

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E CONTROLE DE ENERGIA

**UMA CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO DA UTILIZAÇÃO DE
TÉCNICAS NÃO CONVENCIONAIS PARA O SUPRIMENTO DE
PEQUENAS CARGAS NAS PROXIMIDADES DAS LINHAS
DE TRANSMISSÃO EM ALTA TENSÃO**

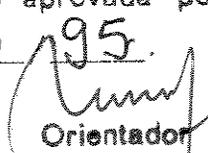
autor: Marcelo Lynce Ribeiro Chaves

orientador: Prof. Dr. Mauro Sérgio Miskulin

co-orientador: Prof. Dr. José Carlos de Oliveira

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade
Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a
obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica**

Dezembro - 1995

Este exemplar corresponde à redação final da tese defendida por <u>Marcelo Lynce Ribeiro</u> <u>Chaves</u> e aprovada pela Comissão Julgadora em <u>07 / 12 / 95</u> .  Orientador

MODE	70C
CHAMADA:	UNICAMP
	398 D
Ex	
BO BC/26397	
C	667/96
	D <input checked="" type="checkbox"/>
	R\$11,00
	13/04/96
PRO	

00082865-1

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

C398c

Chaves, Marcelo Lynce Ribeiro

Uma contribuição ao estudo da utilização de técnicas não convencionais para o suprimento de pequenas cargas nas proximidades das linhas de transmissão em alta tensão / Marcelo Lynce Ribeiro Chaves.--Campinas, SP: [s.n.], 1995

Orientador: Mauro Sérgio Miskulin, José Carlos de Oliveira.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica.

1. Eletrificação rural. 2. Linhas elétricas aéreas.
I. Miskulin, Mauro Sérgio. II. Oliveira, José Carlos.
III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica. IV. Título.

UMA CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO DA UTILIZAÇÃO DE TÉCNICAS
NÃO CONVENCIONAIS PARA O SUPRIMENTO DE PEQUENAS
CARGAS NAS PROXIMIDADES DAS LINHAS
DE TRANSMISSÃO EM ALTA TENSÃO

autor: Marcelo Lynce Ribeiro Chaves

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade
Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a
obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica**

Banca Examinadora:

prof. Dr. Mauro Sérgio Miskulin

Prof. Dr. José Pissolato Filho

prof. Dr. Carlos Rodrigues de Souza

prof. Dr. Eduardo Mário Dias

prof. Dr. José Carlos de Oliveira

Unicamp, 07 de dezembro de 1995

AGRADECIMENTOS

Ao orientador professor Dr. Mauro Sérgio Miskulin;

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, pelo espírito de companheirismo e solidariedade;

Ao professor Dr. José Carlos de Oliveira, cuja participação efetiva possibilitou a realização deste trabalho;

À minha esposa e filhos pela paciência e compreensão durante o desenvolvimento deste trabalho;

A todos amigos e colegas que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho e que involuntariamente não foram citados;

A Deus por mais esta oportunidade.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 - Aspectos Gerais	01
1.2 - O Estado da Arte	03
1.3 - A Motivação e a Estrutura da Tese.	05
1.4 - Os Avanços Oferecidos por esta Tese	07

CAPÍTULO II

SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA A PEQUENOS CONSUMIDORES NAS PROXIMIDADES DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO

2.1 - Introdução	09
2.2 - Transformadores de Potencial	10
2.3 - Cabos Pára-Raios Energizados em Média Tensão	11
2.3.1 - Considerações Gerais Sobre o Desempenho da Solução Proposta	16
2.3.2 - Sistemas de Aterramento	19
2.4 - Acoplamento Capacitivo	21
2.4.1 - Divisor de Tensão Capacitivo	22
2.4.2 - Condutor Isolado	24
2.5 - Considerações Gerais	27

CAPÍTULO III

CABOS PÁRA-RAIOS ENERGIZADOS EM MÉDIA TENSÃO

3.1 - Introdução	29
3.2 - Modelagem da Linha de Transmissão.....	30
3.2.1 - Notação Modal	35
3.2.2 - Considerações Específicas para Cabos Pára-Raios Isolados	38
3.3 - Linha de 138 kV com Circuito Simples	40
3.3.1 - Parâmetros Modais	41
3.3.2 - Preparação do Modelo	43
3.3.3 - Análise em Regime Permanente	47
3.4 - Linha de 138 kV com Circuito Duplo	64
3.5 - Linha de Transmissão de 500 kV	72
3.6 - Sobretensões Transitórias	80
3.6.1 - Ferro-Ressonância	81
3.6.2 - Sobretensões Induzidas pela Corrente de Curto-Circuito na Linha de Alta Tensão	102
3.6.3 - Descargas Atmosféricas nos Cabos Pára-Raios	103
3.7 - Conclusões	110

CAPÍTULO IV

EXTRAÇÃO DE POTÊNCIA ATRAVÉS DO ACOPLAMENTO CAPACITIVO

4.1 - Introdução	114
4.2 - Acoplamento Capacitivo como Fonte de Tensão	115
4.3 - Indutor Variável em Paralelo com a Carga	124
4.3.1 - Interpretação dos Parâmetros da Equação que Determina o Valor de X_L ...	126
4.3.2 - Dimensionamento dos Componentes do Sistema Regulado por um Indutor Variável com a Carga	137
4.4 - Indutor Sintonizado em Série com a Carga	138
4.4.1 - Divisor de Tensão Constituído por Bancos de Capacitores	141
4.4.2 - Acoplamento Capacitivo com um Condutor Isolado	145
4.4.3 - Arranjos Físicos para o Indutor Sintonizado	147
4.4.4 - Dimensionamento dos Componentes do Sistema Regulado por um Indutor Sintonizado	153
4.5 - Linha de Distribuição Monofásica	162
4.6 - Indutor com Núcleo de Ferro	165
4.7 - Simulação Digital do Sistema de Acoplamento Capacitivo Utilizando o Cabo Pára-Raios Isolado em uma Linha de Transmissão.	172
4.7.1 - Modelagem e Dimensionamento dos Componentes do Sistema	176
4.7.2 - Comportamento em Regime Permanente	185
4.7.3 - Comportamento em Regime Transitório	194
4.8 - Conclusões	202

CAPÍTULO V

DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE SISTEMAS ALTERNATIVOS PARA EXTRAÇÃO DE PEQUENOS MONTANTES DE POTÊNCIA DAS LINHA DE TRANSMISSÃO

5.1 - Introdução	206
5.2 - Características das Cargas Rurais	207
5.2.1 - Conversores Mono-Trifásicos	208
5.2.2 - Modelagem das Cargas Motrizes	213
5.2.3 - Cargas de Iluminação e Aquecimento.	221
5.3 - Acoplamento Capacitivo com o Cabo Pára-Raios Isolado	221
5.3.1 - Comportamento em Regime Permanente.	228
5.3.2 - Comportamento em Regime Transatório	231
5.4 - Divisor de Tensão Capacitivo	239
5.4.1 - Operação em Regime Permanente	246
5.4.2 - Comportamento em Regime Transitório	248
5.5 - Cabo Pára-Raios Energizado em Média Tensão	250
5.5.1 - Operação em Regime Permanente	254
5.5.2 - Operação em Regime Transitório	257
5.6 - Aspectos Econômicos	261
5.7 - Conclusões	266

CAPÍTULO VI
CONCLUSÕES GERAIS

Conclusões Gerais	270
Bibliografia	279

LISTA DE FIGURAS

Figura	Legenda	Página
2.1 -	Sistema monofásico com retorno pelo solo	12
2.1a -	Legenda para as figuras 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4	13
2.2 -	Sistema monofásico com retorno metálico	14
2.3 -	Sistema trifásico com conexão em delta-aberto	15
2.4 -	Sistema trifásico utilizando o retorno pelo solo como uma fase	16
2.5 -	Cadeia de isoladores rígida com hastes centelhadoras	18
2.6 -	Divisor de tensão capacitivo	23
2.7 -	Circuito equivalente de Thévenin do divisor de tensão capacitivo	23
2.8 -	Acoplamento capacitivo entre os condutores de uma linha de transmissão	24
2.9 -	Utilização do acoplamento capacitivo com o cabo pára-raios	26
3.1 -	Circuito equivalente elementar de uma linha de transmissão monofásica	31
3.2 -	Modelo de linha de transmissão com resistência concentrada	39
3.3 -	Linha de transmissão de 138 kV com circuito simples	40
3.4 -	Modelo da linha de 138 kV com circuito simples e o cabo pára-raios isolado	44
3.5 -	Circuito equivalente do cabo pára-raios isolado com um capacitor na sua extremidade	45
3.6 -	Tensão no cabo pára-raios isolado com um capacitor de 50 nF aplicado após 50 ms.	46

3.7 -	Linha de 138 kV com 100 km de cabo pára-raios energizado com $34,5/\sqrt{3}$ kV	48
3.8 -	Varição da tensão com a potência. Cabo pára-raios energizado com 19,92 kV e ângulo de fase 0°	52
3.9 -	Varição da tensão com a potência. Cabo pára-raios energizado com 19,92 kV e ângulo de fase -120°	53
3.10 -	Varição da tensão com a potência aparente transmitida pelo cabo pára-raios. Linha principal com um fator de potência 0,90 indutivo	54
3.11 -	Varição da tensão com a potência aparente no cabo pára-raios. Linha principal com carga de fator de potência 0,90 capacitivo	55
3.12 -	Circuito equivalente para o cálculo da impedância aparente referente ao cabo pára-raios	56
3.13 -	Varição da potência máxima em função da potência reativa do banco de capacitores	61
3.14 -	Potência em função do comprimento cabo energizado com tensão em fase com a fase "A" (0°)	63
3.15 -	Potência em função do comprimento cabo pára-raios energizado com tensão em fase com a fase "B"	63
3.16 -	Linha de 138 kV com circuito duplo	64
3.17 -	Modelo da linha de 138 kV com circuito duplo	66
3.18 -	Varição da tensão com a potência cabo pára-raios com carga de fator de potência unitário, energizado com 19,92 kV fase 120°	70
3.19 -	Varição da tensão com a potência cabo pára-raios com carga de fator de potência unitário, energizado com 19,92 kV fase -120°	70

3.20	Variação da potência transmitida em função do comprimento do trecho do cabo pára-raios energizado para uma regulação de tensão de 10%. Cabo pára-raios em fase com a fase “C”	71
3.21 -	Variação da potência transmitida em função do comprimento do trecho de cabo pára-raios energizado para uma regulação de tensão de 10%. Cabo pára-raios em fase com a fase “B”	72
3.22 -	Linha de transmissão de 500 kV	73
3.23 -	Modelo da linha de transmissão de 500 kV com cabo pára-raios energizado em média tensão	74
3.24 -	Variação da tensão com a potência de carga quando o cabo pára-raios é energizado com 19,92 kV -60°	78
3.25 -	Variação da tensão com a potência de carga quando o cabo pára-raios é energizado com 19,92 kV fase 180°	78
3.26 -	Variação da potência transmitida em função do comprimento do trecho de cabo pára-raios energizado com 19,92 kV fase -60°	79
3.27 -	Variação da potência transmitida em função do comprimento do trecho de cabo pára-raios energizado com 19,92 kV fase 0°	80
3.28 -	Análise de ferro-ressonância no sistema constituído pelo cabo pára-raios isolado	81
3.29 -	Circuito equivalente para análise de ferro-ressonância	82
3.30 -	Circuito RLC série	83
3.31 -	Efeitos isolados da tensão induzida e da tensão residual no transformador. Linha de 138 kV	89
3.32 -	Corrente de excitação do transformador devido à tensão residual ($V_c(0)$) isoladamente	91

3.33 -	Tensão no cabo pára-raios quando a fase “B” da linha de 138 kV é desligada	92
3.34 -	Tensão no cabo pára-raios quando o disjuntor alimentador é desligado. Linha de 138 kV em operação normal	93
3.35 -	Tensão no cabo pára-raios com um banco de capacitores de 0,44 μF quando a fase “B” da linha de 138 kV é desligada	95
3.36 -	Tensão no cabo pára-raios com um banco de capacitores de 1,30 μF quando o disjuntor de média tensão é desligado. Linha de 139 kV em operação normal	95
3.37 -	Corrente no transformador para a condição da figura 3.36	96
3.38 -	Tensão no transformador após o desligamento do disjuntor de média tensão. Linha de 138 kV com circuito duplo	97
3.39 -	Tensão no transformador após o desligamento do disjuntor de média tensão. Linha de 500 kV	98
3.40 -	Tensão no cabo pára-raios com banco de capacitores de 3,5 μF após o desligamento do disjuntor. Linha de 138 kV com circuito duplo	99
3.41 -	Tensão no cabo pára-raios com banco de capacitores de 6,2 μF após o desligamento do disjuntor. Linha de 500 kV	99
3.42 -	Corrente no transformador para a situação da figura 3.41	101
3.43 -	Curto-circuito fase-terra na linha principal. Curto circuito ocorrendo na fase “b”	103
3.44 -	Descarga atmosférica atingindo a torre	104
3.45 -	Descarga atmosférica atingindo o cabo pára-raios no meio do vão	105
3.46 -	Modelo para a simulação de uma descarga atmosférica	107
3.47 -	Frente de onda de uma descarga de 20 kA	109

3.48 -	Tensão no cabo pára-raios, isolado com hastes centelhadoras, submetido a uma descarga de 20 kA, no meio do vão. Tensão nas torres “A”, “B” e “C”	109
3.49 -	Tensão no cabo pára-raios aterrado diretamente nas torres submetido a uma descarga de 20 kA no meio do vão. Tensão nas torres “A”, “B” e “C”	110
4.1 -	Circuito equivalente do acoplamento capacitivo	115
4.2 -	Comportamento da tensão na carga	119
4.3 -	Tensão na carga regulada por um indutor variável em paralelo com a carga	123
4.4 -	Indutor variável em paralelo com a carga	124
4.5 -	Variação da reatância X_l com a potência de carga	131
4.6 -	Tensão na carga para o ajuste discreto do indutor paralelo, carga com fator de potência unitário	132
4.7 -	Tensão na carga para o ajuste discreto do indutor paralelo carga com fator de potência 0,80 indutivo	134
4.8 -	Indutor variável controlado a tiristores	136
4.9 -	Circuito equivalente do acoplamento capacitivo com um indutor sintonizado em série	139
4.10 -	Diagrama vetorial do acoplamento capacitivo	140
4.11 -	Sistema de acoplamento capacitivo com bancos de capacitores e indutor sintonizado	142

4.12 -	Diagrama vetorial do divisor de tensão capacitivo com indutor sintonizado. (a) Sistema sem carga; (b) Sistema com carga de fator de potência unitário	143
4.13 -	Diagrama vetorial para a condição de carga com fator de potência indutivo	143
4.14 -	Diagrama vetorial para a condição de carga com fator de potência capacitivo	144
4.15 -	Condutor isolado próximo a uma linha de transmissão	146
4.16 -	Acoplamento capacitivo com um condutor isolado	146
4.17 -	Indutor sintonizado conectado no primário do transformador	148
4.18 -	Indutor sintonizado conectado no secundário do transformador	148
4.19 -	Indutor sintonizado subdividido entre o primário e o secundário de transformador	149
4.20 -	Diagrama vetorial do sistema com indutor secundário operando com carga de fator de potência unitário	151
4.21 -	Diagrama vetorial do sistema com indutor secundário operando com carga de fator de potência indutivo	151
4.22 -	Diagrama vetorial do sistema com indutor secundário operando com carga de fator de potência capacitivo	152
4.23 -	Sistema de acoplamento capacitivo com o condutor isolado. Regulador de tensão instalado após a linha monofásica	163
4.24 -	Circuito equivalente considerando uma linha monofásica entre o regulador de tensão e o condutor isolado	164
4.25 -	Regiões de alta e baixa permeabilidade magnética	166
4.26 -	Núcleo de ferro com entreferro	167

4.27 -	Característica de magnetização da chapa de aço silício de grão não orientado com 0,50 mm de espessura tipo E-125 ACESITA	170
4.28 -	Variação da indutância com o entreferro para a chapa de aço silício de grão não orientado E-125 (ACESITA)	171
4.29 -	Característica de excitação de um indutor com núcleo de ferro e 0,40% de entreferro	173
4.30-	Linha de transmissão de 345 kV	174
4.31 -	Sistema de captação de energia com o indutor sintonizado entre o cabo pára-raios e a linha monofásica	175
4.32 -	Sistema de captação de energia com o indutor sintonizado após a linha monofásica	176
4.33 -	Trecho de cabo pára-raios isolado	178
4.34 -	Circuito equivalente de um transformador monofásico de dois enrolamentos	182
4.35 -	Característica de magnetização da chapa de aço silício de grão orientado de 0,30 mm de espessura - ACESITA	185
4.36 -	Tensão para potência de carga de 2,5 kVA	188
4.37 -	Tensão para potência de carga de 1,25 kVA	188
4.38 -	Tensão para potência de carga de 25 kVA	189
4.39 -	Tensão para potência de carga de 37,5 kVA	189
4.40 -	Queda de tensão e corrente no indutor para uma potência de carga de 2 kVA	190
4.41 -	Queda de tensão e corrente no indutor para uma potência de carga de 1,25 kVA	190

4.42 -	Queda de tensão e corrente no indutor para uma potência de carga de 25 kVA	191
4.43 -	Queda de tensão e corrente no indutor para uma potência de carga de 37,5 kVA	191
4.44 -	Tensão no secundário do transformador para uma sobrecarga de 100%	193
4.45 -	Queda de tensão no indutor para uma sobrecarga de 100%	193
4.46 -	Tensão no secundário do transformador para uma sobrecarga de 400%	194
4.47 -	Queda de tensão no indutor para uma sobrecarga de 400%	195
4.48 -	Circuito equivalente do sistema de acoplamento capacitivo	196
4.49 -	Tensão na carga quando 20% da carga é desligada após 50 ms aproximadamente	197
4.50 -	Corrente no indutor sintonizado quando 20% da carga é desligada após 50 ms	198
4.51 -	Tensão na carga quando 50% da carga é desligada após 50 ms aproximadamente	199
4.52 -	Tensão na carga quando 60% de carga é desligada após 50 ms aproximadamente	199
4.53 -	Corrente no indutor quando 60% de carga é desligada após 50 ms aproximadamente	200
4.54 -	Queda de tensão no indutor. Curto-circuito ocorre após 50 ms	201
4.55 -	Corrente no indutor. Curto-circuito ocorre após 50 ms	202
5.1 -	Conversor estático mono-trifásico e autotransformador	211

5.2 -	Conversor estático mono-trifásico a reator	211
5.3 -	Condição de partida	212
5.4 -	Chaveamento de partida do conversor a autotransformador	213
5.5 -	Circuito equivalente do motor de indução no domínio d-q-0. (a) Eixo zero; (b) Eixo d ou q.	214
5.6 -	Modelo elétrico do sistema mecânico	216
5.7 -	Modelo elétrico da carga no eixo do motor	218
5.8 -	Corrente de partida nos terminais do motor de 5 CV	219
5.9 -	Diagrama de ligação utilizado nos testes de operação do motor-conversor	220
5.10 -	Oscilograma da corrente na linha monofásica durante a partida do motor obtido pela simulação digital	221
5.11 -	Oscilograma da corrente na linha monofásica durante a partida do motor obtido em um teste de laboratório	221
5.12 -	Características geométricas da estrutura de uma linha de 500 kV	223
5.13 -	Sistema de extração de potência de 100 kVA através do acoplamento capacitivo com o cabo pára-raios isolado em uma linha de transmissão de 500 kV	229
5.14 -	Correntes nos terminais do motor	234
5.15 -	Correntes nos terminais do motor nos 100 ms finais	234
5.16 -	Queda de tensão no indutor	235
5.17 -	Tensão na carga	235
5.18 -	Tensão no cabo pára-raios durante a partida do motor de 20 CV	236
5.19 -	Tensão na carga durante a partida e desligamento do motor. Sistema com 80 kVA de carga	237

5.20 -	Tensão na carga durante a partaída e desligamento do motor. Sistema com 40 kVA de carga	237
5.21 -	Tensão na carga durante a partida e o desligamento de um motor de 5 CV. Sistema com uma carga de 40 kVA	239
5.22 -	Tensão na linha monofásica após a desconexão do transformador durante a partida do motor de 20 CV	239
5.23 -	Divisor de tensão capacitivo conectado à linha de 500 kV	241
5.24 -	Sistema de 100 kVA empregando o divisor de tensão capacitivo em uma linha de 500 kV	246
5.25 -	Queda de tensão no banco de capacitores C_2 durante a desconexão do motor de 20 CV	250
5.26 -	Queda de tensão no banco de capacitores C_2 durante a desconexão do transformador	251
5.27 -	Cabo pára-raios isolado energizado em 34,5 kV	254
5.28 -	Tensão no transformador de baixa tensão na simulação de ferro-ressonância	259
5.29 -	Corrente no transformador de baixa tensão na simulação de ferro-ressonância	260
5.30 -	Tensão no transformador durante a simulação de ferro-ressonância com o banco de capacitores de 3,20 μ F.	261
5.31 -	Corrente no transformador durante a simulação de ferro-ressonância com o banco de capacitores de 3,20 μ F	261

LISTA DE TABELAS

Tabela	Legenda	Página
3.1 -	Característica dos condutores da linha de transmissão da figura 3.3	41
3.2 -	Parâmetros modais da linha de 138 kV a 60 Hz	42
3.3 -	Matriz de transformação modal $[T_i]$ determinada para uma frequência de 60 Hz. A parte imaginária foi desprezada	42
3.4 -	Matriz de capacitâncias da linha de 138 kV em nF/km	43
3.5 -	Tensão induzida no cabo pára-raios para diversas situações de energização da linha principal	47
3.6 -	Tensão na extremidade final do cabo pára-raios sem carga quando este é energizado com 19,92 kV e diferentes ângulos de fase	49
3.7 -	Tensão e potência na carga. Cabo pára-raios energizado com 19,92 kV e com carga resistiva de 3.000 ohms de impedância	50
3.8 -	Variação percentual e regulação de tensão	51
3.9 -	Tensão terminal no cabo pára-raios quando este é energizado com 19,92 kV ângulo de fase 0°	57
3.10 -	Tensão terminal no cabo pára-raios quando este é energizado com 19,92 kV ângulo de fase -120°	58
3.11 -	Impedância equivalente do cabo pára-raios energizado com 19,92 kV fase 0°	58
3.12 -	Impedância equivalente do cabo pára-raios energizado com 19,92 kV fase -120°	59
3.13 -	Característica dos condutores da linha de transmissão de 138 kV com circuito duplo	65

3.14 -	Tensão na extremidade final do cabo pára-raios sem carga, tensão aplicada 19,92 kV	67
3.15 -	Tensão e potência na extremidade final do cabo pára-raios com uma carga resistiva de 3.000 ohms de impedância	68
3.16 -	Variação percentual e regulação de tensão no cabo pára-raios	69
3.17 -	Características dos condutores da linha de transmissão de 500 kV	73
3.18 -	Tensão na extremidade do cabo pára-raios. Cabo pára-raios sem carga	75
3.19 -	Tensão na extremidade cabo do pára-raios. Cabo pára-raios com carga resistiva de 3.000 ohms	76
3.20 -	Variação percentual e regulação de tensão	77
3.21 -	Banco de capacitores para minimizar o efeito devido à ferro-ressonância	100
3.22 -	Parâmetros modais da linha de 138 kV calculados para a frequência de 500 kHz	107
3.23 -	Matriz de transformação modal $[T_i]$ para a linha de 138 kV calculada na frequência de 500 kHz	108
4.1 -	Valores de X_{L1} e X_{L2} para cargas com ângulo de impedância $\phi = -10^\circ$	128
4.2 -	Valores de X_{L1} e X_{L2} para cargas com ângulo de impedância $\phi = 0^\circ$	129
4.3 -	Valores de X_{L1} e X_{L2} para cargas com ângulo de impedância $\phi = 10^\circ$	129
4.4 -	Valores de X_{L1} e X_{L2} para cargas com ângulo de impedância $\phi = 30^\circ$	130
4.5 -	Valores em pu para o ajuste discreto do indutor paralelo carga com fator de potência unitário	133

4.6 -	Valores em pu para o ajuste discreto do indutor paralelo, carga com fator de potência 0,80 indutivo	135
4.7 -	Características dos condutores da linha de transmissão de 345 kV	173
4.8 -	Parâmetros modais da linha de 345 kV	177
4.9 -	Matriz de capacitâncias para linha de 345 kV (nF/km)	177
4.10 -	Parâmetros da linha monofásica	179
4.11 -	Resultados das simulações em regime permanente	186
5.1 -	Dados nominais do motor de indução de 5 cv	217
5.2 -	Parâmetros do circuito equivalente do motor de indução de 5 cv	217
5.3 -	Parâmetros do conversor mono-trifásico	219
5.4 -	Características dos condutores da linha de 500 kV	222
5.5 -	Características do indutor sintonizado	226
5.6 -	Dados nominais do motor de 20 cv	227
5.7 -	Parâmetros do circuito equivalente do motor de 20 cv	227
5.8 -	Parâmetros do conversor mono-trifásico para o motor de 20 cv	227
5.9 -	Simulação em regime permanente do sistema da figura 5.13	231
5.10 -	Característica do indutor sintonizado	245
5.11 -	Resultados da simulação em regime permanente do sistema da figura 5.24	249
5.12 -	Simulação em regime permanente do sistema da figura 5.27. Linha principal sem carga	256
5.13 -	Simulação em regime permanente do sistema da figura 5.27. Linha principal com carga	257
5.14 -	Avaliação de custos do sistema da figura 5.13	264

5.15 -	Avaliação de custos do sistema da figura 5.29	265
5.16 -	Avaliação de custos do sistema da figura 5.27	266

ABSTRACT

In several cases, small rural communities situated in the vicinity of high voltage transmission lines do not benefit from using electrical energy, in that the electrification of such communities by means of conventional substations is not economically viable. Aiming to overcome such situations, this work investigates the main alternative techniques, which at the present, are viable for this purpose.

