penguin*, é inferior a US\$ 4.000,00 / km. Na realidade existem estimativas de custos ainda menores como na Referência [4] abordando o caso do sistema PRE do Mato Grosso onde é citado o valor de US\$ 3.000,00 / km, mas consideraremos, de forma conservativa, o maior valor.

Será feita uma comparação entre algumas alternativas para atendimento a esta carga considerando o PRE, uma linha convencional de 34,5 kV e a utilização de uma subestação abaixadora em derivação - *tap*. A Tabela AIV.1 apresenta os custos estimados para estas tecnologias. Foi utilizado o valor de US\$ 20.000,00 para a linha de 34,5 kV, e demais valores através de estimativas de concessionárias do setor, particularmente a Eletronorte.

**Tabela AIV.1 - Custos no atendimento a uma comunidade de 4 MVA a 50 km. Unidades em 1000 US\$.**

Descrição	PRE	SE Convencional	LT 34,5 kV convencional
50 km de linha	200	---	1000
SE Supridora	550	5300	490
SE Distribuidora	221	---	200
Total	971	5300	1690
Custo em pu com base no PRE	1,00	5,46	1,74

Portanto, verifica-se que o custo associado ao sistema PRE é significativamente inferior. Deve-se considerar que, como este sistema é inovador com apenas algumas experiências executadas, seja esperado alguns custos adicionais em função justamente de ser uma tecnologia nova, e também de existirem alguns receios no seu uso, por parte de concessionárias, pelo mesmo motivo. No entanto, em função das experiências técnicas já adquiridas e principalmente na considerável redução de custos em sua implantação, é razoável a análise do PRE no atendimento de pequenas e médias comunidades que estejam localizadas próximas a linhas de alta tensão, principalmente nos casos em que estas estão sendo construídas.

É importante salientar, porém, que o custo para implantação do tap na linha foi significativamente maior especialmente porque a carga é reduzida. A medida em que se aumenta a carga a ser atendida reduz-se esta diferença até o ponto em que o atendimento via PRE se torna impraticável. Portanto, ela se presta muito para sistemas nascentes onde pode-se postergar um investimento maior por muitos anos.

### **AIV.3 EXEMPLO PRÁTICO**

A Eletronorte se empreendeu na construção de dois sistemas PRE's. O primeiro deles em Rondônia, o qual tem sido objeto de análise mais detalhada neste trabalho. O segundo em Mato Grosso que, apesar dos cabos terem sido isolados e o sistema de alta tensão preparado, o sistema não se concretizou em função de não se realizar a parte concernente à distribuição. De qualquer forma, foram feitas avaliações de custos para estes dois projetos permitindo uma sensibilidade maior neste item que ora abordamos.

Será feita, primeiramente, uma análise comparativa entre as alternativas considerando a tecnologia que utiliza os cabos pára-raios energizados e

linha de distribuição em média tensão para o atendimento de um sistema real, no caso o de Rondônia. Não foram consideradas as subestações em derivação tendo em vista o seu alto custo de implantação. Primeiramente será apresentado valores estimativos utilizados no projeto e em seguida valores reais com a economia obtida no período considerado. Para tanto foram adotados os seguintes valores:

- Estações de 7 MVA: US\$ 400.000,00 - PRE e Convencional;
- Estações de Distribuição até 1 MVA: US\$ 90.000,00 - PRE e Convencional;
- Linha de PRE: US\$ 4.000,00/km - Diferença de custo da linha considerando ou não o PRE;
- Linha lateral de PRE: US\$ 12.000,00/km
- Linha de distribuição convencional de 34,5 kV: US\$ 20.000,00/km - Carga elevada;
- US\$ 16.000,00/km - Carga pequena a uma grande distância;
- US\$ 12.000,00/km - Carga pequena.

A Tabela AIV.2 apresenta os resultados para estes dois sistemas.