In this way, proposals for the application as well as suggestions for the dimensioning of three alternative systems which showed to be more adequate to the Brazilian necessities are presented. They are: shield wires energised with medium voltages, isolated shield wires as medium voltage supplies, and capacitive voltage dividers.

By means of digital simulation, studies of steady state and transient performance are carried out, focusing on the phenomenon of ferroresonance in shield wires energised with medium voltages, and on the opening of loads in the capacitive coupled systems.

It is also presented a comparative analysis of these three alternative techniques as well as their financial evaluation.

RESUMO

Em muitos casos, pequenas comunidades rurais, situadas nas proximidades de uma linha de transmissão em alta tensão, não usufruem dos benefícios oriundos da eletricidade, pois a eletrificação destas através de subestações transformadoras convencionais é economicamente inviável. Com o objetivo de contornar estas dificuldades, este trabalho apresenta um estudo sobre as principais técnicas alternativas que, na atualidade, seriam viáveis para tal fim.

Neste sentido, são apresentadas propostas de aplicação e sugestões para o dimensionamento de três sistemas alternativos que se mostraram mais adequados às necessidades nacionais, a saber: cabos pára-raios energizados em média tensão; cabos pára-raios isolados como fonte de média tensão e divisores de tensão capacitivos.

Através de simulações computacionais, são realizados estudos do desempenho em regime permanente de situações transitórias, destacando-se o fenômeno da ferro-ressonância nos cabos pára-raios energizados em média tensão e o desligamento de cargas nas alternativas que utilizam o acoplamento capacitivo.

Apresenta-se ainda uma análise comparativa sobre as três técnicas alternativas citadas e suas respectivas avaliações financeiras.

Palavras Chave:

Suprimento de pequenas cargas rurais;
Cabos pára-raios energizados
Acoplamento capacitivo com cabos pára-raios
Divisores de tensão capacitivos.

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 - ASPECTOS GERAIS

Visando o suprimento de energia elétrica das regiões mais desenvolvidas, novas linhas de transmissão em alta ou extra alta tensão são construídas para o transporte de grandes blocos de energia. Todavia, em muitos casos, essas linhas atravessam regiões mais isoladas do progresso, onde se encontram algumas pequenas povoações e propriedades rurais ainda não eletrificadas. Tal fato gera uma grande expectativa nestas pequenas comunidades, em usufruir dos benefícios oriundos de uma possível eletrificação através da linha que se avizinha.

A presença desses pretensos consumidores, nas proximidades da trajetória de uma linha de transmissão em alta tensão (AT) ou extra tensão (EAT), constitui uma situação conflitante com os interesses regionais. De um lado, a eletrificação proporciona ao homem do campo uma infra-estrutura mínima necessária que permite modernizar sua área de

trabalho, aumentar sua produtividade e levar ao seu lar o conforto da civilização moderna, interrompendo seu êxodo para as grandes concentrações urbanas. De outro lado, há de se reconhecer o problema da extração de uma pequena quantidade de potência (algumas dezenas ou centenas de quilowatts), de uma linha de transmissão em alta ou extra alta tensão, a um custo razoável. De fato, uma eventual análise sobre a viabilidade de uma subestação abaixadora de 500/13,8 kV, por exemplo, demonstrará que a potência mínima a partir da qual a construção dessa se tornaria viável, do ponto de vista investimento/retorno, seria em torno de 600 MVA. Conseqüentemente, as empresas encarregadas da transmissão e distribuição de energia elétrica, sob o ponto de vista econômico, não se sentirão atraídas a prover o suprimento de energia a essas pequenas comunidades.

Retornando à questão dos tipos de pequenos consumidores, além do suprimento de pequenas comunidades rurais, ressalta-se, ainda, a necessidade de pequenas quantidades de potências, em torno de 5 kW a 50 kW, para suprir alguns serviços auxiliares. Tais serviços, como estações repetidoras de microondas, por exemplo, estão localizados ao longo da trajetória da linha de transmissão. Nesse sentido, a proposta de suprir essas pequenas cargas através de outras técnicas que não utilizam subestações abaixadoras convencionais, poderá vir de encontro com as necessidades locais e viabilizar uma eletrificação adequada a essas pequenas comunidades circunvizinhas.

Assim, esse trabalho tem por objetivo propor e analisar as diversas soluções alternativas para suprir consumidores rurais nas proximidades de uma linha de transmissão, tendo em conta os tipos de linhas regionais e procurando a solução mais econômica, robusta e confiável.

1.2 - O ESTADO DA ARTE

Com o objetivo de contornar as dificuldades de ordem econômica de uma subestação transformadora convencional, algumas soluções alternativas tem sido empregadas em várias regiões, dentre as quais pode-se destacar:

- Cabos pára-raios energizados em média tensão;
- Cabos pára-raios isolados como fonte de média tensão;
- Divisores de tensão capacitivos.

A utilização dos cabos pára-raios de uma linha de transmissão em alta tensão energizados em média tensão não é um conceito relativamente novo, em 1960, Andrews e Oakes [2] relataram sobre a utilização do cabo pára-raios energizado com 40 kV ($69/\sqrt{3}$) como um circuito de distribuição monofásico em algumas linhas de 230 kV da Idaho Power Company. Entretanto, com vistas a comprovação do desempenho de um sistema de distribuição em média tensão utilizando cabos pára-raios energizados de linhas de transmissão, em 1985, no Ghana, foi colocado em operação um sistema experimental [1]. Tal sistema consiste na utilização dos dois cabos pára-raios de uma linha de 161 kV energizados com $34,5/\sqrt{3}$ kV, entre Cape Coast e Takoradi. Nesse sistema, ao longo de um trecho de 31 km, supriu-se quatro transformadores monofásicos de 100 kVA com retorno pela terra e, no final do trecho, um sistema trifásico obtido com dois transformadores de 100 kVA ligados em “V”. Com base nos resultados positivos obtidos desse sistema experimental, novos sistemas estão sendo construídos para suprir pequenas cidades e cargas industriais do norte do Ghana em uma linha de 161 kV com 522 km de extensão.

Um sistema utilizando um cabo pára-raios isolado como fonte de média tensão, desenvolvido pela B.G. Checo International Ltda. em consórcio com a Electroperu, suprindo uma pequena comunidade rural, Ñahuimpuquio, situada nos Andes a 4000 m de altitude, foi uma das primeiras experiências publicadas [8]. Esse sistema utiliza um dos dois cabos pára-raios de uma linha de 220 kV, com uma extensão do trecho isolado superior a 20 km de onde se extrai uma potência de 70 kW. Instalações semelhantes estão em operação na Venezuela e na Malásia [13] [14]. Na Venezuela, com 3 km de cabo pára-raios isolado em uma linha de transmissão de 750 kV, obteve-se uma potência de 75 kVA. Na Malásia, uma potência de 100 kVA é conseguida utilizando 40 km de cabo pára-raios isolado em uma linha de 275 kV.

De acordo com as instalações existentes, fica evidente que a utilização do cabo pára-raios isolado para extração de potência das linhas de transmissão está condicionada ao nível de tensão das mesmas e ao comprimento do trecho de cabo pára-raios isolado. Em linhas de transmissão de tensões abaixo de 138 kV, a utilização de bancos de capacitores ligados entre o condutor fase e a terra, compondo um divisor de tensão capacitivo, tem apresentado resultados mais econômicos. Na cidade de Langui, no Peru, existe uma unidade de captação de energia utilizando bancos de capacitores conectados diretamente no condutor fase [12]. Tal unidade, ligada a uma linha de transmissão de 138 kV viabiliza uma potência de saída de 100 kVA. Outras quatro unidades iguais a essa estão sendo comissionadas para a mesma linha.

1.3 - A MOTIVAÇÃO E A ESTRUTURA DA TESE

As exemplificações do item anterior deixaram claro que, muito embora já exista experiência internacional no contexto aqui focado, no Brasil não há, no momento, nenhum sistema semelhante nem mesmo à nível experimental. Apesar desta constatação, desnecessário se faz justificar os motivos pelos quais as alternativas citadas encontrariam grandes perspectivas de uso no país. A título de informação, empresas concessionárias de energia elétrica, como a Eletronorte, tem manifestado fortes intenções no emprego das técnicas alternativas aqui enfocadas, para o suprimento de cargas nas regiões circunvizinhas às suas grandes linhas de transmissão.

Somado aos interesses de utilização, reconhece-se que os artigos relativos à área, embora ricos em informações sobre as constituições físicas dos sistemas em operação, praticamente não oferecem fundamentação científica/tecnológica àqueles iniciantes na especialidade.

Dentro deste contexto surgiu esta tese, cuja principal função, além de oferecer um primeiro texto de referência sobre o tema “Técnicas Alternativas Para o Suprimento Elétrico de Pequenos Consumidores”, também ressalta, modela e propõe soluções para vários problemas operacionais associados às condições de regime permanente e transitório.

Com vistas a atingir estas metas, este trabalho apresenta-se desenvolvido de acordo com a seguinte estrutura:

No capítulo II, apresenta-se as diversas técnicas alternativas para extração de pequenos montantes de potência de uma linha de transmissão em alta ou extra alta tensão, com o objetivo de suprir pequenos consumidores situados nas proximidades das mesmas.

No capítulo III, analisa-se a viabilidade da utilização do cabo pára-raios energizado em média tensão objetivando suprir pequenos consumidores ao longo da rota da linha de transmissão. Nesse capítulo é analisado o problema da queda de tensão devido ao acoplamento do cabo pára-raios com os condutores fases da linha, problemas de ferro-ressonância bem como a forma de minimizá-los em três tipos de linhas de transmissão da região. Finalmente, analisa-se o efeito de descargas atmosféricas nos cabos pára-raios isolados.

No capítulo IV analisa-se a utilização do acoplamento capacitivo como uma forma de se extrair pequenos montantes de potência, detalhando aspectos com respeito aos equipamentos reguladores de tensão. Nesse sentido propõe-se a utilização de indutores com núcleos de ferro associados a um pequeno entreferro, sintonizados com a impedância equivalente da fonte. Finalmente é proposto um modelo de projeto de um sistema utilizando o acoplamento capacitivo. Com relação às situações transitórias devidas aos chaveamentos de cargas, algumas restrições são estabelecidas a esse tipo de sistema.

No capítulo V são projetados três sistemas para o suprimento de pequenos consumidores nas proximidades de uma linha de 500 kV, utilizando o cabo pára-raios energizado em média tensão, divisor de tensão capacitivo e cabo pára-raios isolado. Através da análise dos resultados das simulações destes sistemas em regime permanente e transitório

e de uma avaliação financeira de cada um chega-se a algumas conclusões interessantes com relação a essas técnicas alternativas.

Finalmente, no capítulo VI, apresentam-se as conclusões gerais deste trabalho.

1.4 - OS AVANÇOS OFERECIDOS POR ESTA TESE

Nas etapas descritas anteriormente, identifica-se, dentre outros aspectos, como principais avanços a serem oferecidos por este trabalho, os seguintes pontos:

• procedimentos alternativos à alimentação elétrica de pequenas cargas na região circunvizinha de grandes linhas de transmissão;

• Proposição de modelos para estudos das soluções, considerando os regimes permanente e transitórios;

• Análise operacional e comparativa das propostas de suprimento elétrico alternativos, sob os pontos de vistas de regime permanente e transitório;

• Identificação, propostas de solução e análise computacional de desempenho dos problemas técnicos advindos das diferentes estratégias utilizadas;

• Análise econômica comparativa entre as opções apresentadas;

- Elaboração de um texto que servirá como fonte de consulta e orientação para os técnicos das concessionárias de energia elétrica envolvidas com questões do suprimento de pequenos consumidores ao longo de seus sistemas de transmissão.

CAPÍTULO II

SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA A PEQUENOS CONSUMIDORES NAS PROXIMIDADES DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO EM ALTA TENSÃO

2.1 - INTRODUÇÃO

Este capítulo tem por objetivo apresentar as técnicas para a extração de pequenos montantes de potência das linhas de transmissão em alta ou extra tensão, as quais, em maior ou menor escala, já foram empregadas em alguns países.

Dentre as soluções classicamente apontadas pela literatura especializada, destacam-se:

- A utilização de transformadores de potencial indutivos [9];
- A utilização de cabos pára-raios isolados e energizados em média tensão como uma via direta para o transporte de energia [1];
- A utilização do acoplamento capacitivo com a finalidade de reduzir o nível da alta tensão para média tensão. Nesse caso, destacam-se duas alternativas: o emprego de

cabos pára-raios isolados e o emprego de divisores de tensão constituídos por bancos de capacitores discretos [6] [7] [8] [10].

2.2 - TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Os transformadores de potencial indutivos utilizados na operação de instrumentos como voltímetros, relés e outros dispositivos associados às linhas de alta tensão, possuem basicamente o mesmo princípio de funcionamento que os transformadores de distribuição comuns. Contudo, dada a sua característica adequada aos sistemas de medição, eles apresentam duas importantes diferenças com relação ao transformador de distribuição. Primeiro, a atenção devida para a exatidão da relação de transformação; segundo, a minimização das quedas de tensão nos enrolamentos para evitar erros de relação e de ângulo de fase. Pequenas quedas de tensão são asseguradas pelo projeto com reatância de dispersão pequena e pelo emprego de condutores de cobre de maior bitola. Conseqüentemente, a carga nos transformadores de potencial é limitada por considerações de exatidão, enquanto que nos transformadores de distribuição a limitação de carga baseia-se no aquecimento. Portanto, em bases térmicas, os transformadores de potencial são capazes de suprir cargas acima do seus valores nominais definidos com a finalidade de medição .

A utilização de transformadores de potencial indutivos conectados diretamente na linha de transmissão entre fase e terra, operando dentro do limite de sua capacidade térmica, está limitada em torno de 5 kW a 6 kW por unidade monofásica. Por

consequência, o mesmo deve apresentar uma relação elevada de custo por kW e, sua utilização para a maioria dos casos não é justificável [9].

2.3 - CABOS PÁRA-RAIOS ENERGIZADOS EM MÉDIA TENSÃO

A proposta da distribuição em média tensão através da energização dos cabos pára-raios isolados nas linhas de transmissão em alta tensão não é um conceito novo. Em 1960, Andrews e Oakes [2] relataram sobre a utilização dos cabos pára-raios de uma linha de 230 kV da empresa Idaho Power Company, como um circuito de distribuição monofásica em média tensão ($69/\sqrt{3}$ kV). Mas, foi em 1989 que Iliceto, Cinieri e Casely-Hayaford [1] apresentaram, com maiores detalhes, os resultados de um sistema experimental em operação no Ghana. Neste sistema são propostos quatro diagramas para a utilização do cabo pára-raios energizado em média tensão. Esses diagramas são apresentados nas figuras de 2.1 a 2.4.

Em resumo, esta técnica consiste em isolar adequadamente os cabos pára-raios das linhas de transmissão e energizá-los em média tensão em uma subestação próxima. A partir destes, pode-se suprir pequenos consumidores que se encontram nas proximidades da linha de transmissão, através de transformadores de distribuição padrões de média/baixa tensão protegidos por chaves fusíveis.

Como critério fundamental, essa proposta procura a solução que requer a utilização de equipamentos de distribuição convencionais, padronizados, isentos de

dispositivos eletrônicos sofisticados para propiciar um suprimento de energia seguro e confiável com métodos operacionais simples e ordinários.

O diagrama da figura 2.1 refere-se a um sistema de distribuição monofásico com retorno pelo solo. Esse sistema, também denominado de monofilar, é um sistema de distribuição típico utilizado nas áreas rurais de algumas regiões.

A legenda, para melhor interpretação das figuras 2.1 e subseqüentes, é mostrada na figura 2.1a

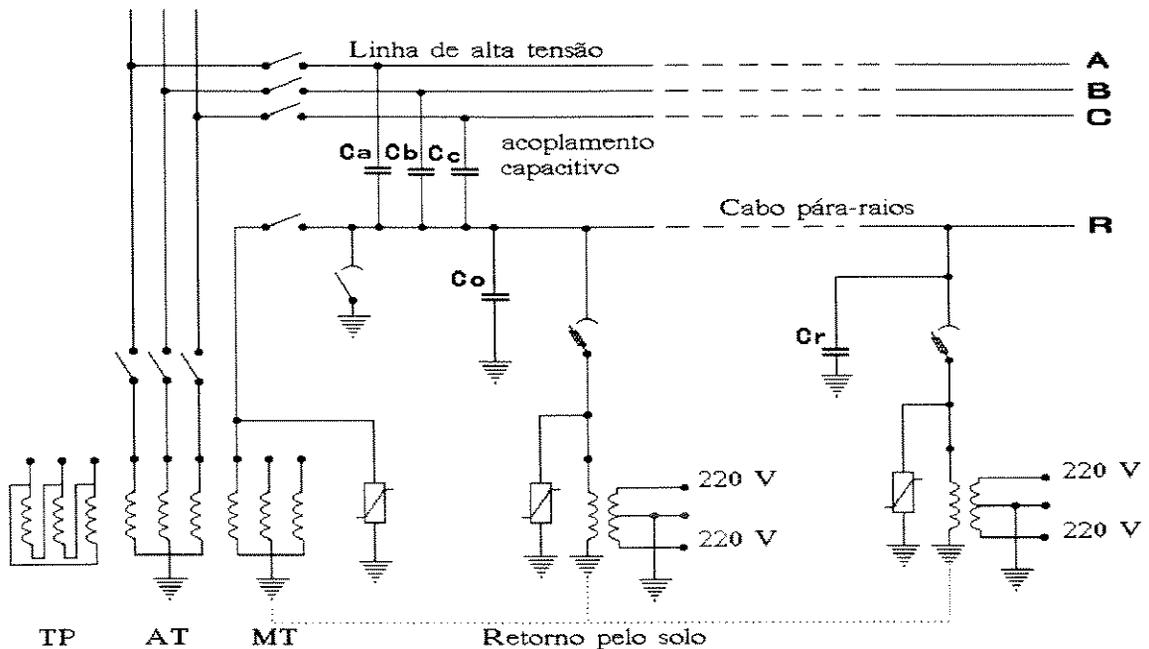


Figura 2.1 - Sistema monofásico com retorno pelo solo.

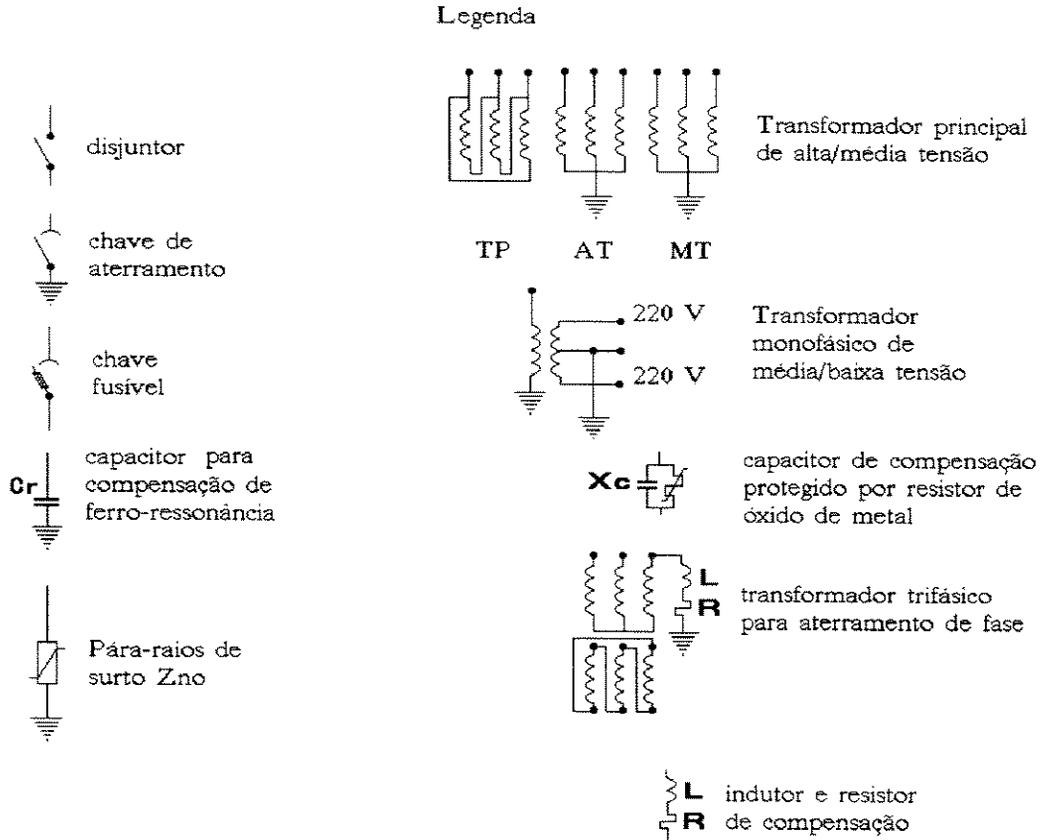


Figura 2.1a - Legenda para as figuras 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4

O esquema da figura 2.2 utiliza uma linha de transmissão com dois cabos pára-raios energizados. Nesse arranjo, os transformadores de distribuição de média/baixa tensão são conectados nos dois cabos pára-raios e, dessa forma, tem-se um retorno metálico. O caminho de retorno pelo solo possui uma resistência elétrica muito menor do que a dos cabos pára-raios típicos. O seu valor pode ser determinado pela expressão: $\pi^2 \cdot f \cdot 10^{-4}$ [ohm/km] [16]; que, para uma frequência de 60 Hz, resulta em um valor de 0,059 ohm/km. Isto equivale a um cabo de alumínio de 484 mm². Entretanto, o retorno pelo solo é um conceito mais econômico em locais onde o solo tem baixa ou média

resistividade, pois o custo dos eletrodos de aterramento será pequeno para o nível de corrente de interesse. O diagrama da figura 2.2 é recomendado para locais onde o circuito de média tensão opera com o neutro isolado ou aterrado através de uma alta impedância.

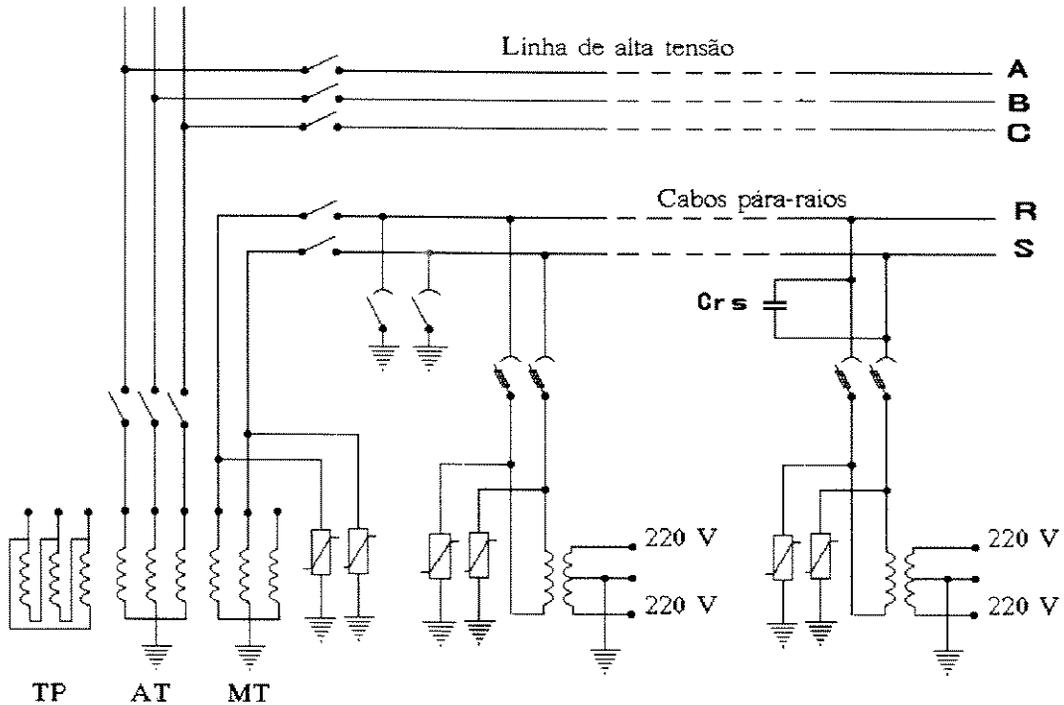


Figura 2.2 - Sistema monofásico com retorno metálico.

O diagrama da figura 2.3 apresenta uma variação do esquema da figura 2.2 com a finalidade de se obter um sistema trifásico. Esse arranjo requer dois cabos para-raios isolados energizados através de duas fases e o neutro do circuito de média tensão aterrado. Nas subestações de distribuição são utilizados dois transformadores de média/baixa tensão monofásicos conectados entre cada cabo para-raios e a terra. Os enrolamentos secundários desses transformadores são conectados em delta-aberto (conexão "V"), possibilitando, a vazio, um sistema trifásico simétrico que pode suprir pequenas cargas trifásicas em adição às

cargas monofásicas. Se for necessário um neutro para esse sistema trifásico, pode-se consegui-lo através de um transformador de aterramento.

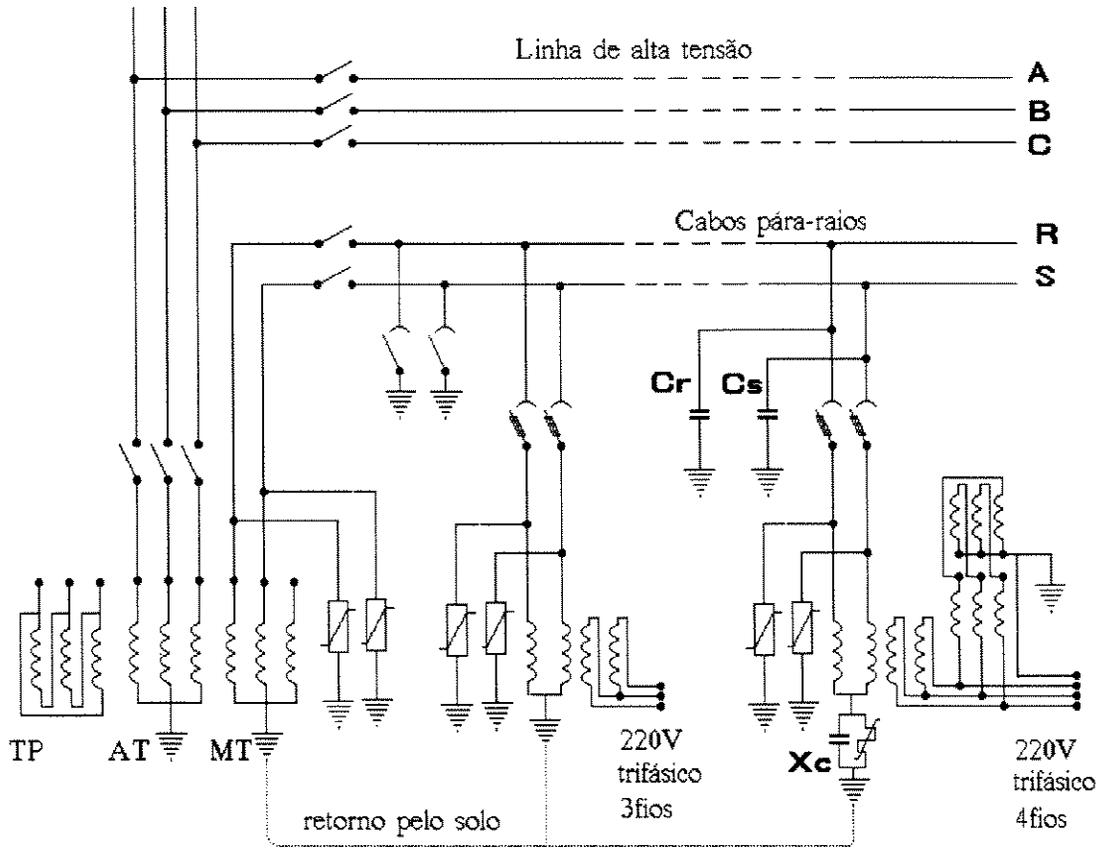


Figura 2.3 - Sistema trifásico com conexão em delta-aberto.

A figura 2.4 apresenta um esquema para um sistema trifásico. O conceito básico proposto é o de se obter uma linha trifásica simétrica, formada pelos dois cabos pára-raios isolado e o caminho de retorno pelo solo, utilizando para tanto, componentes de compensação simples, tais como um resistor-indutor em série com o retorno pelo solo e um capacitor conectado entre os dois cabos pára-raios. A resistência do caminho de retorno pelo solo, como relatada anteriormente, é muito menor que a resistência de qualquer cabo

pára-raios típico, enquanto que a reatância é levemente menor. A capacitância entre os dois cabos é em torno da metade da capacitância entre cada cabo e a terra.

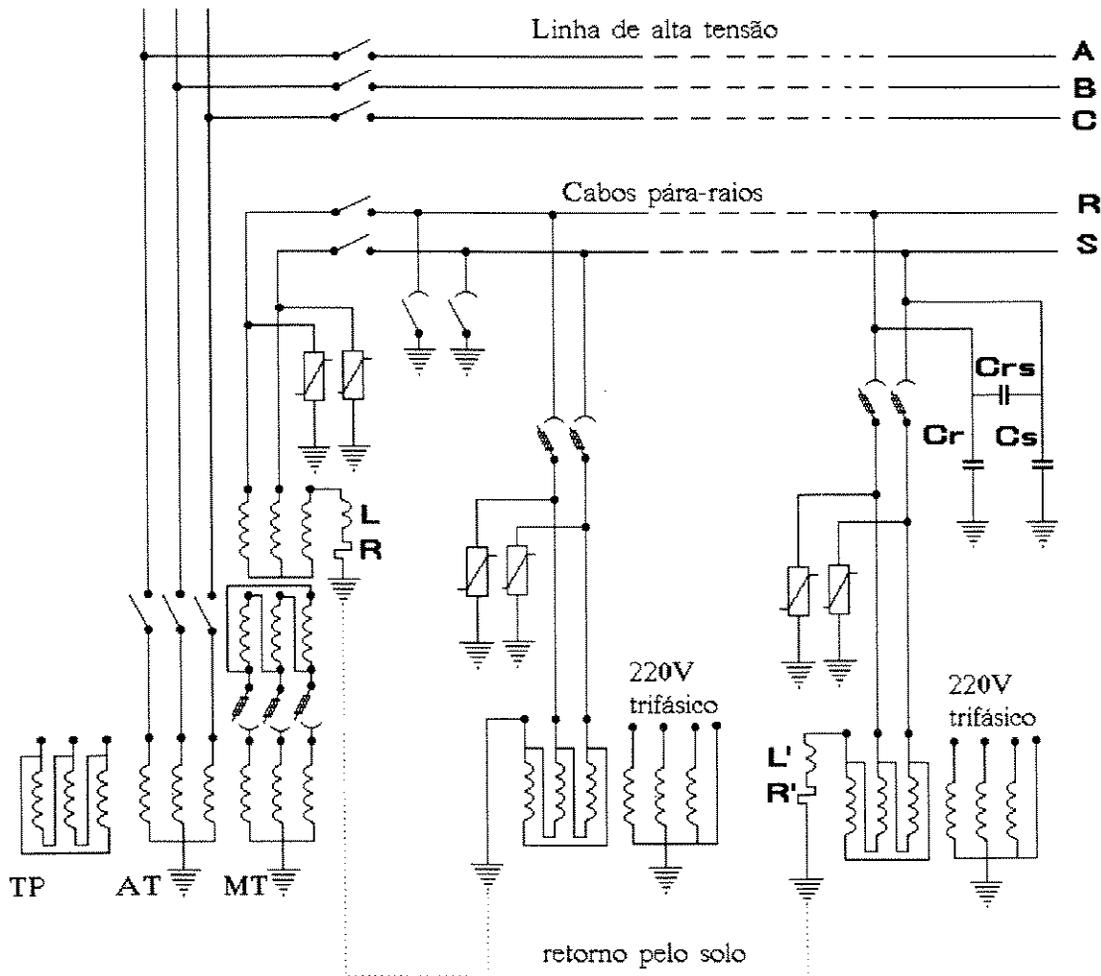


Figura 2.4 - Sistema trifásico utilizando o retorno pelo solo como uma fase.

2. 3.1 - Considerações Sobre o Desempenho da Solução Proposta

A utilização dos cabos pára-raios isolados ao longo de linhas de transmissão em extra alta tensão, que transportam grandes blocos de potência é uma técnica utilizada

pelos americanos, russos e outros países. para reduzir as perdas Joule causada pelas correntes induzidas nos condutores pára-raios. Sabe-se que, nestas linhas, a capacidade de proteção do cabo pára-raios praticamente não se altera quando hastes centelhadoras, com um pequeno espaçamento entre elas (de 10 a 50 mm), são montadas em cada suspensão e o suporte do isolador dos cabos pára-raios [17]. Os cabos pára-raios são, usualmente, seccionados e aterrados em um ponto de cada trecho, ou várias transposições ao longo dos dois cabos pára-raios isolados são realizadas, para limitar as sobretensões induzidas. O caso em consideração difere da prática normal pelas seguintes razões:

i) Os cabos pára-raios são energizados com 10 kV a 30 kV rms com relação à terra em um trecho de 100 km ou mais;

ii) para manter uma isolação adequada e resistir às sobretensões devido aos chaveamentos, as hastes centelhadoras, como mostra a figura 2.5, devem ter um espaçamento entre 100 mm e 300 mm dependendo da tensão de operação.

O tensão do cabo pára-raios é muito pequena em comparação com o potencial de uma frente de onda de uma descarga atmosférica. Pode-se então, esperar que a eficiência de proteção dos mesmos não seja reduzida.

Quando descargas atmosféricas atingem um cabo pára-raios ou uma torre, deverá se estabelecer arcos elétricos nas hastes centelhadoras mais próximas ao ponto de incidência e estas aterrarão o cabo através destes arcos, fazendo com que os mesmos atuem como se estivessem aterrados. Como o cabo pára-raios está energizado a partir de uma subestação transformadora, os arcos estabelecidos nas hastes centelhadoras deverão iniciar um curto-circuito fase-terra. Desta forma, o disjuntor de proteção atuará desenergizando o cabo pára-raios, a menos que a potência do arco se auto extinga rapidamente, como pode

ocorrer quando a corrente de falta é pequena. Este comportamento não deve gerar preocupações, uma vez que é típico em todas as linhas convencionais de média tensão.

A figura 2.5 mostra uma cadeia de isoladores associada com hastes centelhadoras utilizada para a isolação dos cabos pára-raios.

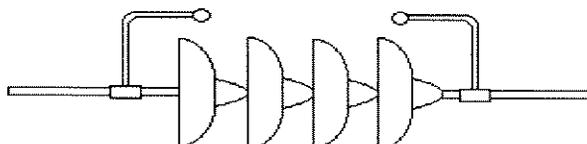


Figura 2.5 - Cadeia de isoladores rígida com hastes centelhadoras.

A altura dos cabo pára-raios de uma linha de alta tensão é maior que a altura dos condutores de uma linha de média tensão convencional. Por este fato, espera-se que a taxa de descargas atmosféricas sofra um acréscimo para um determinado nível de isolação, devido a:

- incidência direta de descargas atmosféricas por causa da maior faixa de exposição da linha;
- sobretensões induzidas pelas incidências de descargas atmosféricas à terra e próximas à linha, pois as amplitudes das sobretensões são aproximadamente proporcionais às alturas dos condutores em relação ao solo.

2.3.2 - Sistemas de Aterramento

Os eletrodos de aterramento e o fluxo contínuo de corrente através do solo devem ser verificados quanto ao aquecimento do solo, tensão de passo e de toque e interferências nas linhas telefônicas. As soluções destas questões são facilitadas pelos baixos valores das correntes fluindo em cada subestação de média/baixa tensão e, por outro lado, pelas grandes dimensões dos sistemas de aterramentos das subestações alimentadoras de alta/média tensão, onde maiores correntes fluem.

É necessário evitar o ressecamento da terra nas proximidades do eletrodo, pois pode ocorrer um aumento descontrolado da resistência (instabilidade térmica). Para verificar se esse fenômeno irá ou não ocorrer, a fórmula de Ollendorff [3] dada pela expressão (2.1) pode ser aplicada.

$$V_e = \sqrt{2 \cdot \lambda \cdot \rho \cdot \vartheta_e} \quad (2.1)$$

Onde:

$V_e \Rightarrow$ potencial do eletrodo com respeito a um ponto de terra remoto [V];

$\vartheta_e \Rightarrow$ elevação de temperatura do eletrodo no solo adjacente, acima da temperatura ambiente [°C];

$\lambda \Rightarrow$ condutividade térmica do solo [W/m.°C];

$\rho \Rightarrow$ resistividade do solo [$\Omega \cdot m$].

A equação (2.1) pode ser aplicada a qualquer forma de eletrodo em solo de resistividade elétrica e condutividade térmica uniformes.

Admitindo uma temperatura ambiente de 40 °C, para evitar uma rápida evaporação da umidade do solo, ϑ_e não deve exceder a 60 °C. Então, considerando $\lambda = 1\text{W/m.}^\circ\text{C}$, a fórmula (2.1) estabelece os seguintes valores máximos aceitáveis para V_e .

$$V_e = 50 \text{ [V] para } \rho = 20 \text{ ohm.m}$$

$$V_e = 110 \text{ [V] para } \rho = 100 \text{ ohm.m}$$

$$V_e = 345 \text{ [V] para } \rho = 1000 \text{ ohm.m}$$

Se a corrente no solo for igual a 10 A ou 50 A, o que equivale a subestações transformadoras de 200 kVA e 1000 kVA em $34,5/\sqrt{3}$ kV, e o menor limite de potencial do eletrodo for aplicado (50 V), o limite da resistência de aterramento será de 5 ohm ou 1 ohm, respectivamente. A correspondente tensão de passo e de toque serão pequenas (usualmente uma pequena fração de 50 V).

A isolação dos cabos pára-raios também causa um crescimento na resistência equivalente de aterramento vista de qualquer torre, isto porque as contribuições das torres próximas são eliminadas, a não ser que algum arco elétrico nas hastes centelhadoras curto-circuite o cabo. Durante uma falha fase-terra entre a linha de alta tensão e uma torre, sem que nenhum arco elétrico se estabeleça nas hastes centelhadoras, a tensão de passo e de toque serão maiores. Sobre esse aspecto, nos sistemas com a perspectiva de distribuição em média tensão através do cabo pára-raios, deve-se ter uma maior limitação na corrente de

curto-circuito fase-terra da linha de alta tensão. Isto ajuda a manter o sistema dentro das regulamentações de segurança para o aterramento de torres.

2.4 - ACOPLAMENTO CAPACITIVO

Quando pequenas comunidades rurais nas vizinhanças de uma linha de transmissão encontram-se muito afastadas de qualquer subestação de transformação, a utilização do cabo pára-raios energizado em média tensão torna-se impraticável, principalmente, pelo fator econômico. Nesse caso, se o custo do acoplamento eletromagnético inviabiliza a transformação de alta/média e média/baixa tensão, uma outra técnica alternativa que pode ser empregada, é o acoplamento eletrostático ou capacitivo [5] [6] [7] [8]. Com esta técnica, a energia é drenada das linhas de transmissão através do campo elétrico para um condutor colocado dentro deste campo ou pelo uso de um banco de capacitores discreto que atua como um divisor de tensão capacitivo.

A significativa vantagem desta opção é que, em contraste com o acoplamento eletromagnético, o custo da transformação da alta/média tensão deve decrescer com a elevação da tensão primária, visto que a energia no campo elétrico é proporcional ao quadrado da tensão.

O acoplamento capacitivo obtido por uma das formas supra citadas, deve ser utilizado para reduzir a tensão do nível de transmissão para um nível compatível com a distribuição em média tensão, viabilizando, através dele, a utilização de transformadores de distribuição convencionais padronizados.

A grande desvantagem desta estratégia é que, quer seja utilizado um condutor isolado dentro do campo elétrico, ou um banco de capacitores, a média tensão obtida apresenta-se em série com uma impedância capacitiva de valor muito elevado. Em consequência disso, tem-se uma fonte de tensão com uma pobre regulação. Nesse caso, faz-se necessário a utilização de equipamentos reguladores de tensão.

2.4.1 - Divisor de Tensão Capacitivo

A figura 2.6 mostra um divisor de tensão constituído por dois bancos de capacitores C_1 e C_2 conectados ao condutor fase de uma linha de transmissão em alta tensão. Nessa figura, V_1 representa a tensão fase-terra da linha de transmissão e V_2 a média tensão compatível com a distribuição. Nesse caso, a relação entre as tensões V_1 e V_2 pode ser obtida por:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{C_1}{C_1 + C_2} \quad (2.2)$$

O circuito equivalente de Thévenin visto por uma carga ligada à linha de média tensão é mostrado na figura 2.7, onde:

$$V_o = V_2 = \frac{C_1}{C_1 + C_2} V_1 \quad (2.3)$$

$$C_o = C_1 + C_2 \quad (2.4)$$

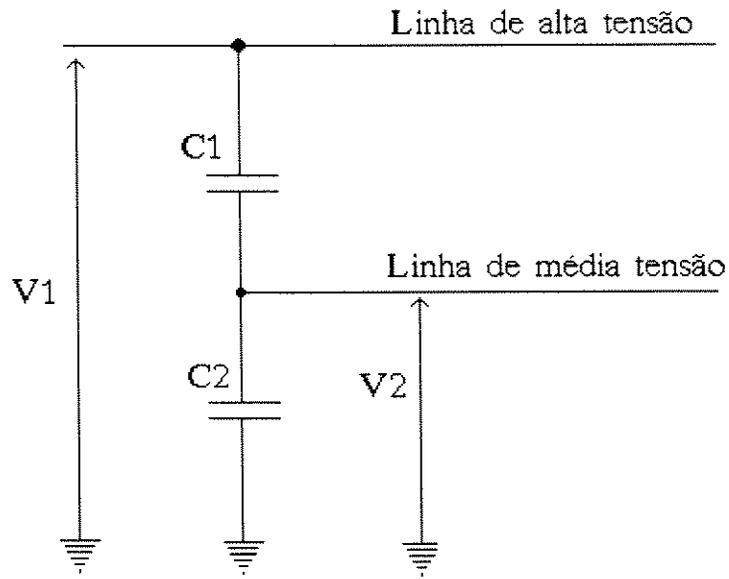


Figura 2.6 - Divisor de tensão capacitivo.

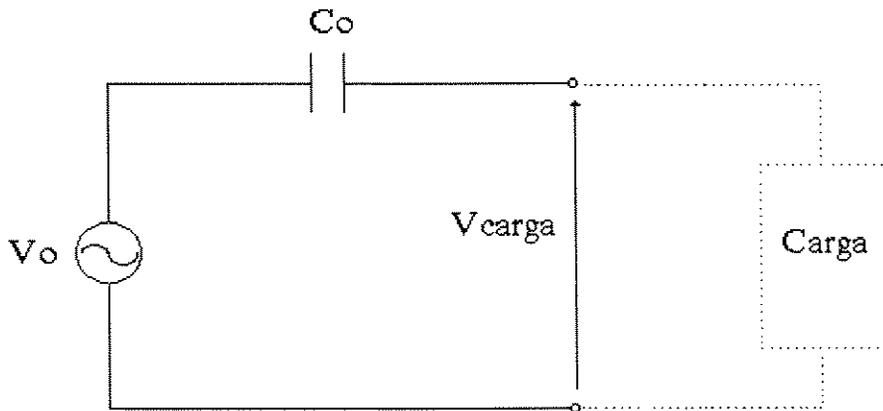


Figura 2.7 - Circuito equivalente de Thévenin do divisor de tensão capacitivo.