**Tabela AIV.2 - Comparação dos investimentos no sistema Rondônia**  
Unidades em 1000 US\$.

Cidades	PRE	Convencional
Jamari	745	1810
Alto Paraíso e Rio Crespo	1308	2020
Cacaulândia, G.J.Teixeira, Jarú, B. Jesus e S. Cruz da Serra	3646	8509
Total	5526	12339
Diferença de custos	---	6813
Custo em relação ao PRE (pu)	1,00	2,23

O sistema ainda não foi todo implementado, sendo-o apenas na cidade de Jarú com 50% do previsto atendendo a carga juntamente (não interligados) com uma UTE ali existente. O custo real de implantação<sup>[15]</sup>, compreendendo estação supridora de Ariquemes II, linhas laterais em Ariquemes e Jarú, a estação de Jarú I, expressos de interligação entre a estação Jarú I e a barra de carga da UTE de Jarú, os cabos pára-raios fornecidos pela CERON à ELETRONORTE para a LT 230 kV, os sistemas de aterramento e a adequação das estruturas do 230 kV, foi equivalente a R\$2,03 milhões.

O suprimento de energia à localidade de Jarú nos primeiros 12 meses de operação foi de 43.133 MWh, dos quais 30.879 MWh se deu através do sistema PRE. No mesmo período anterior, o suprimento foi de 33.265 MWh, significando que, em 1996, a oferta de energia aumentou em cerca de 30%. Este fato reflete a sensível melhoria no nível de atividade da cidade.

Fazendo-se uma comparação entre os mesmos períodos subseqüentes, verifica-se que o suprimento do sistema PRE viabilizou a substituição de 11,11 milhões de litros de óleo diesel, representando uma economia de R\$3,9 milhões. Ressalta-se que, além da economia com combustível, o sistema PRE tem contribuído com outros ganhos adicionais como a postergação por dois anos, de uma subestação convencional de 230 kV o que pode representar uma economia em torno de R\$1,0 milhão.

#### **AIV.4 VIABILIDADE ECONÔMICA**

A seguir será feita uma análise simplificada da viabilidade econômica do empreendimento pára-raios energizados. Para tanto serão considerados os dois projetos da Eletronorte em Rondônia e Mato Grosso. Vale lembrar que o segundo caso não se concretizou por outras razões.

Para este estudo será considerado a existência da geração térmica a diesel. Portanto a entrada do PRE viria com o objetivo de se evitar o gasto com geração térmica existente. A Tabela AIV.3 apresenta os valores básicos de custos de energia utilizados para o cálculo.

**Tabela AIV.3 - Parâmetros econômicos básicos.**

	Rondônia	Mato Grosso
Vida útil econômica (anos)	20	20
Tarifa de suprimento (US\$/MWh)	27,74	28,88
Tarifa de fornecimento (US\$/MWh)	69,35	69,35
Custo médio da geração diesel (US\$/MWh)	98,39	98,39
Taxa de juros anual	10%	10%

Admite-se uma demanda média consumida em Rondônia igual a 4,615 MWh/h o que levaria a um consumo anual de 40.427,0 MWh/ano e no caso de Mato Grosso uma demanda média de 2,099 MWh/h levando a um consumo anual de 18.387,0 MWh/ano. A partir destes valores e os da Tabela AIV.3 pode-se encontrar os resultados econômicos do sistema PRE conforme apresentado na Tabela AIV.4.

Na tabela o Custo de aquisição da energia representa o valor atual referente aos 20 anos a uma taxa de 10% ao ano para se adquirir a energia a um custo conforme Tabela AIV.3 lembrando que o PRE vai obter a energia com a tarifa de suprimento. A Diferença no custo, neste caso, é sempre a favor do PRE. A Distribuição de energia é o que se vai arrecadar, em valores atuais, através da venda da energia a uma tarifa de fornecimento. Os valores serão iguais para os dois casos. Investimento inicial representa o custo para implantação do projeto. Neste caso foi considerado que a geração a diesel já era existente não havendo nenhum custo inicial de implantação. Lucro líquido é aquele auferido pelo investimento, em valores atuais, e é o resultado da expressão: Distribuição - [Custo de aquisição + Investimento]. Tempo de retorno

significa aquele no qual o gasto com a geração diesel equivale ao investimento no sistema PRE.

**Tabela AIV.4 - Resultados econômicos sistema PRE.**

Descrição	Rondônia (1000 US\$)		Mato Grosso (1000 US\$)	
	Diesel	PRE	Diesel	PRE
Custo de aquisição da energia	33.863,5	9.547,5	15.403,0	4.521,0
Diferença de custos	24.316,0		10.882,0	
Distribuição de energia	23.868,6	23.868,6	10.856,0	10.856,0
Investimento inicial	---	5.526,0	---	2.180,0
Lucro líquido	-9.994,9	8.795,1	-4.547,0	4.181,0
Tempo de retorno do investimento no PRE em função da redução no custo de geração diesel	27 meses		24 meses	

Conforme mostra a Tabela AIV.4 para o PRE de Rondônia a empresa distribuidora tem uma economia, em valor presente, em 20 anos, em relação a geração diesel existente de US\$24.316.000,00 e um lucro líquido de US\$ 8.795.100,00. O retorno do investimento de US\$ 5.526.000,00 com o sistema PRE considerando somente o deslocamento de geração diesel será equivalente a 27 meses. No caso do Mato Grosso a economia em 20 anos, em relação à geração diesel existente, seria de US\$ 10.882.000,00 e um lucro líquido de US\$ 4.181.000,00. O retorno do investimento de US\$ 2.180.000,00 com o sistema PRE seria de 24 meses.

## AIV.5 CONCLUSÕES

O grande trunfo na utilização do sistema de pára-raios energizados é o seu custo. Em função da utilização das torres já existentes com a sua faixa de passagem e condutores que atuarão como pára-raios na linha de transmissão o custo em sua implantação deverá ser naturalmente inferior.

Através da comparação das possíveis formas de atendimento a cargas localizadas próximas a linhas de alta tensão constata-se que o PRE tem uma redução de custo que pode chegar a 70% em relação a uma linha convencional e muito mais ainda se comparado a um tap na linha.

Uma análise de viabilidade econômica leva à conclusão que a implantação do sistema PRE vai levar a redução nos gastos de tal forma que tempo de retorno do investimento no PRE em função da redução no custo de geração diesel é pouco superior a 2 anos para os casos analisados em Rondônia e Mato Grosso. Mesmo que a análise preliminar de viabilidade chegou a este resultado, verificou-se através da experiência em Rondônia que o retorno, somente em função da economia de combustível, foi inferior a 1 ano de operação.

## ANEXO V

### EXPERIÊNCIA OPERATIVA

#### **EXPERIÊNCIA PIONEIRA NO BRASIL: RONDÔNIA**

Já existem algumas experiências de operação do sistema PRE no mundo. O primeiro caso, construído como uma experiência piloto foi em 1985 em uma linha de 161 kV em Gana na África. No Brasil a primeira experiência ocorreu no estado de Rondônia.

Este projeto, implantado através de um convênio entre a Eletronorte e a CERON, já está em operação desde dezembro de 1995. Ele atende a um mercado de aproximadamente 85000 habitantes numa extensão de 220 km da LT 230 kV da UHE Samuel/Ji-Paraná. Alguns estudos para definição deste projeto já foram abordados nos anexos II a IV.

Através de cálculos teóricos e de dados reais<sup>[13]</sup>, constata-se que o desempenho do sistema PRE, sob o aspecto de queda de tensão, quando comparado com um sistema convencional equivalente é melhor em cerca de 5%, ou seja, a queda de tensão no sistema convencional é 5% maior que no PRE.

Foram feitos ensaios especiais dos sistemas de aterramentos da 3ª fase das estações supridora e distribuidora, encontrando-se os valores de 5,87  $\Omega$  em Ariquemes II, que ficou abaixo do valor de 5,99  $\Omega$  calculado teoricamente no projeto de malha e 12,41  $\Omega$  em Jarú I que ficou acima do valor calculado no projeto. Com o objetivo de se reduzir estes valores foi feita a interligação das malhas da 3ª fase com a malha de segurança das estações através do eletrodo de terra da 3ª fase. Em

Ariquemes II, o valor baixou para 2,38  $\Omega$ , aterrando-se ainda os cabos pára-raios em 10 torres no sentido Ariquemes I para Rio Crespo/Alto Paraíso. Em Jarú o valor final da resistência de aterramento do sistema, ficou em 3,5  $\Omega$ . Também neste caso tomou-se a providência, após interligação das malhas, de se estender um eletrodo de terra, da estação distribuidora Jarú I até a torre 221 da LT 230 kV.