2.4.2 - Condutor Isolado

Os diversos condutores de uma linha de transmissão apresentam diferenças de potenciais entre si e também com relação ao solo. Estas diferenças de potenciais promovem a presença de cargas elétricas distribuídas ao longo da superfície dos condutores. Deste modo, uma linha de transmissão e um condutor isolado dentro do seu campo elétrico, comportam-se como uma associação de vários capacitores entre os condutores e o solo. A figura 2.8 mostra o circuito equivalente referente aos condutores "A", "B" e "C" de uma linha de transmissão e um condutor isolado "R" dentro de seu campo elétrico

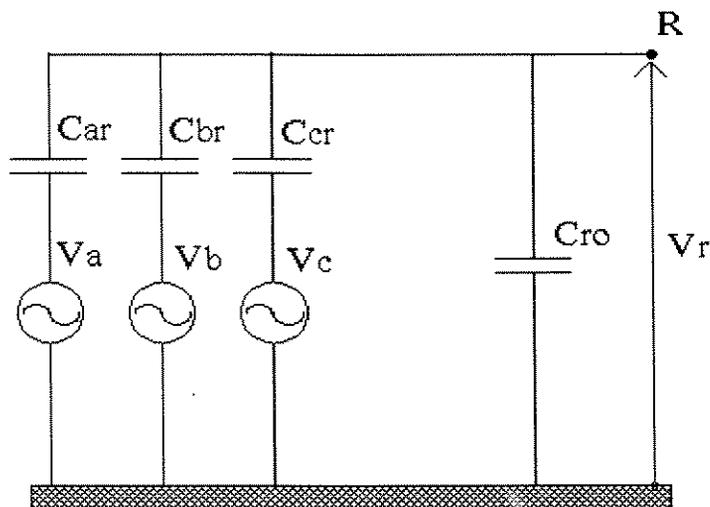


Figura 2.8 - Acoplamento capacitivo entre os condutores de uma linha de transmissão.

Sendo V_a , V_b e V_c as tensões aplicadas, respectivamente, aos condutores das fases A, B e C da linha de transmissão, a tensão induzida no condutor isolado R é determinada por [16]:

$$\dot{V}_r = \frac{\dot{V}_a \cdot C_a + \dot{V}_b \cdot C_b + \dot{V}_c \cdot C_c}{C_a + C_b + C_c + C_r} \quad (2.5)$$

Onde, C_{ar} , C_{br} e C_{cr} são as capacitâncias entre as fases A, B, C e o condutor isolado e C_{ro} a capacitância entre o condutor isolado e o solo. O acoplamento capacitivo com o condutor isolado viabiliza um divisor de tensão capacitivo utilizando, para tanto, as capacitâncias inerentes ao sistema de transmissão. Portanto, o circuito equivalente da fonte de tensão obtida é o mesmo da figura 2.7 e, no caso, os parâmetros do circuito equivalente terão a seguinte definição:

- V_o , é a tensão induzida no condutor isolado ($V_o = V_r$). Seu valor, como mostra a expressão (2.5), é função da alta tensão aplicada aos condutores da linha de transmissão e das capacitâncias de acoplamento destes com o condutor isolado e o solo. O efeito eletromagnético é considerado desprezível na composição da tensão induzida, dessa forma, a tensão não depende do comprimento do condutor isolado;

- C_o , será obtido pela somatória das capacitâncias naturais da linha de transmissão entre as fases e o condutor isolado e entre este e o solo. Este valor é função das características geométricas das torres, dos condutores e do comprimento do condutor isolado ($C_o = C_{ar} + C_{br} + C_{cr} + C_{ro}$).

É evidente que o circuito equivalente da figura 2.7, o qual apresenta uma fonte de tensão (V_o) em série com uma impedância ($\omega \cdot C_o$), terá uma regulação de tensão pobre e, portanto, necessita de equipamentos especiais reguladores de tensão. Tais equipamentos serão analisados com maiores detalhes no capítulo IV, o qual trata esse assunto com maior profundidade.

Uma das grandes vantagens desta alternativa é que o próprio cabo pára-raios isolado pode ser utilizado como condutor isolado, como mostra esquematicamente a figura 2.9. A substituição do banco de capacitores pelo cabo pára-raios isolado pode ser uma medida econômica ao processo. Na figura 2.9 utiliza-se um transformador de três enrolamentos conectado diretamente ao cabo pára-raios, no enrolamento secundário encontra-se a carga e no enrolamento terciário, o equipamento regulador de tensão constituído por reator controlado a tiristores [11].

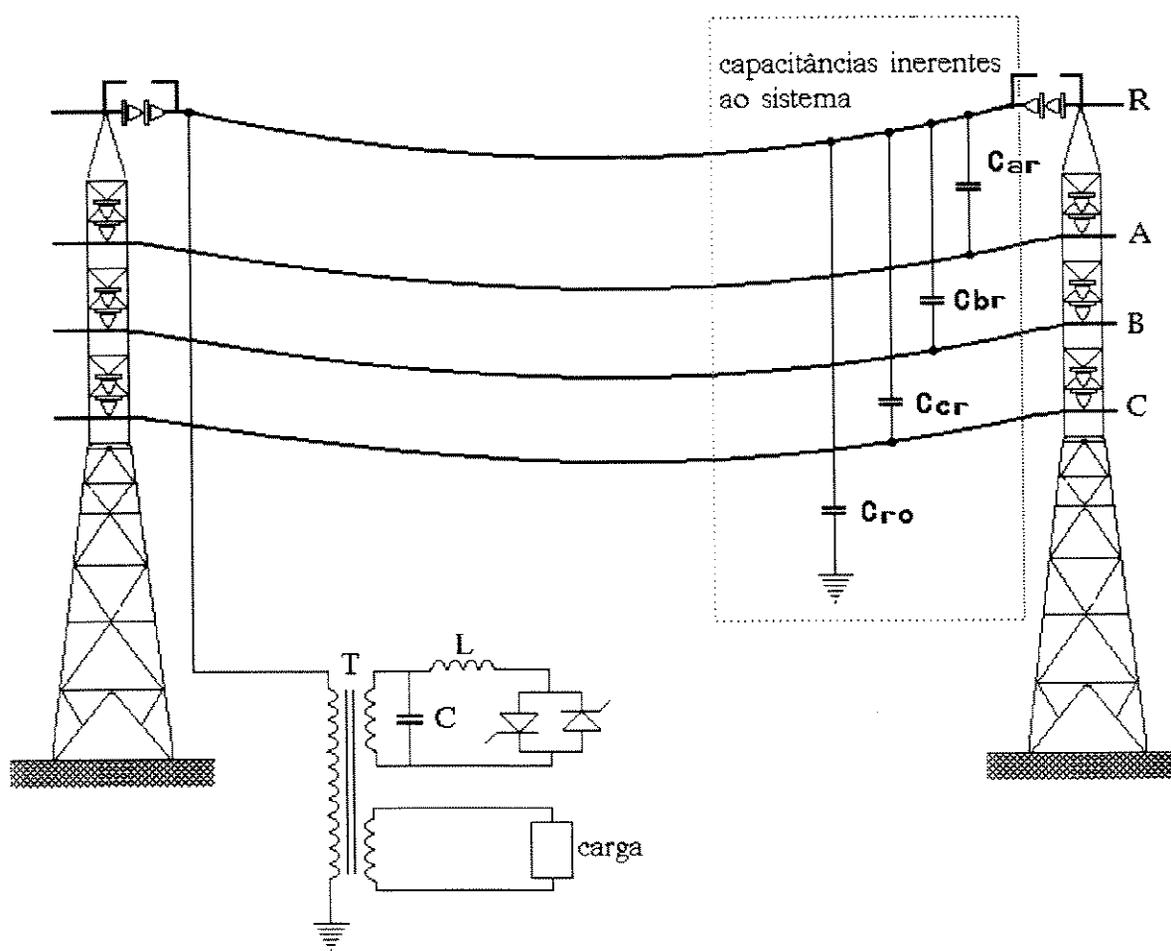


Figura 2.9 - Utilização do acoplamento capacitivo com o cabo pára-raios.

2.5 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

A realidade nacional comprova a necessidade e a existência de várias linhas de transmissão transportando grandes blocos de energia a longas distâncias. Tais linhas atravessam regiões agrícolas mais afastadas e pequenas comunidades que ainda não foram beneficiadas pelo uso da eletricidade. A eletrificação dessas pequenas comunidades com cargas em torno de 50 kVA ou até menos, é um desafio a ser vencido pelos governantes, através das empresas concessionárias. A relação custo/kVA é muito elevada quando se utiliza técnicas convencionais para essas pequenas cargas, de forma que, a solução a ser adotada deverá ter como base uma das alternativas apresentadas neste capítulo, que deverá ser definida, principalmente, de acordo com fundamentos econômicos, praticidade de instalação, manutenção e segurança. Nesse sentido, cada uma das técnicas alternativas relatadas deverá ter sua aplicabilidade assegurada dependendo do caso em análise.

A utilização do cabo pára-raios energizado em média tensão, deverá ser a solução adotada quando várias cargas distribuídas em torno de uma linha de transmissão não se encontram muito distantes de uma subestação.

As cargas mais isoladas deverão fazer uso do acoplamento capacitivo, sendo o cabo pára-raios isolado mais indicado para linhas de transmissão com um nível de tensão de 230 kV ou mais. Níveis de tensões inferiores, requerem, grandes extensões de cabos pára-raios isolados, o que deverá onerar o projeto.

A utilização de divisores de tensão capacitivos conectados diretamente no condutor fase, possibilita a extração subsequente de pequenas potências, pois a sua

utilização dispensa a necessidade de longos trechos de cabos pára-raios isolados. Sendo constituídos por equipamentos estáticos, padronizados, de confiabilidade assegurada e que são projetados para operar continuamente, esse sistema não requer nenhuma manutenção especializada e, isso o torna especialmente adequado para suprir pequenas cargas isoladas. Ainda, devido a sua simplicidade e facilidade de instalação, se o crescimento da carga for tal que justifique a construção de uma subestação convencional, é possível facilmente relocar o sistema de acoplamento capacitivo para outra região onde ele será útil.

Com relação às proteções destes sistemas, estas poderão ser obtidas de forma simples e segura sem fugir aos padrões econômicos do projeto. A utilização de pára-raios, fusíveis e chaves para aterramento deverá constituir-se na filosofia básica de proteção.

Os equipamentos reguladores de tensão deverão ser simples e robustos sem a utilização de sistemas eletrônicos sofisticados que tendem a onerar o projeto. Nesse sentido, far-se-á nos capítulos posteriores, uma análise detalhada de cada uma dessas técnicas alternativas procurando adequá-las aos sistemas de transmissão nacionais onde os critérios econômicos, de confiabilidade e praticidade nortearão o desenvolvimento dos sistemas.

CAPÍTULO III

CABOS PÁRA-RAIOS ENERGIZADOS EM MÉDIA TENSÃO

3.1 - INTRODUÇÃO

Este capítulo tem como objetivo analisar a viabilidade da utilização dos cabos pára-raios de uma linha de transmissão energizados em média tensão a partir de uma subestação intermediária, como uma via direta para suprir pequenas cargas, situadas ao longo da rota dessa linha. Com essa finalidade, pretende-se suprir tais consumidores utilizando transformadores de distribuição convencionais protegidos por simples chaves fusíveis corta-circuitos, com o que é esperado uma minimização do custo da instalação.

Nesse sentido, surgem algumas indagações com relação à utilização do cabo pára-raios como uma via direta para suprir pequenos consumidores em média tensão, tais como:

- Qual o tipo de linha de transmissão mais adequado a essa alternativa?
- Qual o efeito interativo entre a média tensão aplicada e a tensão induzida ?
- Quais os limites de distância e potência que este tipo de aplicação pode apresentar resultados satisfatórios?

- O que se pode fazer dentro de limites econômicos aceitáveis para melhorar a eficiência do sistema?

- Quais os transtornos que este tipo de aplicação pode causar ao sistema de transmissão principal?

As respostas a estas e outras questões que certamente surgirão no transcorrer deste capítulo, definirão sobre a viabilidade de tal procedimento. Para tais elucidaciones, far-se-á a simulação digital de linhas de transmissão típicas regionais considerando os cabos pára-raios energizados em média tensão. Três tipos de linhas de transmissão foram selecionados para as simulações, a saber: uma de 138 kV; outra de 138 kV com circuito duplo e, finalmente, uma de 500 kV. A escolha desses três tipos fundamentou-se na definição do nível da média tensão adotada ($34,5/\sqrt{3}$ kV) e na tensão induzida nos cabos pára-raios. Dentre os três tipos de linhas escolhidos, tem-se uma tensão induzida inferior, em torno do mesmo valor e superior à média tensão aplicada aos cabos pára-raios.

3.2 - MODELAGEM DA LINHA DE TRANSMISSÃO

O modelo da linha de transmissão monofásica pode ser representado pelo circuito equivalente elementar, como mostra a figura 3.1. Nessa figura, R' , L' , C' e G' são os parâmetros distribuídos que caracterizam a linha e Δx o comprimento infinitesimal do modelo elementar [17].

As equações de tensão e corrente extraídas do circuito equivalente de um trecho elementar da linha mostrado na figura 3.1 podem ser escritas da seguinte forma:

$$I(x+\Delta x,t) = I(x,t) - V(x,t) \cdot G' \cdot \Delta x - C' \cdot \Delta x \cdot \frac{\partial V(x,t)}{\partial t} \quad (3.1)$$

$$V(x+\Delta x,t) = V(x,t) - R' \cdot \Delta x \cdot I(x+\Delta x,t) - L' \cdot \Delta x \cdot \frac{\partial I(x+\Delta x,t)}{\partial t}$$

onde:

- $\Delta x \Rightarrow$ comprimento do trecho elementar da linha [km]
- $L' \Rightarrow$ indutância da linha [H/km]
- $C' \Rightarrow$ capacitância da linha [F/km]
- $R' \Rightarrow$ resistência da linha [Ω /km]
- $G' \Rightarrow$ admitância da linha [mho/km]

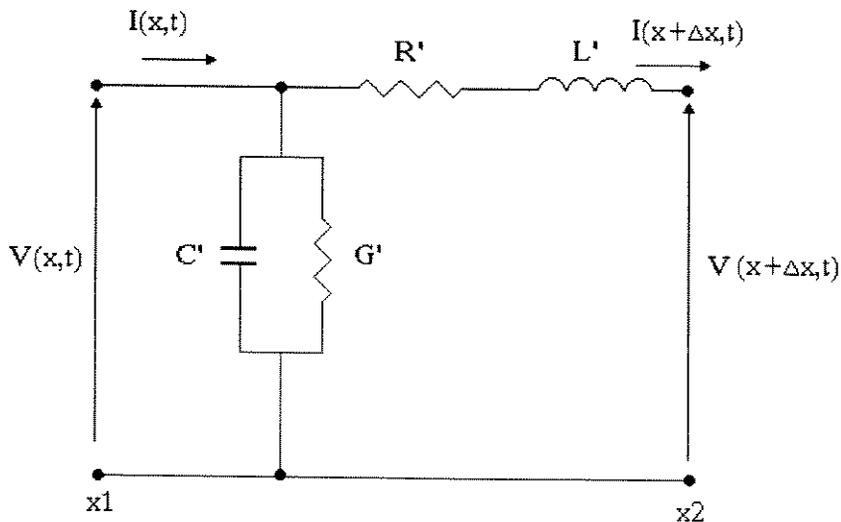


Figura 3.1 - Circuito equivalente elementar de uma linha de transmissão monofásica

Dividindo as equações (3.1) por Δx e tomando o limite quando Δx tende a zero, tem-se, por definição, as derivadas parciais da tensão e da corrente, que são dadas por:

$$\frac{-\partial \mathbf{V}}{\partial x} = \mathbf{R}' \cdot \mathbf{I} + \mathbf{L}' \frac{\partial \mathbf{I}}{\partial t} \quad (3.2)$$

$$\frac{-\partial \mathbf{I}}{\partial x} = \mathbf{G}' \cdot \mathbf{V} + \mathbf{C}' \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial t}$$

onde, por simplicidade, adota-se:

$$\mathbf{V} = \mathbf{V}(x,t)$$

$$\mathbf{I} = \mathbf{I}(x,t)$$

Generalizando o sistema de equações (3.2) para uma linha de transmissão polifásica com parâmetros mutuamente acoplados, tem-se:

$$\frac{-\partial \mathbf{V}}{\partial x} = [\mathbf{R}'] \cdot \mathbf{I} + [\mathbf{L}'] \frac{\partial \mathbf{I}}{\partial t} \quad (3.3)$$

$$\frac{-\partial \mathbf{I}}{\partial x} = [\mathbf{G}'] \cdot \mathbf{V} + [\mathbf{C}'] \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial t}$$

Na expressão (3.3), \mathbf{V} e \mathbf{I} são os vetores de tensão e corrente das fases.

$$\mathbf{V} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ \vdots \\ V_m \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{I} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ \vdots \\ i_m \end{bmatrix}$$

$[L']$, $[R']$, $[G']$ e $[C']$ são os parâmetros distribuídos na forma matricial, tais como:

$$[L'] = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & \dots & L_{am} \\ L_{ba} & L_{bb} & \dots & L_{bm} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ L_{ma} & L_{mb} & \dots & L_{mm} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

A partir do sistema de equações diferenciais parciais (3.3), chega-se a:

$$\frac{\partial^2 \mathbf{V}}{\partial x^2} = [R'] \cdot [G'] \cdot \mathbf{V} + \{[L'] \cdot [G'] + [R'] \cdot [C']\} \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial t} + [L'] \cdot [C'] \cdot \frac{\partial^2 \mathbf{V}}{\partial t^2} \quad (3.5)$$

$$\frac{\partial^2 \mathbf{I}}{\partial x^2} = [R'] \cdot [G'] \cdot \mathbf{I} + \{[L'] \cdot [G'] + [R'] \cdot [C']\} \frac{\partial \mathbf{I}}{\partial t} + [L'] \cdot [C'] \cdot \frac{\partial^2 \mathbf{I}}{\partial t^2}$$

A solução do sistema de equações (3.5) tem como resultado, funções que descrevem o comportamento da tensão e da corrente ao longo da linha. Fazendo $[R'] = [G'] = 0$, isto é, particularizando para o caso de linhas sem perdas, o sistema de equações (3.5) pode ser escrito de forma simplificada como a seguir:

$$\frac{\partial^2 \mathbf{V}}{\partial x^2} = [L'] \cdot [C'] \cdot \frac{\partial^2 \mathbf{V}}{\partial t^2} \quad (3.6)$$

$$\frac{\partial^2 \mathbf{I}}{\partial x^2} = [L'] \cdot [C'] \cdot \frac{\partial^2 \mathbf{I}}{\partial t^2}$$

A solução do sistema de equações (3.6) é mais complexa devido à presença de elementos fora da diagonal nas matrizes $[L']$ e $[C']$, os quais representam o acoplamento mútuo entre as diferentes fases.

Em uma linha de transmissão considerada simétrica, como no caso das linhas continuamente transpostas, todas as suas constantes matriciais são constituídas por apenas dois elementos distintos. Os elementos que representam as impedâncias ou admitâncias próprias de cada fase, que constituem a diagonal principal, e os elementos fora da diagonal que representam o acoplamento mútuo entre as fases. Portanto, a matriz (3.4) se reduz a:

$$[L'] = \begin{bmatrix} L_s & L_m & \dots & L_m \\ L_m & L_s & \dots & L_m \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ L_m & L_m & \dots & L_s \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Onde:

$L_s \Rightarrow$ indutância própria da fase

$L_m \Rightarrow$ indutância mútua entre duas fases.

Mas, se tal simetria não é verdadeira, como no caso das linhas aéreas não transpostas, isto é, se as impedâncias ou admitâncias próprias e os acoplamentos mútuos entre as diferentes fases não são exatamente iguais entre si, mesmo assim as constantes matriciais dessa linha de transmissão possuem simetria com relação à diagonal principal. Tal fato possibilita a diagonalização dessas constantes matriciais através de seus autovalores e autovetores. Com isto os parâmetros matriciais do sistema de equações diferenciais parciais (3.5) tornam-se desacoplados e, conseqüentemente, de solução mais simples.

3.2.1 - Notação Modal

A transformação modal consiste em diagonalizar os parâmetros matriciais da linha de transmissão através de seus autovalores e autovetores. O sistema de equações (3.6) escrito no domínio modal é definido por: [15]

$$\frac{\partial^2 \mathbf{V}_{\text{modal}}}{\partial x^2} = [\mathbf{L}'_{\text{modal}}] \cdot [\mathbf{C}'_{\text{modal}}] \cdot \frac{\partial^2 \mathbf{V}_{\text{modal}}}{\partial t^2}$$

(3.8)

$$\frac{\partial^2 \mathbf{I}_{\text{modal}}}{\partial x^2} = [\mathbf{L}'_{\text{modal}}] \cdot [\mathbf{C}'_{\text{modal}}] \cdot \frac{\partial^2 \mathbf{I}_{\text{modal}}}{\partial t^2}$$

Sendo as matrizes $[L'_{\text{modal}}]$ e $[C'_{\text{modal}}]$ matrizes diagonais, o sistema de equações (3.8) é desacoplado e cada modo pode ser resolvido, independentemente um do outro, utilizando um algoritmo de ondas viajantes em linhas monofásicas. Uma vez solucionado o sistema de equações (3.8) no domínio modal, a transformação das grandezas no domínio modal para o domínio da fase pode ser obtida pelo sistema de equações lineares a seguir [19]:

$$\mathbf{V}_{\text{fase}} = [\mathbf{T}_V] \cdot \mathbf{V}_{\text{modal}} \quad (3.9)$$

$$\mathbf{I}_{\text{fase}} = [\mathbf{T}_I] \cdot \mathbf{I}_{\text{modal}}$$

Onde $[\mathbf{T}_V]$ e $[\mathbf{T}_I]$ são as matrizes de transformação modal para tensões e correntes respectivamente. Estas são matrizes quadradas cuja ordem corresponde ao número de fase do sistema. A matriz $[\mathbf{T}_V]$ é a matriz de autovetores do produto $[\mathbf{Z}'_{\text{fase}}] \cdot [\mathbf{Y}'_{\text{fase}}]$, onde: $[\mathbf{Z}'_{\text{fase}}] = [\mathbf{R}'] + j\omega [\mathbf{L}']$ e $[\mathbf{Y}'_{\text{fase}}] = [\mathbf{G}'] + j\omega [\mathbf{C}']$. A matriz $[\mathbf{T}_I]$ está relacionada com a matriz $[\mathbf{T}_V]$ através de:

$$[\mathbf{T}_I]^{-1} = [\mathbf{T}_V]^T \quad (3.10)$$

As matrizes de impedância e admitância no domínio modal e no domínio de fase estão relacionadas por:

$$[Z'_{\text{modal}}] = [T_v]^{-1} \cdot [Z'_{\text{fase}}] \cdot [T_i] \quad (3.11)$$

$$[Y'_{\text{modal}}] = [T_i]^{-1} \cdot [Y'_{\text{fase}}] \cdot [T_v]$$

Para programas de transitórios com base em métodos no domínio da frequência, a transformação entre as grandezas de fase e as grandezas modais é simples e direta. Mas, programas de transitórios com base no domínio do tempo, tal como o utilizado neste trabalho (EMTP), a transformação é mais complicada. Isto porque, teoricamente, as matrizes de transformação modal $[T_v]$ e $[T_i]$ são complexas e dependentes da frequência. Contudo, tem-se verificado para as linhas de transmissão aéreas, que essas matrizes ($[T_i]$ e $[T_v]$) podem ser aproximadas por matrizes reais e independentes da frequência com suficiente precisão, dentro de uma faixa de frequência que vai de 10 Hz até 10 kHz [18].

A transformação modal aplicada aos parâmetros de uma linha de transmissão aérea e simétrica, isto é, continuamente transposta, pode ser entendida como um caso especial da modelagem das linhas não transpostas. Pois, em uma linha continuamente transposta de M fases existirá somente dois modos distintos; o modo de seqüência zero e $(M - 1)$ modos iguais de seqüência positiva, como mostra-se a seguir, esquematicamente, a transformação aplicada à matriz (3.7). Enquanto que em uma linha aérea não transposta ter-se-á M modos distintos.

$$\begin{bmatrix} L_s & L_m & \dots & L_m \\ L_m & L_s & \dots & L_m \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ L_m & L_m & \dots & L_s \end{bmatrix} \text{ diagonalização} \Rightarrow \begin{bmatrix} L_0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & L_1 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & L_1 \end{bmatrix}$$

Na diagonalização anterior, tem-se:

$$L_o = L_s + (M - 1) \cdot L_m \quad (3.12)$$

$$L_1 = L_s - L_m$$

A modelagem de linhas aéreas empregada neste capítulo, considera a linha de transmissão como uma linha não transposta e sem perdas. Para resolver o sistema de equações diferenciais parciais acoplado (3.6), emprega-se a transformação modal e cada modo é resolvido separadamente. Para tanto, utiliza-se um algoritmo de ondas viajantes em linhas monofásicas. A representação das perdas de potência devido às resistências dos condutores nessa modelagem de linha sem perdas, é feita de forma aproximada como a seguir: O programa subdivide automaticamente a linha em duas partes e concentra 1/4 da resistência série em cada extremidade e a metade restante no meio da linha

3.2.2 - Considerações Específicas para Cabos Pára-Raios Isolados

Geralmente, as linhas de transmissão aéreas utilizam cabos de aço de elevada resistência elétrica como cabos pára-raios, visto que estes não são projetados para transmitir potência elétrica e são de menor custo. Apesar deste fato, os estudos subseqüentes analisam a viabilidade da utilização dos cabos pára-raios nas linhas de transmissão já existentes, como uma via direta para suprir, em média tensão, pequenos consumidores situados nas proximidades das mesmas. Procedendo-se desta forma, o sistema de transmissão a ser simulado apresentará uma assimetria maior que dos sistemas usuais. Além da assimetria

devido aos acoplamentos mútuos, haverá também um grande desbalanceamento nos elementos da diagonal da matriz $[R']$ devido ao valor elevado da resistência dos cabos pára-raios isolados. Este fato pode invalidar as considerações feitas sobre as matrizes de transformação modal. Tal problema pode ser contornado considerando a resistência distribuída dos cabos pára-raios com o mesmo valor da resistência dos condutores fases. A diferença entre estes valores é subdividida em duas partes (como mostra a expressão 3.13) e concentrada em cada extremidade do trecho de cabos pára-raios isolado.

$$R1 = \frac{(R'_{cpr} - R'_f) \cdot \ell}{2} \quad (3.13)$$

onde:

$R1 \Rightarrow$ resistência concentrada conectada em cada extremidade do trecho de cabo pára-raios isolado;

$R'_f \Rightarrow$ resistência distribuída do condutor fase;

$R'_{cpr} \Rightarrow$ resistência distribuída do cabo pára-raios;

$\ell \Rightarrow$ comprimento do trecho de cabo pára-raios isolado.

Dessa forma, o modelo simulado da linha será como mostra a figura 3.2.

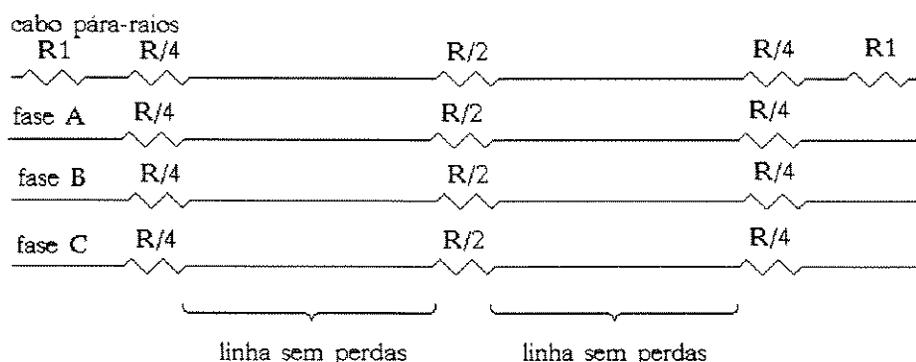


Figura - 3.2 - Modelo de Linha de Transmissão com resistência concentrada.

3.3 - LINHA DE 138 kV COM CIRCUITO SIMPLES

Uma linha de transmissão de 138 kV com características típicas é utilizada para a simulação do sistema de transmissão em média tensão utilizando o cabo pára-raios isolado. As características geométricas das torres de transmissão estão detalhadas na figura 3.3, e, na tabela 3.1, tem-se as características dos condutores.

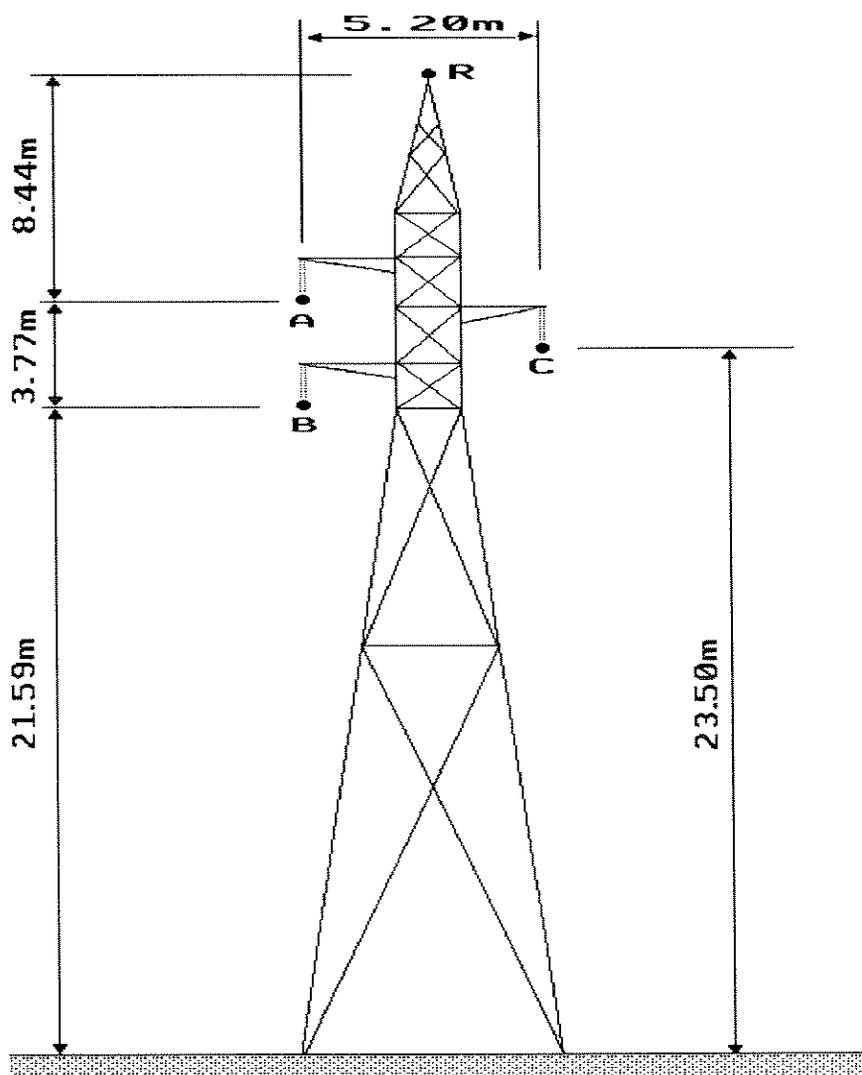


Figura 3.3 - Linha de Transmissão de 138 kV com circuito simples

Condutores	Fase	Pára-Raios
Tipo	Grosbeak	HS 3/8"
Diâmetro	2,5146 cm	0,9525 cm
Altura no Meio do Vão	fase A 11,360 m fase B 7,585 m fase C 9,500 m	17,800 m
Resistência Elétrica a 70 °C	0,0913 ohm/km	3,913 ohm/km

Tabela 3.1- Característica dos Condutores da Linha de Transmissão da

3.3.

3.3.1 - Parâmetros Modais

Os parâmetros da linha no domínio modal, bem como a matriz de transformação [Ti] necessários à modelagem são determinados através de uma rotina suporte do EMTP denominada "Line Constants". Para o cálculo desses parâmetros, considerando o cabo pára-raios isolado, adota-se como resistividade do solo o valor de 100 ohm.m, valor esse recomendado quando se desconhece o real valor da resistividade de um dado solo [18].

Tendo-se em conta a acentuada diferença entre as resistências dos condutores fases e a do cabo pára-raios, e atendendo às recomendações feitas no item anterior, considera-se, para efeito de cálculo dos parâmetros modais, o mesmo valor da resistência dos condutores fases para o cabo pára-raios, ou seja: 0,0913 ohm/km. A parcela

correspondente à diferença entre o valor real e o valor considerado será computada como um parâmetro concentrado nas extremidades do cabo pára-raios, conforme a expressão (3.13).

A tabela 3.2 mostra os parâmetros modais calculados para uma frequência de 60 Hz. Nessa tabela apresenta-se os seguintes parâmetros: a resistência distribuída, a impedância de surto e a velocidade de propagação de onda para cada modo do domínio modal.

Modo	$R'_{\text{modal}} (\Omega/\text{km})$	$Z_{\text{modal}} (\Omega)$	Vel. (km/seg.)
1	0,31643	1.088,582	208.505,9
2	0,09281	462,014	293.534,3
3	0,09584	347,458	291.791,5
4	0,09587	379,093	292.148,7

Tabela 3.2 - Parâmetros modais da linha de 138 kV a 60 Hz.

A tabela 3.3 mostra a matriz de transformação modal $[T_i]$ desprezando a sua parte imaginária.

0,45289	0,19752	0,73402	0,41174
0,57408	0,37806	-0,66743	-0,37548
0,54445	0,23154	0,06288	0,82679
0,41098	-0,87432	-0,10857	-0,03775

Tabela 3.3 - Matriz de transformação modal $[T_i]$ determinada para uma frequência de 60 Hz. A parte imaginária foi desprezada.

3.3.2 - Preparação do Modelo

A tensão induzida no cabo pára-raios devido ao acoplamento capacitivo com os condutores fases pode ser determinada pela expressão:

$$\dot{V}_r = \frac{\dot{V}_a \cdot C_{ar} + \dot{V}_b \cdot C_{br} + \dot{V}_c \cdot C_{cr}}{C_{ar} + C_{br} + C_{cr} + C_{ro}} \quad (3.14)$$

A matriz das capacitâncias, em nano Farad/km, que define o acoplamento capacitivo entre os condutores da linha de 138 kV da figura 3.1, é dada na tabela 3.4. Nessa matriz, apresentada na forma triangular, os elementos da diagonal representam a somatória das capacitâncias de acoplamento entre um condutor e os outros demais e a terra, e os elementos fora da diagonal fornecem as capacitâncias de acoplamento entre os diferentes condutores com o sinal negativo. As linhas e as colunas dessa matriz obedecem a seguinte ordem de condutores: "A", "B", "C" e "R", de acordo com a figura 3.3.

8,0389			
-1,7097	8,1332		
-1,2307	-1,1827	7,8810	
-1,0891	-0,5559	-0,8553	6,4899

Tabela 3.4 - Matriz de capacitâncias da linha de 138 kV em nF/km

Introduzindo na expressão (3.14), os valores das tensões fase-neutro ($138/\sqrt{3}$ kV) aplicada às fases com seus respectivos deslocamentos angulares e os valores das capacitâncias extraídos da tabela 3.4, tem-se o valor esperado para a tensão induzida no cabo pára-raios. No caso, $V = 5,76$ kV.

O modelo da linha de 138 kV empregado para simulação do cabo pára-raios energizado em média tensão está esquematizado na figura 3.4.

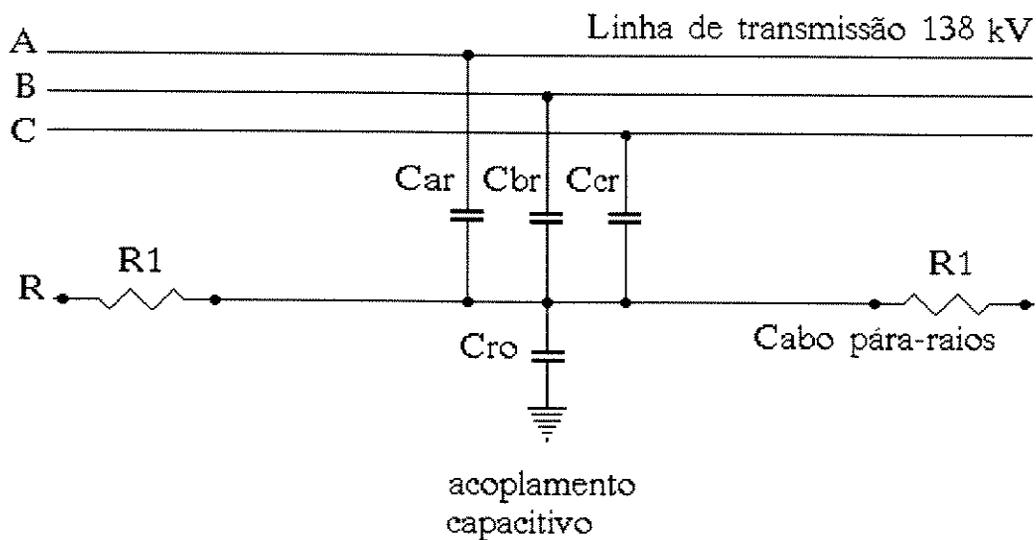


Figura 3.4 - Modelo da Linha de 138 kV com circuito simples e o cabo pára-raios isolado.

Para uma verificação inicial desse modelo, adota-se um trecho de 10 km de comprimento, o que significa um valor complementar para resistência do cabo pára-raios de: $R1 = 19,1185$ ohm. A verificação do modelo procede-se com o seguinte caso: O trecho de 10 km de linha é simulado considerando o cabo pára-raios isolado desenergizado e a linha de transmissão sem carga. Dessa forma, a tensão induzida no cabo pára-raios é somente aquele valor devido ao acoplamento eletrostático determinado pela expressão (3.14). Uma

característica típica das linhas de transmissão a vazio é a elevação da tensão no terminais finais. Tal efeito, chamado de efeito Ferranti, fica mais acentuado a medida que se aumenta o comprimento da linha. Entretanto, o pequeno comprimento do trecho em análise (10 km) torna tal efeito praticamente desprezível. No transcorrer da simulação um capacitor de 50 nF é conectado, através de uma chave k entre a extremidade final do cabo pára-raios e a terra. A figura 3.5 mostra o circuito equivalente para o cabo pára-raios considerando o capacitor conectado na sua extremidade. Desse circuito equivalente pode-se escrever a expressão (3.15) que define o valor da capacitância equivalente do cabo pára-raios C_o . Nessa expressão, V_o e V_1 são, respectivamente as tensões na extremidade do cabo pára-raios antes e após o fechamento da chave k e C_1 a capacitância aplicada (50 nF).

$$C_o = \frac{V_1}{V_o - V_1} C_1 \quad (3.15)$$

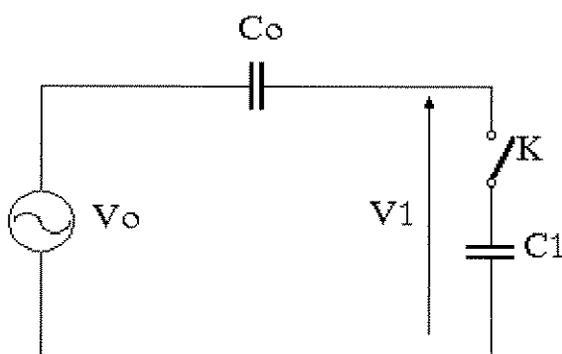


Figura 3.5 - Circuito equivalente do cabo pára-raios isolado com um capacitor na sua extremidade

A figura 3.6 mostra a tensão na extremidade do cabo pára-raios, resultante da simulação. Desta figura pode-se extrair os valores de pico da tensão no cabo pára-raios

antes e depois da conexão do capacitor de 50 nF. Tais valores são, respectivamente: 8,14 kV e 4,60 kV.

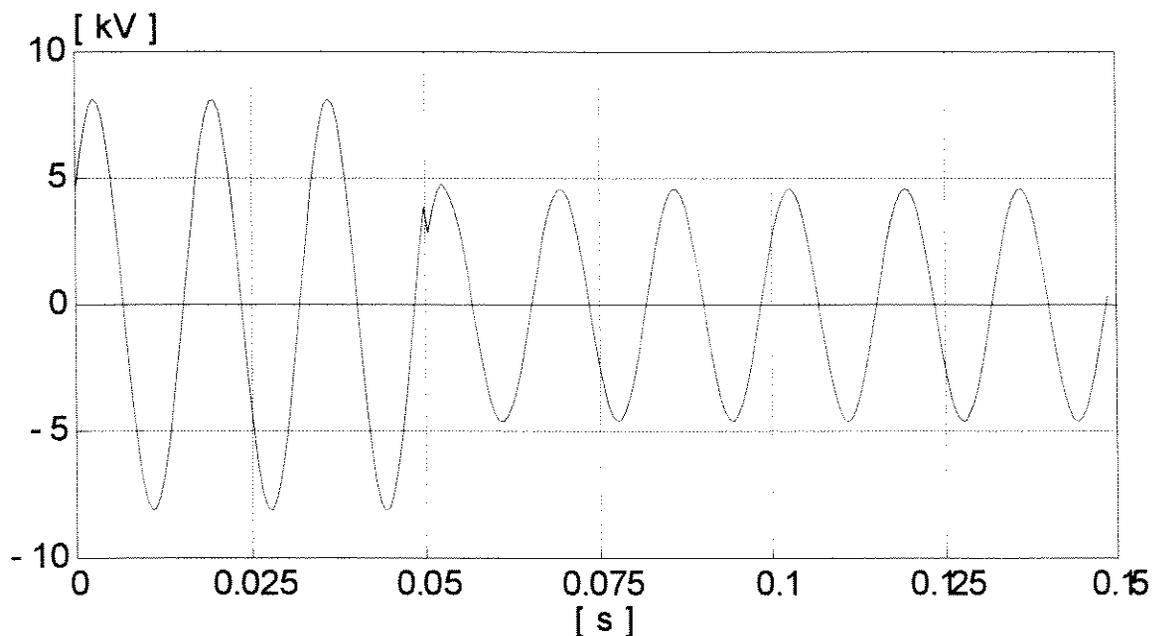


Figura 3.6 - Tensão no cabo pára-raios isolado com um capacitor de 50 nF aplicado após 50 ms.

Esses resultados, segundo a equação (3.15), conduz ao valor da capacitância equivalente ($C_o = 64,97$ nF) que pode ser confirmado pela tabela 3.4. A expressão 3.14 mostra que a tensão induzida no cabo pára-raios depende da condição de tensão na linha principal. A tabela 3.5 mostra a tensão induzida para diferentes situações de energização da linha principal. Estes resultados obtidos através da simulação do modelo em regime permanente, podem ser comprovados pela expressão 3.14.

Fase energizada com $138/\sqrt{3}$ kV	Tensão Induzida (kV)
A	17,472
B	12,572
C	14,863
A e B	13,265
B e C	11,639
A e C	13,569
A, B e C	5,756

Tabela 3.5 - Tensão induzida no cabo pára-raios para diversas situações de energização da linha principal

3.3.3 - Análise em Regime Permanente

Comprovada a eficiência do modelo, parte-se para a análise do problema da energização do cabo pára-raios em média tensão. A esse respeito, uma das primeiras indagações que surge é sobre o comportamento da tensão induzida com relação à média tensão aplicada. A fim de investigar a interação entre essas duas tensões, inicialmente a análise se concentrará em situações de regime permanente, considerando a linha principal com as três fases energizadas, ora com carga total na sua extremidade e ora sem carga. As situações transitórias serão tratadas posteriormente em um item específico.

Para a análise em regime permanente considera-se um trecho de linha de 100 km de comprimento com o cabo pára-raios isolado. Nesse caso, de acordo com o esquema da figura 3.4 a parcela complementar da resistência concentrada nas extremidades do cabo pára-raios assume o valor de: $R_1 = 191,175 \Omega$. Nesse trecho de linha em análise, não se considera qualquer transposição ou compensação da linha principal que porventura possa existir. Sabe-se que tais técnicas deverão influenciar no valor da tensão induzida no cabo pára-raios. Entretanto, por se tratar de um caso mais específico esse fato não será abordado nesta análise. Como carga nominal para a linha principal, adota-se a potência de 150 MVA com um fator de potência 0,90 indutivo. Tal carga será modelada por uma impedância constante. O cabo pára-raios será energizado com $34,5/\sqrt{3}$ kV e deverá alimentar uma carga que também será modelada por impedância constante. A figura 3.7 mostra o diagrama desse sistema.

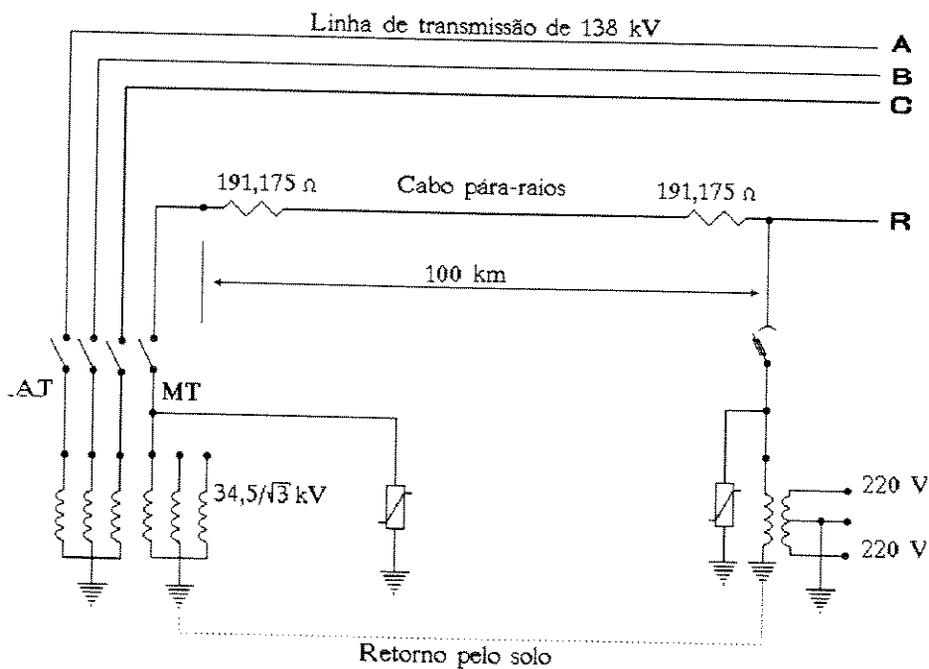


Figura 3.7 - Linha de 138 kV com 100 km de cabo pára-raios energizado com $34,5/\sqrt{3}$ kV

Para analisar a composição das tensões aplicada e induzida no cabo pára-raios considera-se, primeiramente, o cabo pára-raios sem carga. A tabela 3.6 mostra a tensão na extremidade final do cabo pára-raios, quando este é energizado com 19,92 kV em diferentes ângulos de fase. Por simplicidade, considera-se apenas os ângulos correspondentes às tensões aplicadas à linha principal e os ângulos em oposição de fase a estes. Assim, nas tabelas que se seguem, os ângulos são assinalados tomando como referência a fase "A" (0°).