O monitoramento das tensões de seqüência negativa foi feito para este sistema com várias medições. Embora se pretenda desequilíbrio máximo igual a 2%, têm-se registros de medições de tensão que conduzem ao cálculo de 3,89%. Simultaneamente às medições de tensão, foram verificadas também:  $I_A=48$  A;  $I_B=71,9$  A;  $I_C=22,3$  A;  $I_n=46$  A. Pode-se concluir que o desequilíbrio está muito mais relacionado à distribuição de carga nas fases do circuito medido, do que por desbalanceamento nas impedâncias das fases do sistema PRE. Para efeito de comparação, foram feitas medições em sistemas semelhantes na mesma região e que não tem vinculação com o PRE. Os valores de desequilíbrio de seqüência negativa foram de 2,34%, 3,48% e 4,15% em três subestações diferentes. De fato, medições de desequilíbrio foram feitas antes da entrada em operação do PRE em Jarú, justamente para se fazer uma comparação após a entrada em operação do novo sistema. Foram encontrados valores de até 2,04% de desequilíbrio de seqüência negativa.

Os níveis de tensão nas barras das SE's supridora e distribuidora foram monitorados e podem ser vistos na Tabela V.1.

**Tabela V.1 - Níveis de tensões no PRE em função da carga.**

Potência transmitida		Tensão SE-supridora	Tensão SE-distribuidora
(MW)	(MVA <sub>r</sub> )	(pu)	(pu)
0,0	0,0	0,95	1,00
2,9	0,4	0,99	0,96
3,3	0,8	0,98	0,93
3,5	1,2	1,01	0,95
3,5	1,2	1,04	0,97
4,0	1,4	1,01	0,92

Com o circuito a vazio existe um ganho de tensão na linha em função do acoplamento com o circuito de 230 kV. Quando a potência transmitida aproxima-se de 4,0 MVA, o nível de tensão na barra da subestação distribuidora fica comprometido, indicando que este é o limite máximo de carregamento do sistema. Este valor pode ser confrontado com a Figura 3.2 onde se verifica uma proximidade razoável.

Como já foi comentado, o fato do PRE estar sobre a linha de alta tensão implicará em algumas diferenças quanto ao desempenho em relação a um sistema convencional. É de se esperar que taxa de desligamento por descarga atmosférica seja maior no PRE, em contrapartida os desligamentos provenientes de contatos com árvores, animais que sobem nas torres, grandes aves que provocam o curto-circuito entre as fases, queimadas na faixa de passagem ou outras razões semelhantes sejam mais comuns nos sistemas convencionais. Portanto, é de se esperar que o PRE tenha um número de desligamentos maior e uma duração menor.

Para se fazer um acompanhamento do desempenho do PRE em relação ao sistema convencional foram monitorados os índices DEC e FEC deste sistema. O primeiro quantifica a duração equivalente de interrupção no consumidor. Espaço de tempo que, em média, cada consumidor

considerado ficou privado de suprimento de energia elétrica, em razão de interrupção oriunda de diversos segmentos do sistema, no período especificado. O segundo índice mede a frequência equivalente de interrupção. Número de interrupções provenientes dos diversos segmentos do sistema que, em média, o consumidor considerado sofreu, no período especificado.

A referência [13] apresenta os resultados do acompanhamento destes índices, para a SE de Jarú I, no período de Janeiro a Julho de 1996. Mesmo o prazo não sendo o suficientemente grande para uma avaliação completa e ainda o fato do sistema PRE estar em fase inicial de operação, é possível se tirar algumas conclusões quando comparado o PRE com um sistema 34,5 kV convencional.

Considerando as extensões das linhas comparadas, sendo a do PRE mais longa com 92 km, e o DEC e FEC de falhas na linha e descargas atmosféricas, verificam-se os seguintes resultados:

	DEC	FEC
PRE para Jarú I	0,12 horas/km	0,40 / km
linha conv. 34,5 kV	0,21 horas/km	0,18 / km

Portanto, para o mesmo comprimento, o sistema PRE tem menor tempo, porém maior frequência de interrupção. É aconselhável que estes índices continuem sendo monitorados para que através de uma massa de dados maior se confirmem estes resultados, mas de forma geral, verifica-se o que era previsto, ou seja, o PRE tem um desempenho inferior no que se refere a descargas atmosféricas mas é excelente quanto a desligamentos provocados por contatos com árvores, animais e objetos estranhos, bem como queimadas, derrubadas de postes por colisões, etc.