Ângulo de fase (graus)	Linha Principal Desenergizada (kV)	Linha Principal Sem Carga (kV)	Linha Principal Com Carga (kV)
0°	20,11	19,90	19,84
-120°	20,11	19,99	21,07
120°	20,11	20,38	19,37
180°	20,11	20,28	20,37
60°	20,11	20,20	19,09
-60°	20,11	19,80	20,81

Tabela 3.6 - Tensão na extremidade final do cabo pára-raios sem carga quando este é energizado com 19,92 kV e diferentes ângulos de fase.

Na tabela 3.6, nota-se que a tensão na extremidade do cabo pára-raios apresenta pequenas alterações que dependem do ângulo de fase da tensão aplicada e da condição de carga da linha principal. No sentido de pesquisar um ângulo de fase para a tensão aplicada que melhor atenderá às necessidades do sistema, faz-se a simulação do

sistema da figura 3.7, considerando o cabo pára-raios com carga. Adota-se para essa carga uma impedância puramente resistiva de 3.000 ohms, conectada diretamente entre o cabo pára-raios e a terra. A tabela 3.7 mostra os resultados de tensão e potência na carga para diferentes ângulos de fase da tensão aplicada.

Ângulo de Fase	Linha Principal Desenergizada	Linha Principal Sem Carga	Linha Principal Com Carga
(Graus)	(kV)	(kV)	(kV)
0°	17,74	17,55	17,48
-120°	17,74	17,63	18,56
120°	17,74	17,98	17,07
180°	17,74	17,88	17,95
60°	17,74	18,81	16,82
-60°	17,74	17,46	18,34

Tabela 3.7 - Tensão e potência na carga. Cabo pára-raios energizado com 19,92 kV e com carga resistiva de 3.000 ohms de impedância.

A partir dos resultados das tabelas 3.6 e 3.7 pode-se fazer uma análise comparativa entre os vários ângulos de fase da tensão aplicada ao cabo pára-raios. Na tabela 3.8, apresenta-se nas duas primeiras colunas a variação percentual da tensão na extremidade final do cabo pára-raios, entre as condições de carga e sem carga para a linha principal. Para o cálculo desses valores tomou-se como base a tensão no cabo pára-raios na condição de a linha principal estar desenergizada (20,11 kV para o cabo pára-raios sem

carga e 17,74 kV para a condição de carga). As duas colunas restantes apresentam a regulação de tensão para a condição de carga da tabela 3.7. O critério adotado para a definição do melhor ângulo de fase da tensão aplicada ao cabo pára-raios, foi o da escolha de um ângulo para o qual a condição de carga da linha principal proporcionasse o mínimo de influência sobre o valor final dessa tensão. Com esse critério, o ângulo de fase correspondente à fase "A" apresenta-se como o mais indicado.

Ângulo de Fase (Graus)	Variação da Tensão		Regulação da Tensão	
	Cabo Pára-Raios Sem Carga (%)	Cabo Pára-Raios Com Carga (%)	Linha Principal Sem Carga (%)	Linha Principal Com Carga (%)
0°	0,30	0,39	13,39	13,50
-120°	-5,37	-5,24	13,39	13,52
120°	5,02	5,13	13,35	13,47
180°	-0,45	-0,39	13,42	13,48
60°	5,52	11,22	13,48	13,50
-60°	-5,02	-4,96	13,40	13,47

Tabela 3.8 - Variação percentual e regulação de tensão.

A figura 3.8 mostra as curvas de variação da tensão com a potência para o sistema da figura 3.7, considerando uma carga de fator de potência unitário concentrada na extremidade final do cabo pára-raios e sendo o mesmo energizado com 19,92 kV com um ângulo de fase correspondente ao da fase "A" (0°). Nessa figura apresenta-se os resultados de três situações distintas para a linha principal, a saber: a curva 1, de traço contínuo,

representa a condição para a qual a linha principal está desenergizada; a curva 2, pontilhada, mostra a condição da linha principal energizada e sem carga e a curva 3, em negrito, a condição de plena carga para a linha principal. Verifica-se nessa figura uma pequena influência da condição de carga da linha principal na tensão terminal do cabo pára-raios.

Na figura 3.9, repete-se o mesmo procedimento anterior, porém, considerando-se para esta figura um ângulo de fase para a tensão aplicada ao cabo pára-raios em oposição de fase com a fase "B" (60°), que impõe uma maior variação de tensão em função da condição de carga na linha principal.

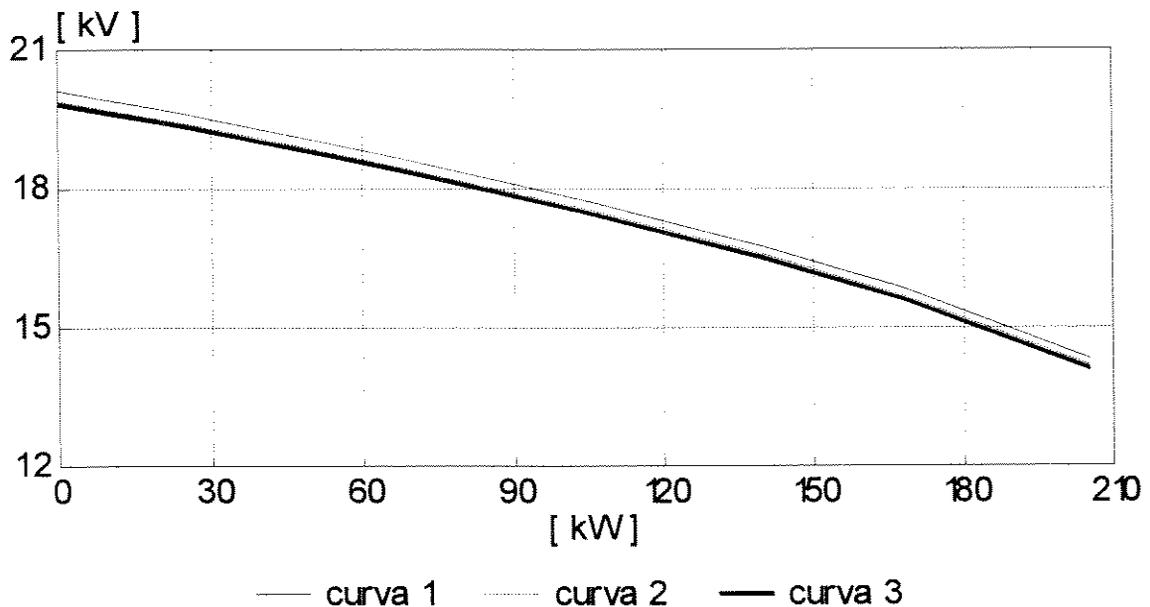


Figura 3.8 - Variação da tensão com a potência. Cabo pára-raios energizado com 19,92 kV e ângulo de fase 0° .

A comparação dessas duas curvas comprova que, no sentido de evitar a variação da tensão no cabo pára-raios em função da condição de carga da linha principal, é que se recomenda a energização do mesmo com uma tensão com um ângulo de fase correspondente ao da fase "A" (0°). Cabe ainda observar que esta conclusão é específica para a configuração de linha apresentada na figura 3.3 e tabela 3.1. Em outros tipos de linhas os resultados poderão ser bem diferentes.

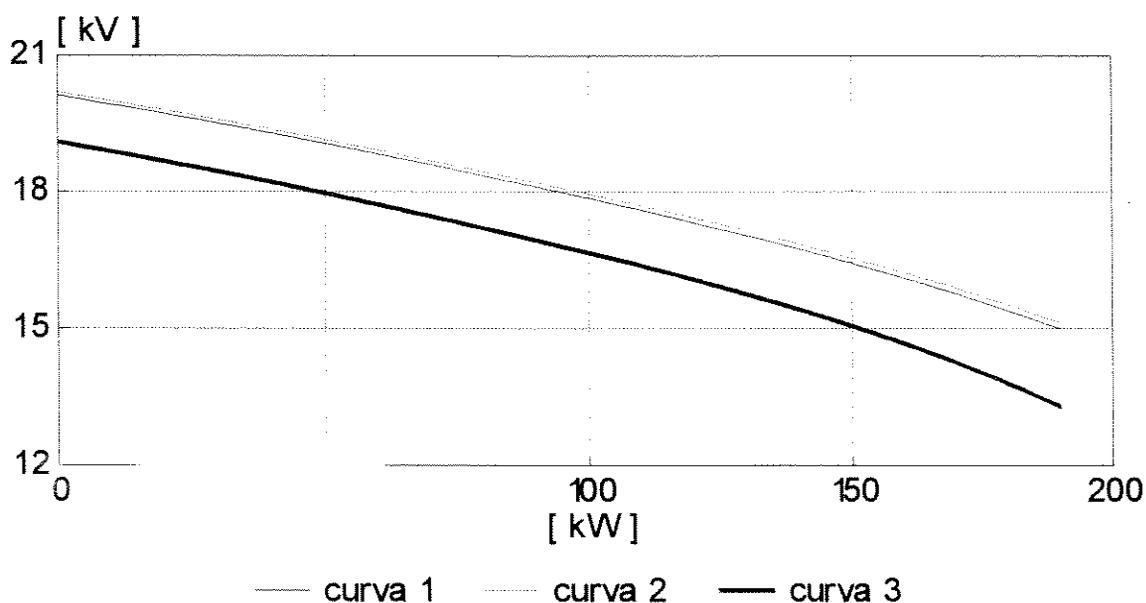


Figura 3.9 - Variação da tensão com a potência. Cabo pára-raios energizado com 19,92 kV e ângulo de fase -120°

Para a análise do efeito interativo entre a carga no cabo pára-raios e a carga na linha principal considera-se o mesmo trecho de linha de 100 km do sistema representado na figura 3.7 com a linha principal a plena carga com um fator de potência alternando entre

0,90 indutivo e 0,90 capacitivo. A carga no cabo pára-raios é variável com fatores de potência 0,80 indutivo, 0,80 capacitivo e unitário. O ângulo de fase da tensão aplicada ao cabo pára-raios é o correspondente à fase "A" (0°).

Na figura 3.10 tem-se as curvas de variação da tensão com a potência aparente no cabo pára-raios para a condição da linha principal estar a plena carga (150 MVA) e um fator de potência 0,90 indutivo. Nessa figura, a curva demarcada pela linha em negrito, refere-se a uma carga associada ao cabo pára-raios com um fator de potência unitário, a de linha pontilhada refere-se ao fator de potência 0,80 indutivo e a contínua, ao fator de potência 0,80 capacitivo.

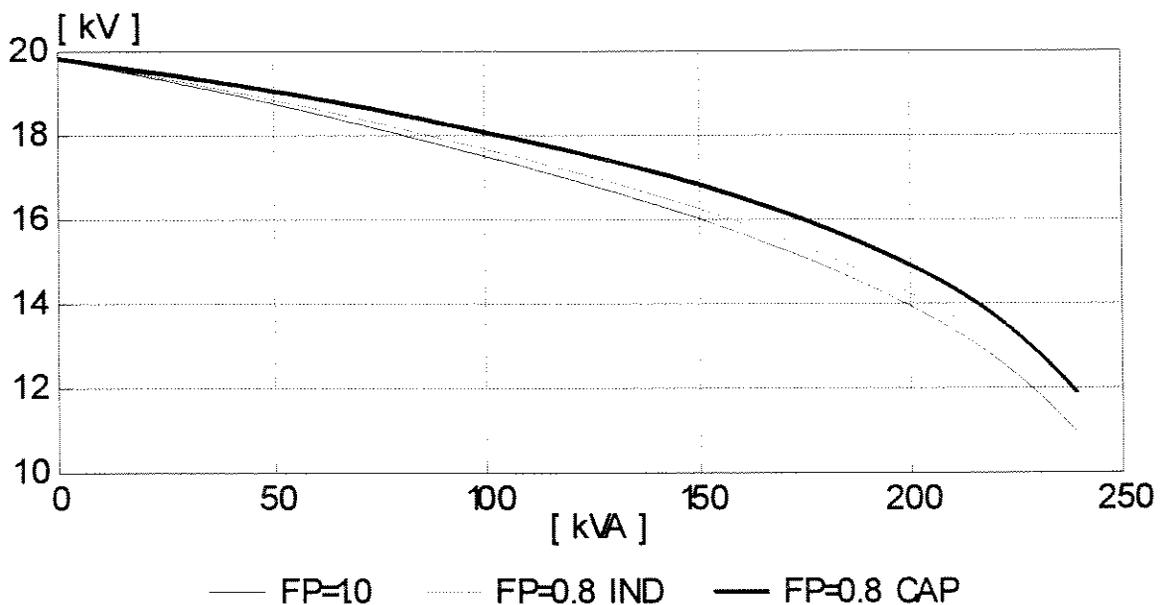


Figura 3.10 - Variação da tensão com a potência aparente transmitida pelo cabo pára-raios. Linha principal com um fator de potência 0,90 indutivo.

Na figura 3.11 apresenta-se as curvas de variação da tensão com a potência aparente no cabo pára-raios similares às curvas da figura 3.10, sendo que, para essa figura, considerou-se a linha principal com uma carga de 150 MVA e um fator de potência 0,90 capacitivo.

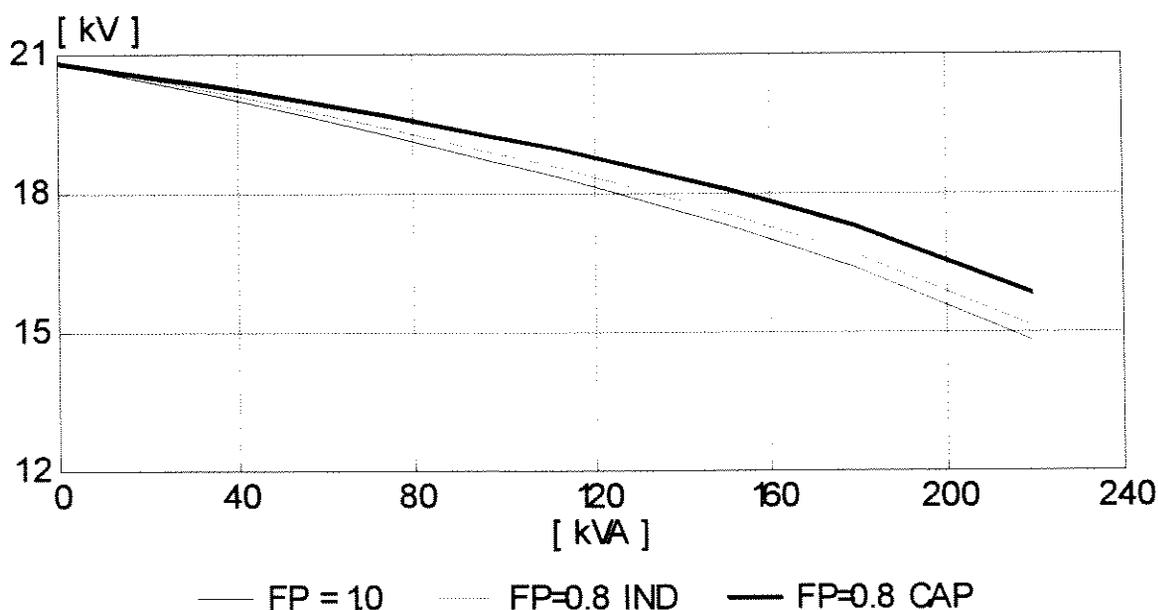


Figura 3.11 - Variação da tensão com a potência aparente no cabo pára-raios.

Linha principal com carga de fator de potência 0,90 capacitivo.

A seguir, procede-se o cálculo da impedância aparente do cabo pára-raios para as diversas condições de fator de potência simuladas anteriormente. Para a realização desses cálculos, toma-se como base o circuito equivalente do cabo pára-raios com uma carga com 3.000 ohms de impedância apresentado na figura 3.12.

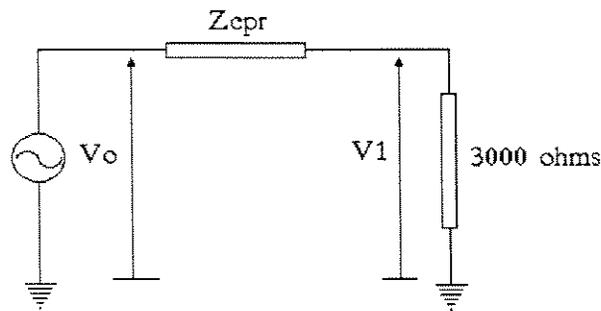


Figura 3.12 - Circuito equivalente para o cálculo da impedância aparente referente ao cabo pára-raios.

Da figura 3.12, tem-se:

$$Z_{cpr} = \frac{V_0 - V_1}{V_1} \cdot Z_1 \quad (3.16)$$

Onde:

$Z_{cpr} \Rightarrow$ impedância do cabo pára-raios

$V_0 \Rightarrow$ tensão terminal para a condição sem carga

$V_1 \Rightarrow$ tensão terminal para a condição de carga

$Z_1 \Rightarrow$ carga de 3.000 ohms com fatores de potência variando entre 0,80 indutivo, unitário e 0,80 capacitivo.

A tabela 3.9 apresenta os valores da tensão terminal no cabo pára-raios quando este é energizado com 19,92 kV com um ângulo de fase correspondente ao da fase “A” (0°) e a tabela 3.10 apresenta os resultados correspondente ao caso do cabo pára-raios energizado com a mesma tensão em fase com a fase “B” (-120°).

Linha Principal		Cabo Pára-Raios Sem Carga	Cabo Pára-Raios Com carga de 3.000 Ω FP = 1,0	Cabo Pára-Raios Com carga de 3.000 Ω FP = 0,8 ind.	Cabo Pára-Raios Com carga de 3.000 Ω FP = 0,8 cap.
Desenergizada	Mod.	20,12 kV	17,73 kV	17,87 kV	18,37 kV
	Ang.	-2,63°	-4,07°	0,30°	-8,03°
Energizada Sem Carga	Mod.	19,91 kV	17,55 kV	17,69 kV	18,18 kV
	Ang.	-2,14°	-3,37°	0,79°	-7,53°
Com Carga FP = 0,90 ind.	Mod.	19,83 kV	17,48 kV	18,55 kV	18,96 kV
	Ang.	95,65°	-6,83°	-2,48°	-10,85°
Com Carga FP = 0,9 cap.	Mod.	20,88 kV	18,35 kV	18,55 kV	18,96 kV
	Ang.	-4,98°	-0,61°	-1,68°	-10,20°

Tabela 3.9 - Tensão terminal no cabo pára-raios quando este é energizado com 19,92 kV ângulo de fase 0° .

Linha Principal		Cabo Pára-Raios Sem Carga	Cabo Pára-Raios Com carga de 3.000 Ω FP = 1,0	Cabo Pára-Raios Com carga de 3.000 Ω FP = 0,8 ind.	Cabo Pára-Raios Com carga de 3.000 Ω FP = 0,8 cap.
Desenergizada	Mod.	20,12 kV	17,73 kV	17,87 kV	18,37 kV
	Ang.	-122,63°	-124,93°	-119,70°	-128,03°
Energizada Sem Carga	Mod.	19,99 kV	17,63 kV	17,77 kV	18,26 kV
	Ang.	-123,59°	-125,01°	120,65°	-128,97°
Com Carga FP = 0,90 ind.	Mod.	21,063 kV	17,93 kV	18,12 kV	18,52 kV
	Ang.	-119,81°	-120,93°	-116,51°	-125,03°
Com Carga FP = 0,9 cap.	Mod.	20,39 kV	17,93 kV	18,12 kV	18,52 kV
	Ang.	-119,81°	-120,93°	-116,51°	-125,03°

Tabela 3.10 - Tensão terminal no cabo pára-raios quando este é energizado com 19,92 kV ângulo de fase -120°.

Os valores calculados para impedância do cabo pára-raios estão apresentados

Linha Principal		Cabo Pára-Raios Com carga de 3.000 Ω FP = 1,0	Cabo Pára-Raios Com carga de 3.000 Ω FP = 0,8 ind.	Cabo Pára-Raios Com carga de 3.000 Ω FP = 0,8 cap.
Desenergizada	Mod.	410,12 Ω	410,13 Ω	410,12 Ω
	Ang.	11,97°	11,80°	12,15°
Energizada Sem Carga	Mod.	409,65 Ω	409,65 Ω	409,65 Ω
	Ang.	11,93°	9,69°	12,10°
Com Carga FP = 0,90 ind.	Mod.	410,15 Ω	410,15 Ω	410,15 Ω
	Ang.	9,87°	9,69°	10,04°
Com Carga FP = 0,9 cap.	Mod.	417,61 Ω	417,61 Ω	417,61 Ω
	Ang.	9,15°	8,98°	9,32°

Tabela 3.11 - Impedância equivalente do cabo pára-raios energizado com 19,92 kV fase 0°

Linha Principal		Cabo Pára-Raios Com carga de 3.000 Ω FP = 1,0	Cabo Pára-Raios Com carga de 3.000 Ω FP = 0,8 ind.	Cabo Pára-Raios Com carga de 3.000 Ω FP = 0,8 cap.
Desenergizada	Mod.	410,12 Ω	410,13 Ω	410,12 Ω
	Ang.	11,97 °	11,80 °	12,15 °
Energizada Sem Carga	Mod.	409,65 Ω	409,65 Ω	409,65 Ω
	Ang.	11,93 °	9,69 °	12,10 °
Com Carga FP = 0,90 ind.	Mod.	410,15 Ω	410,15 Ω	410,15 Ω
	Ang.	9,87 °	9,69 °	10,04°
Com Carga FP = 0,9 cap.	Mod.	417,61 Ω	417,61 Ω	417,61 Ω
	Ang.	9,15 °	8,98 °	9,32 °

Tabela 3.12 - Impedância equivalente do cabo pára-raios energizado com 19,92 kV fase -120°.

Dos resultados apresentados pode-se concluir que a tensão aplicada ao cabo pára-raios interage com a tensão induzida no cabo pára-raios, tanto pelo acoplamento capacitivo como pelo acoplamento eletromagnético, para compor a tensão terminal. Entretanto, a impedância equivalente responsável pela queda de tensão se mostrou independente do fator de potência da carga no cabo pára-raios, com uma pequena variação em função do fator de potência da linha principal e com característica predominantemente resistiva. Esse fato é devido ao alto valor da resistência elétrica do condutor utilizado. Desses resultados pode-se concluir que métodos clássicos de controle da regulação de tensão das linhas de transmissão baseados na compensação de reativos não apresentarão grandes eficiências.

A referência [1] propõe a utilização de um banco de capacitores em paralelo com os transformadores, com a finalidade de neutralizar o efeito devido à ferro-ressonância em situações transitórias de chaveamentos. Com base nessa recomendação, far-se-á a seguir uma análise da viabilidade de se transmitir maior potência em função de um banco de capacitores colocado em paralelo com a carga. Com relação ao efeito da ferro-ressonância, esse assunto será abordado com maiores detalhes no item 3.6 referente à análise de transitórios.

Considera-se para esta análise o sistema da figura 3.7, com o cabo pára-raios energizado com uma tensão de 19,92 kV em fase com a fase “A”. No terminal de carga, em paralelo com uma carga resistiva, conecta-se um banco de capacitores. Considera-se, para efeito de cálculo da potência máxima transferida à carga, uma regulação de tensão de 10%. A variação relativa da potência máxima em função da potência do banco de capacitores, tomando como base a potência máxima transferida à carga sem a utilização do banco de capacitores, é apresentada na figura 3.13. As equações usadas são:

$$\Delta P = \frac{P_{m1} - P_{m0}}{P_{m0}} \times 100 \quad (3.17)$$

$$\Delta Q = \frac{Q}{P_{m0}} \quad (3.18)$$

Onde:

$\Delta P \Rightarrow$ Variação relativa da potência máxima transferida à carga.

$P_{m1} \Rightarrow$ Potência máxima transferida para uma regulação de 10%, com o banco de capacitores.

P_{m0} \Rightarrow Potência máxima transferida para uma regulação de 10%, sem banco de capacitores.

ΔQ \Rightarrow Potência relativa do banco de capacitores.

Q \Rightarrow Potência reativa do banco de capacitores.

A figura 3.13 mostra que não há ganhos significativos na potência máxima com a utilização de bancos de capacitores. Pois, pode-se obter um acréscimo máximo na potência máxima em torno de 8% e, para tanto, necessita-se de 115% de potência reativa. Tal fato, vem confirmar a análise feita pela impedância equivalente. Contudo, o banco de capacitores possui uma função com relação ao efeito da ferro-ressonância de maior relevância.

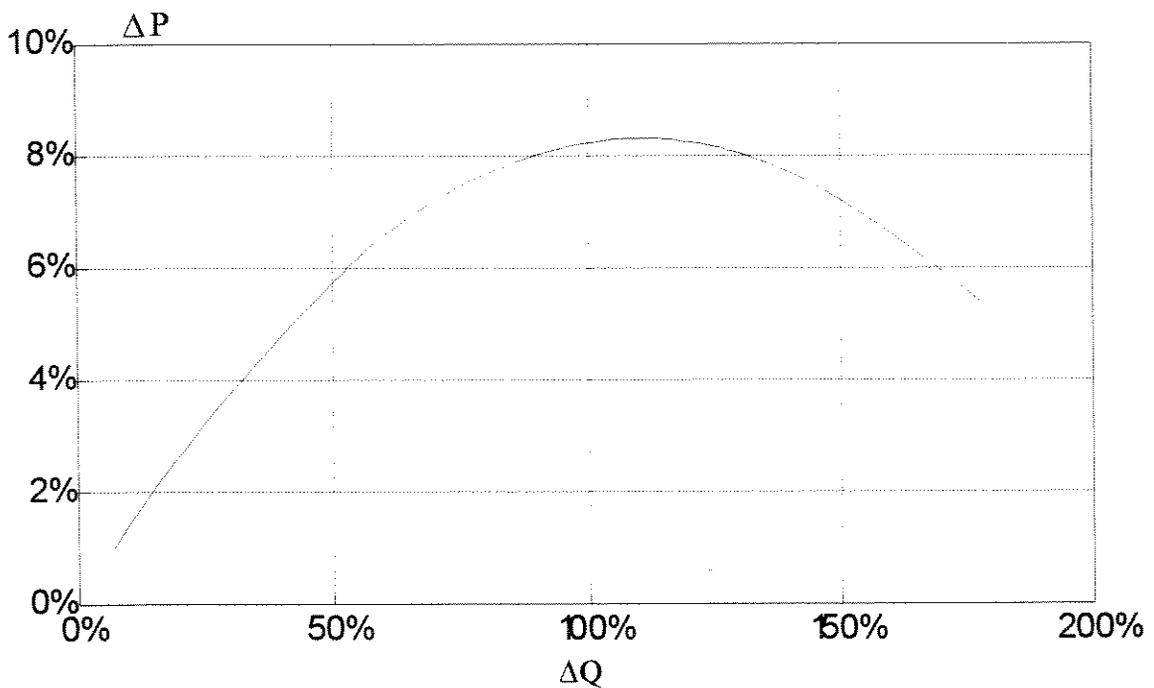


Figura 3.13 - Variação da potência máxima em função da potência reativa do banco de capacitores.

A potência máxima transmitida está limitada ao alto valor da componente ativa da impedância do cabo pára-raios. É óbvio que este valor é tanto maior quanto maior for o comprimento do trecho de cabo pára-raios energizado. A definição do comprimento limite, a partir do qual a utilização do cabo pára-raios é inviável, está intimamente ligada às características específicas do cabo pára-raios e da distribuição da carga ao longo da linha. Entretanto, sem pretender estabelecer um limite, mas para se ter uma noção da dimensão da potência transmitida via cabo pára-raios, apresenta-se, na figura 3.14, esta potência em função do comprimento da linha. Para o levantamento da curva da figura 3.14, considera-se o sistema da figura 3.7 com uma carga resistiva concentrada na extremidade final do cabo pára-raios de comprimento variável. O cabo pára-raios é energizado com 19,92 kV em fase com a tensão da fase “A” e o cálculo da potência fundamentou-se em uma regulação de tensão de 10%. Na figura 3.14 são consideradas duas situações para a linha principal: a curva pontilhada apresenta a condição na qual a linha principal está sem carga e a curva contínua, uma condição de carga com 150 MVA a um fator de potência 0,90 indutivo para a linha principal. Na figura 3.15 considera-se as mesmas situações porém, com um ângulo de fase da tensão aplicada ao cabo pára-raios correspondente ao da fase “B”.

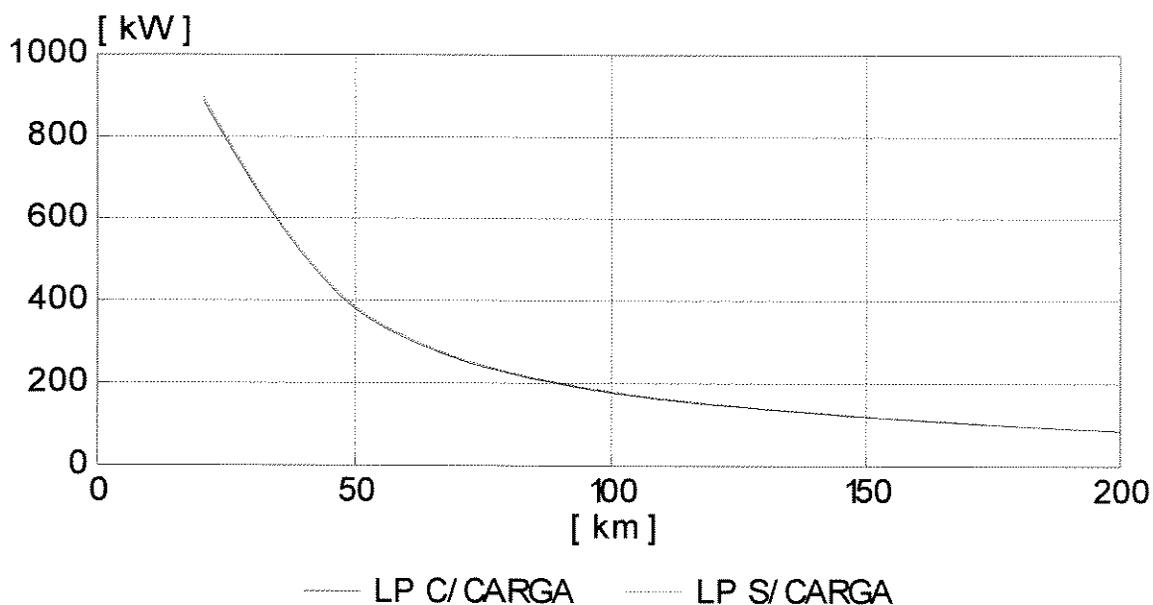


Figura 3.14 - Potência em função do comprimento cabo energizado com tensão em fase com a fase "A" (0°).

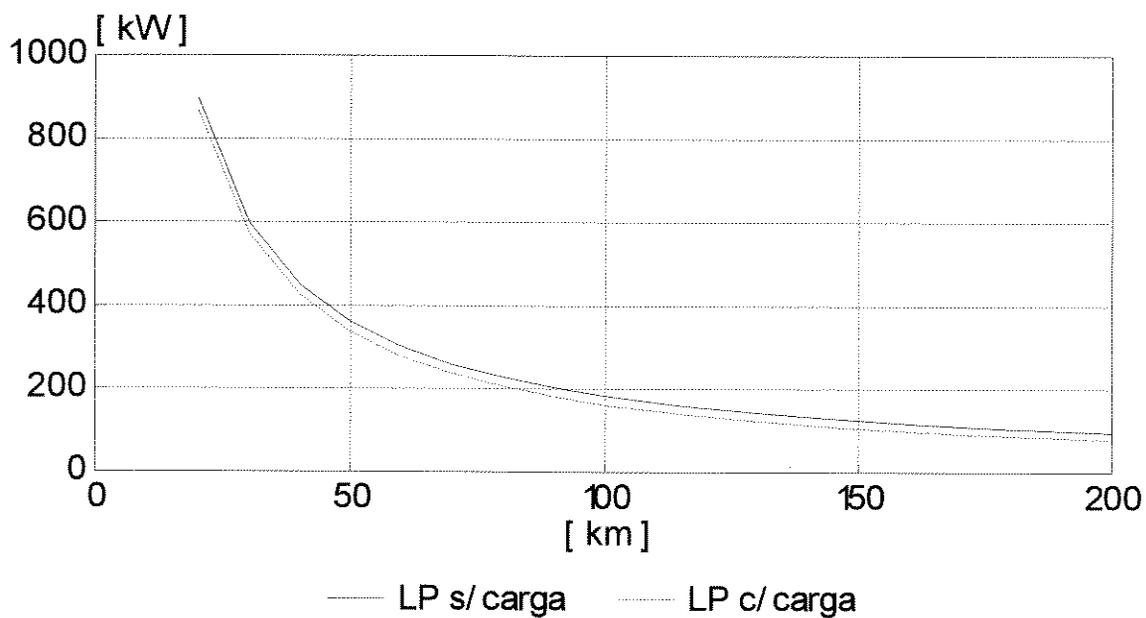


Figura 3.15 - Potência em função do comprimento cabo pára-raios energizado com tensão em fase com a fase "B".

3.4 - LINHA DE 138 kV COM CIRCUITO DUPLO

Um segundo tipo de linha de transmissão a ser analisado com relação ao problema da energização dos cabos pára-raios em média tensão, é uma linha de 138 kV com circuito duplo. Tal linha, que será utilizada nas simulações realizadas neste item, possui uma configuração geométrica mostrada na figura 3.16 e as características dos condutores apresentadas na tabela 3.13. Ressalta-se que, para uma análise comparativa entre os resultados obtidos no item anterior e os deste item, o cabo pára-raios desta linha foi considerado com o mesmo condutor do cabo pára-raios da linha anterior.

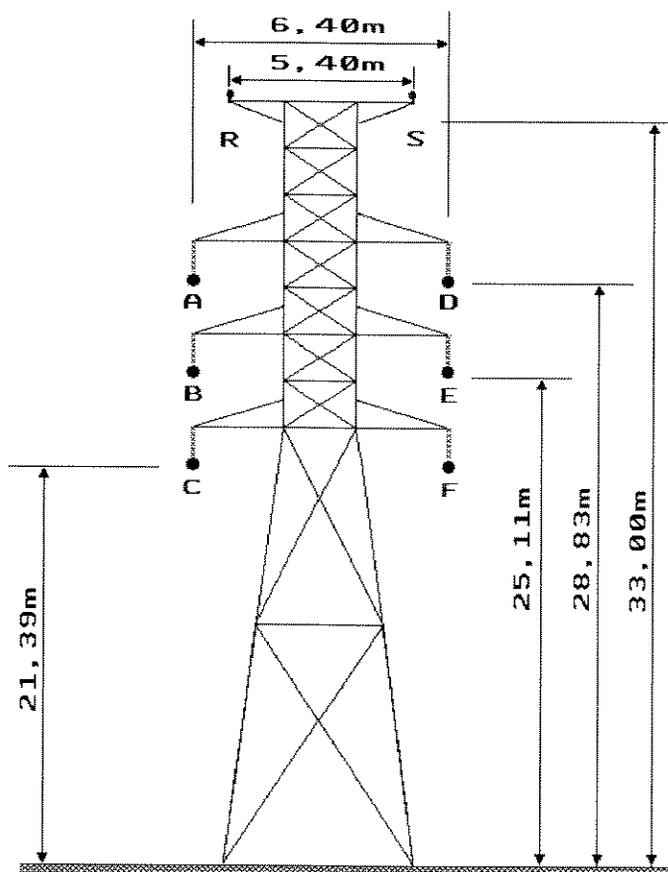


Figura 3.16 - Linha de 138 kV com circuito duplo.

Condutores	Fase	Pára-Raios
Tipo	Ruddy	HS 3/8"
Diâmetro	2,8727 cm	0,9525 cm
Altura no Meio do Vão	fase A e D 12,145 m fase B e E 8,425 m fase C e F 4,705 m	16,315 m
Resistência Elétrica a 70 °C	0,0727 ohm/km	3,913 ohm/km

Tabela 3.13 - Característica dos condutores da linha de transmissão de 138 kV com circuito duplo.

Seguindo a mesma sistemática do item anterior, constrói-se o modelo da linha de 138 kV com circuito duplo, considerando-se apenas um cabo pára-raios isolado. No caso, o demarcado pela letra "R".

O modelo esquematizado na figura 3.17 apresenta uma tensão induzida no cabo pára-raios devido ao acoplamento capacitivo de 15,46 kV. A capacitância de acoplamento do cabo pára-raios com os demais condutores da linha de transmissão e a terra é de: $C_o = 8,10 \text{ nF}$. Esses resultados sugerem uma influência mais expressiva do acoplamento entre linha de alta tensão e o cabo pára-raios na composição da tensão terminal da linha de média tensão. No modelo em análise, considera-se a tensão nos condutores "D", "E" e "F" com as mesmas magnitudes e ângulos de fase dos condutores "A", "B" e "C" respectivamente. Como carga para a linha de alta tensão, considera-se a potência de 150 MVA por circuito e um fator de potência 0,90 indutivo. A tensão aplicada ao cabo pára-raios será a mesma do item anterior, $34,5/\sqrt{3} \text{ kV}$.

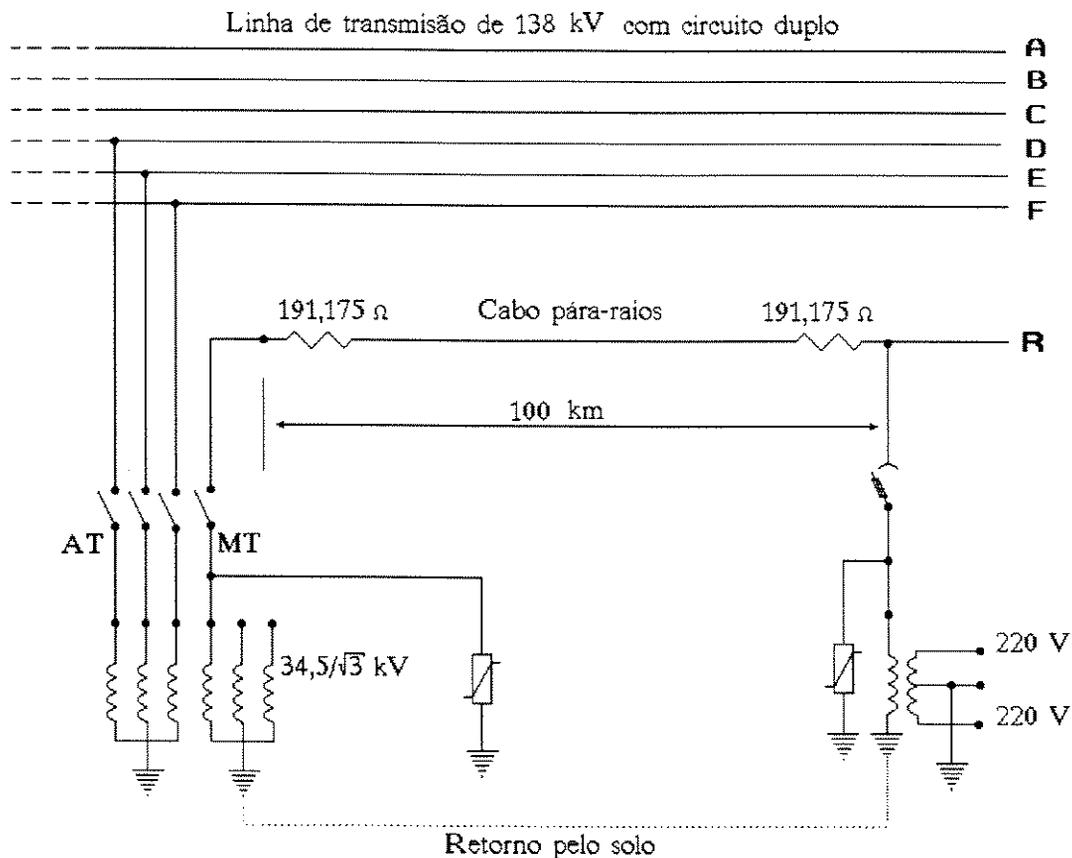


Figura 3.17 - Modelo da linha de 138 kV com circuito duplo.

Com a finalidade de obter-se resultados que possam estabelecer algum critério comparativo entre esse tipo de linha e o tipo analisado no item anterior, sempre que possível, considerar-se-á situações semelhantes entre os dois tipos de linha.

A tabela 3.14 mostra a tensão na extremidade final do cabo pára-raios sem carga, quando este é energizado com 19,92 kV em diferentes ângulos de fase e para as seguintes situações referentes à linha principal: linha principal desenergizada, linha principal energizada e sem carga e linha principal com carga.

Ângulo de Fase (Graus)	Linha Principal Desenergizada (kV)	Linha Principal Sem Carga (kV)	Linha Principal Com Carga (kV)
0°	20,09	20,25	17,54
-120°	20,09	19,27	23,31
120°	20,09	20,72	19,88
180°	20,09	19,92	22,87
60°	20,09	19,44	20,87
-60°	20,09	20,87	16,96

Tabela 3.14 - Tensão na extremidade final do cabo pára-raios sem carga, tensão aplicada 19,92 kV.

Os resultados da tabela 3.14, mostram a influência do ângulo de fase da tensão aplicada na composição da tensão terminal do cabo pára-raios. Pode-se notar que para este tipo de linha a variação da tensão terminal com relação ao ângulo de fase da tensão aplicada é mais acentuada.

A tabela 3.15 apresenta a tensão e a potência suprida pelo cabo pára-raios, quando uma carga de 3.000 ohms de impedância e fator de potência unitário é conectada entre o cabo e a terra.

Ângulo de Fase	Linha Principal Desenergizada	Linha Principal Sem Carga	Linha Principal Com Carga
(Graus)	(kV)	(kV)	(kV)
0°	17,73	17,87	15,58
-120°	17,73	17,01	20,05
120°	17,73	18,29	17,76
180°	17,73	17,59	19,93
60°	17,73	18,43	15,44
-60°	17,73	17,16	18,02

Tabela 3.15 - Tensão na extremidade final do cabo pára-raios com uma carga resistiva de 3.000 ohms de impedância.

De posse dos resultados das tabelas 3.14 e 3.15, determina-se a variação percentual da tensão entre as situações com e sem carga na linha principal, tomando como base a tensão na condição de linha principal desenergizada, e a regulação de tensão para cada situação. Os resultados estão apresentados na tabela 3.16.

Pela análise dos resultados apresentados na tabela 3.16, procurando a menor variação da tensão em relação à condição de carga da linha principal, obtém-se o ângulo de fase correspondente à fase “C” (120°) como o mais indicado dentre os demais ângulos analisados. A partir desse dado, faz-se a simulação da linha com carga variável.

Ângulo de Fase (Graus)	Variação da Tensão		Regulação da Tensão	
	Cabo Pára-Raios Sem Carga (%)	Cabo Pára-Raios Com Carga (%)	Linha Principal Sem Carga (%)	Linha Principal Com Carga (%)
0°	12,88	12,92	13,32	13,35
-120°	-17,17	-17,15	13,29	13,32
120°	2,94	2,99	13,29	13,34
180°	-13,29	-13,20	13,25	13,35
60°	16,77	16,86	13,24	13,34
-60°	-4,88	-4,95	13,29	13,32

Tabela 3.16 - Variação percentual e regulação de tensão no cabo pára-raios.

Na figura 3.18, apresenta-se a variação da tensão com a potência no cabo pára-raios, considerando como carga para este uma impedância de fator de potência unitário concentrada na extremidade final do cabo. Nessa figura, considera-se o cabo pára-raios energizado com $34,5/\sqrt{3}$ kV em fase com a fase “C”, ou seja: 19,92 kV com um ângulo de fase de 120°. A curva de traço contínuo representa a condição para a qual a linha principal está sem carga (LP s/carga) e a curva pontilhada a condição de plena carga (LP c/carga). Para evidenciar o efeito do ângulo de fase da tensão aplicada repete-se a mesma simulação considerando-se, porém, a tensão aplicada ao cabo pára-raios em fase com a fase “B”; ou seja: 19,92 kV com um ângulo de fase -120°. Similarmente, os resultados são apresentados nas curvas da figura 3.19.

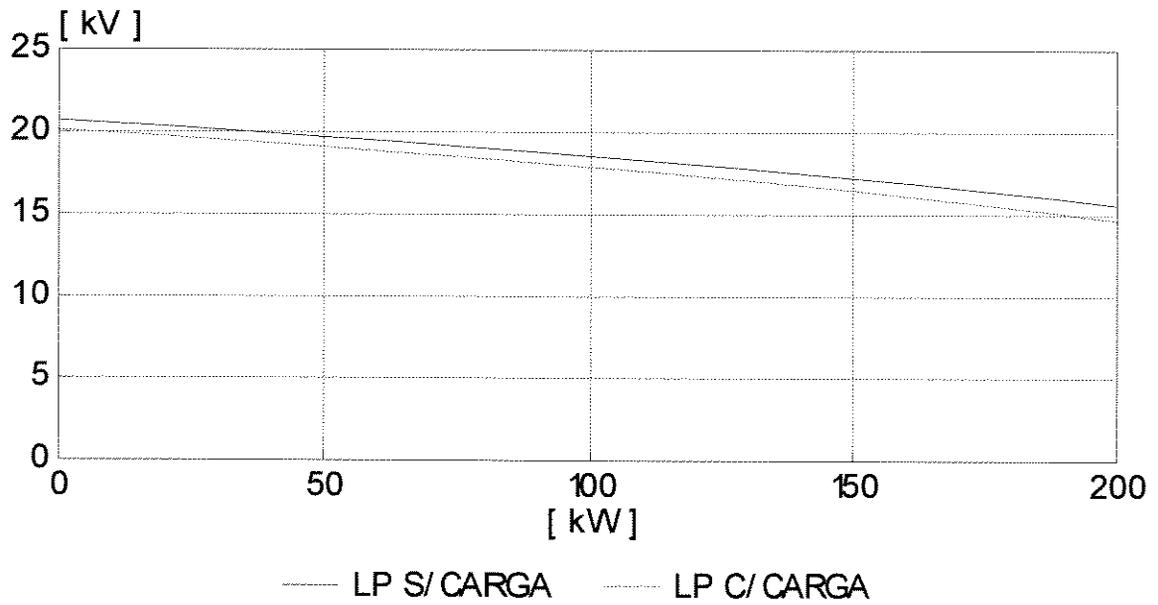


Figura 3.18 - Variação da tensão com a potência cabo pára-raios com carga de fator de potência unitário, energizado com 19,92 kV fase 120 °.

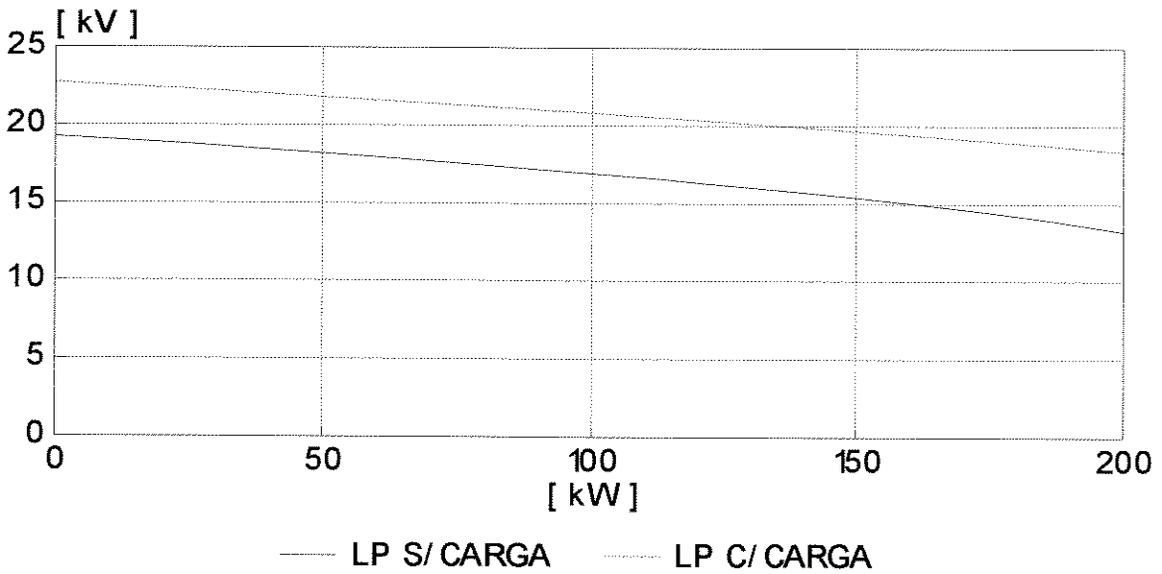


Figura 3.19 - Variação da tensão com a potência cabo pára-raios com carga de fator de potência unitário, energizado com 19,92 kV fase -120 °.

Com relação às variações de fator de potência da carga, tanto para o cabo pára-raios como para a linha principal, o comportamento da linha de média tensão, nesse caso, é semelhante ao da linha de 138 kV analisada no item anterior, o que sugere as mesmas conclusões.

A variação da potência em função do comprimento do trecho de cabo pára-raios energizado, considerando uma queda de tensão de 10% e uma carga de fator de potência unitário concentrada na extremidade, é apresentada nas figuras 3.20 e 3.21. Sendo, que, na figura 3.20, considera-se o cabo pára-raios energizado com 19,92 kV em fase com a fase “C” e as situações da linha principal a plena carga e a vazio. Na figura 3.21 muda-se o ângulo de fase da tensão aplicada ao cabo pára-raios para o valor correspondente à fase “B”. Pretende-se mostrar nessas duas figuras as oscilações na linha de média tensão em função da carga na linha principal.

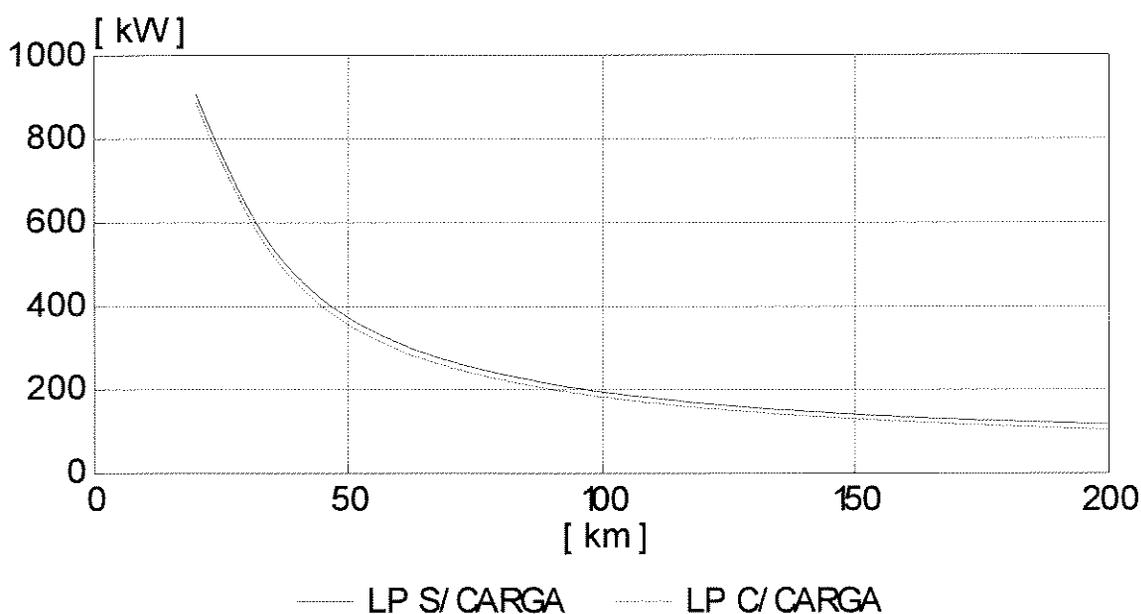


Figura 3.20 - Variação da potência transmitida em função do comprimento do trecho de cabo pára-raios energizado para uma regulação de tensão de 10%. Cabo pára-raios em fase com a fase “C”

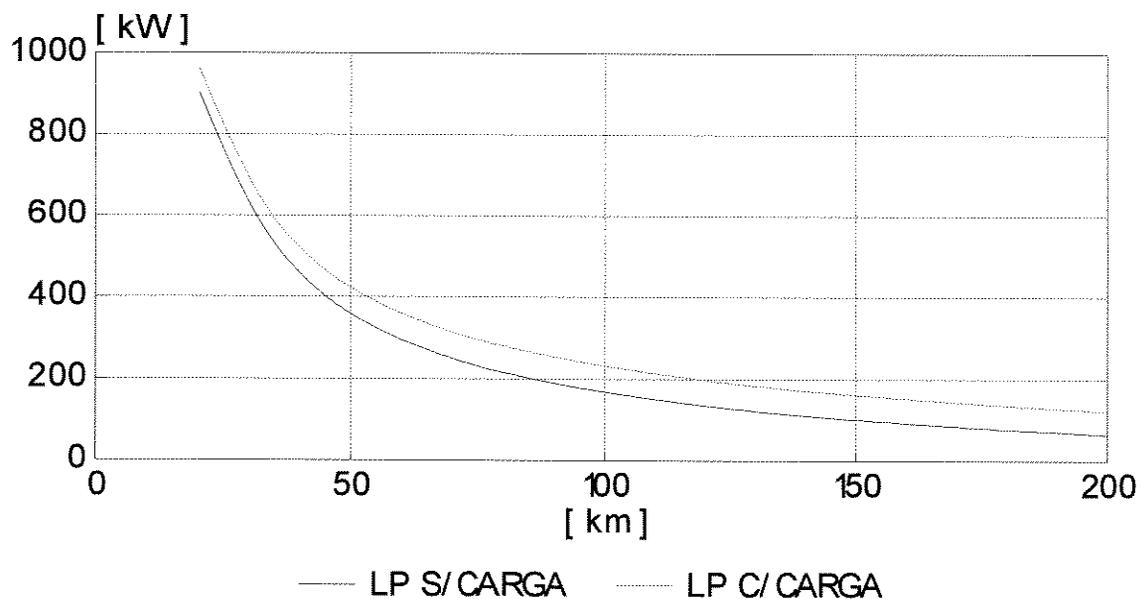


Figura 3.21 - Variação da potência transmitida em função do comprimento do trecho de cabo pára-raios energizado para uma regulação de tensão de 10%. Cabo pára-raios em fase com a fase “B”.

3.5 - LINHA DE TRANSMISSÃO DE 500 kV

O terceiro tipo de linha de transmissão selecionado para as simulações com o cabo pára-raios energizado em média tensão foi uma linha de 500 kV cuja estrutura típica das torres é mostrada na figura 3.22. As características dos condutores são apresentadas na tabela 3.17. Também neste caso, como nos anteriores, adota-se o mesmo tipo de cabo pára-raios. Dessa forma, pretende-se estabelecer uma comparação mais significativa em função dos parâmetros da linha principal, sem a influência das características dos condutores que compõem os cabos pára-raios.

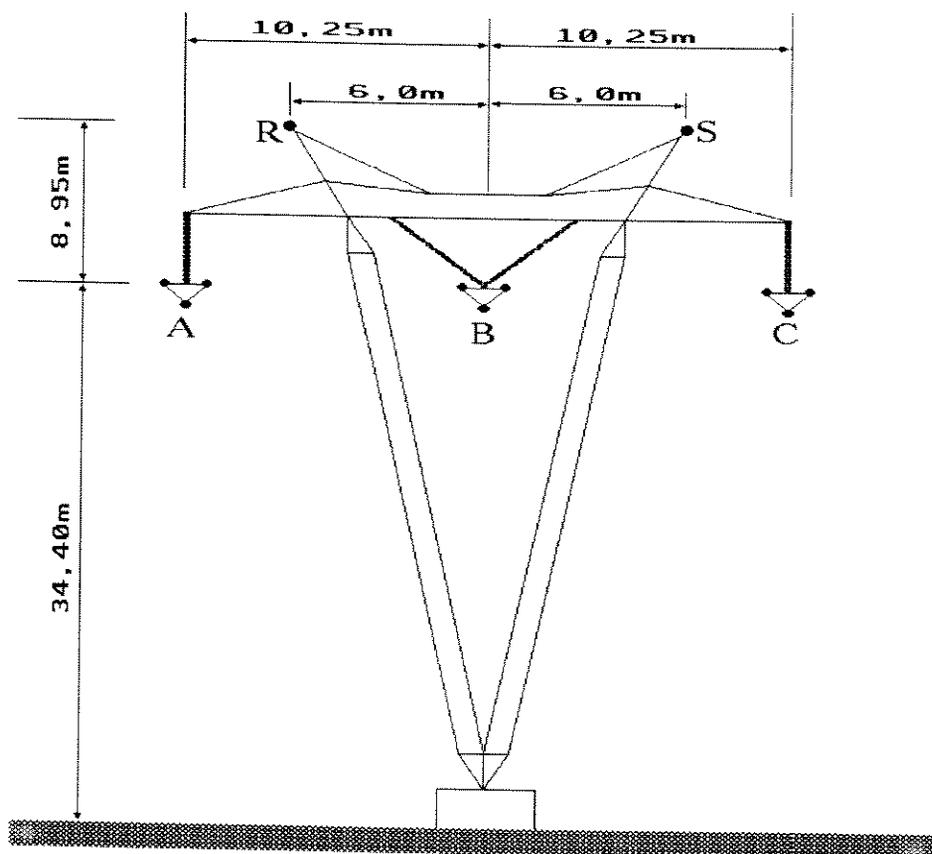


Figura 3.22 - Linha de transmissão de 500 kV.

Condutores	Fase	Pára-Raios
Tipo	Ruddy	HS 3/8"
Diâmetro	2,8727 cm	0,9525 cm
Altura no Meio do Vão	fase A 17,00 m fase B 17,00 m fase C 17,00 m	29,95 m
Resistência Elétrica a 70 °C	0,0727 Ω/km	3,913 Ω/km

Tabela 3.17 - Características dos condutores da linha de transmissão de 500 kV.

Os parâmetros modais, a matriz de transformação [Ti], a matriz de capacitância, etc., podem ser obtidos pela rotina "Line Constants" do "A.T.P." e, no caso, considerou-se o cabo pára-raios "R" isolado. O modelo da figura 3.23 apresenta como tensão induzida no cabo pára-raios devido ao acoplamento capacitivo o valor de 34,10 kV e para as capacitâncias de acoplamento do cabo pára-raios com os demais condutores e a terra os valores: $C_{ar} = 1,41 \text{ nF/km}$; $C_{br} = 1,12 \text{ nF/km}$; $C_{cr} = 0,54 \text{ nF/km}$; $C_{ro} = 3,42 \text{ nF/km}$.

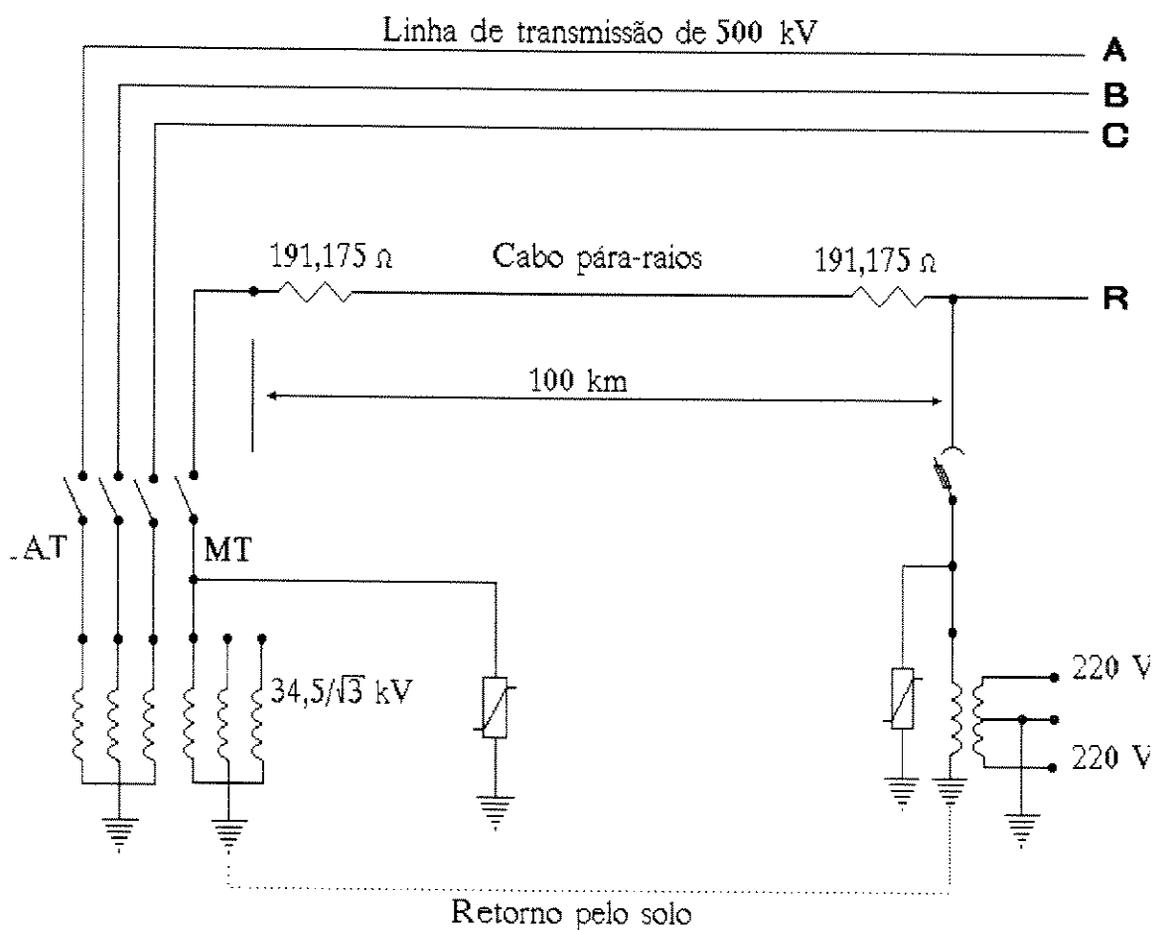


Figura 3.23 - Modelo da linha de transmissão de 500 kV com cabo pára-raios energizado em média tensão.

A seguir, a fim de estabelecer alguma comparação com as linhas simuladas anteriormente, realiza-se simulações do modelo apresentado na figura 3.23 adotando-se basicamente os mesmos procedimentos e parâmetros anteriores. Ou seja, considera-se para a análise do ângulo de fase da tensão aplicada um comprimento de 100 km para o trecho de cabo pára-raios energizado, sendo a média tensão aplicada do mesmo valor já utilizado, ou seja: $34,5/\sqrt{3}$ kV. Considera-se como carga para a linha de média tensão, uma resistência de 3000 ohms de impedância, concentrada na sua extremidade. Para a linha principal adota-se a potência de 1000 MVA a um fator de potência 0,90 indutivo.

A tabela 3.18 apresenta como resultados a tensão na extremidade final do cabo pára-raios, considerando este sem carga, para diferentes ângulos de fase da tensão de 19,92 kV aplicada na extremidade inicial. Na tabela 3.19, considera-se o cabo pára-raios com carga.

Ângulo de Fase (Graus)	Linha Principal Desenergizada (kV)	Linha Principal Sem Carga (kV)	Linha Principal Com Carga (kV)
0°	20,12	21,26	15,81
-120°	20,12	18,36	22,60
120°	20,12	20,70	22,41
180°	20,12	18,97	24,23
60°	20,12	21,79	18,20
-60°	20,12	19,58	18,43

Tabela 3.18 - Tensão na extremidade do cabo pára-raios. Cabo pára-raios sem carga.

Ângulo de Fase (Graus)	Linha Principal Desenergizada (kV)	Linha Principal Sem Carga (kV)	Linha Principal Com Carga (kV)
0°	17,74	18,76	13,96
-120°	17,74	16,22	19,95
120°	17,74	18,29	19,78
180°	17,74	16,76	21,48
60°	17,74	19,24	16,07
-60°	17,74	17,30	16,27

Tabela 3.19 - Tensão na extremidade cabo do pára-raios. Cabo pára-raios com carga resistiva de 3.000 ohms.

Os valores das tabelas 3.18 e 3.19 conduzem aos valores da variação percentual de tensão e regulação de tensão apresentados na tabela 3.20. A variação percentual de tensão se refere às condições com carga e sem carga para a linha principal, tomando como base a tensão na condição da linha principal estar desenergizada.

Ângulo de Fase (Graus)	Variação da Tensão		Regulação da Tensão	
	Cabo Pára-Raios Sem Carga (%)	Cabo Pára-Raios Com Carga (%)	Linha Principal Sem Carga (%)	Linha Principal Com Carga (%)
0°	27,09	27,17	13,21	13,25
-120°	-21,07	-21,03	13,19	13,28
120°	-10,64	-8,40	10,83	13,30
180°	-26,14	-26,61	13,19	12,80
60°	17,84	17,87	13,25	13,25
-60°	5,72	5,81	13,18	13,28

Tabela 3.20 - Variação percentual e regulação de tensão.

Os resultados apresentados na tabela 3.20, apontam para o ângulo de -60° , como o ângulo de fase da tensão aplicada ao cabo pára-raios, que propiciará uma menor variação de tensão entre as condições de carga e sem carga para a linha principal. Em função disto, serão traçadas as curvas de variação de tensão com a potência no cabo pára-raios para os ângulos de fase de -60° , e 0° ; isto é, em oposição de fase com a fase "C" e em fase com a fase "A". Estes dois valores apresentaram-se na tabela 3.20, como os valores extremos entre a baixa e a alta variação percentual de tensão. A figura 3.24 mostra a variação de tensão com a potência de carga para a condição de carga com fator de potência unitário e linha principal sem carga, quando o cabo pára-raios é energizado com 19,92 kV em oposição de fase com a fase "C" (-60°). Na figura 3.25 tem-se a mesma variação considerando o cabo pára-raios energizado com 19,92 kV em fase com a fase "A" (0°).

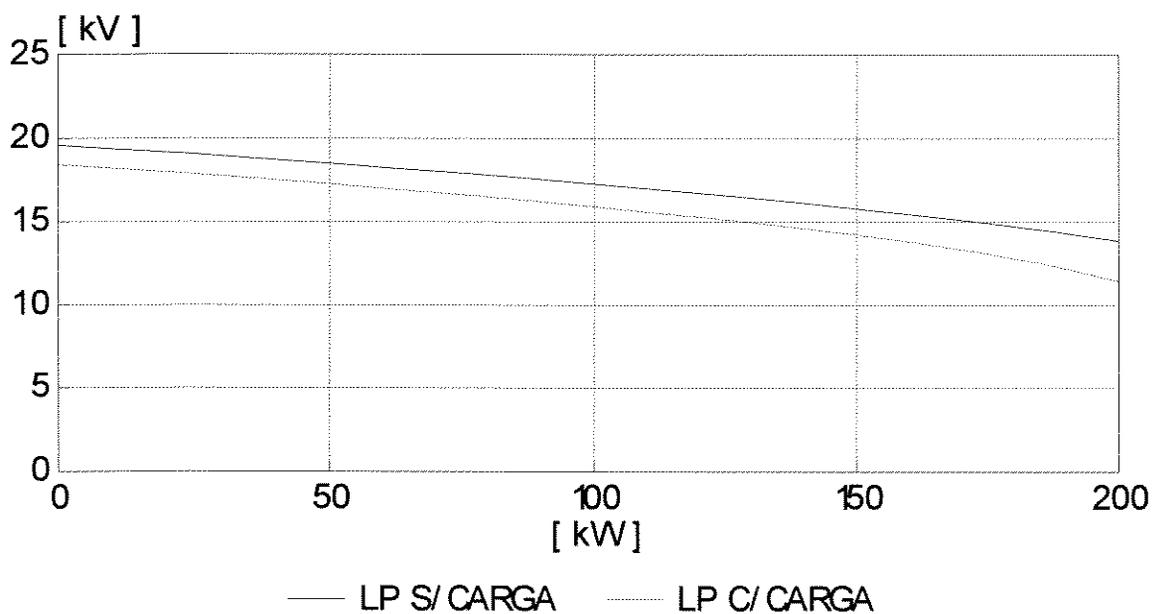


Figura 3.24 - Variação da tensão com a potência de carga quando o cabo pára-raios é energizado com 19,92 kV fase -60°.

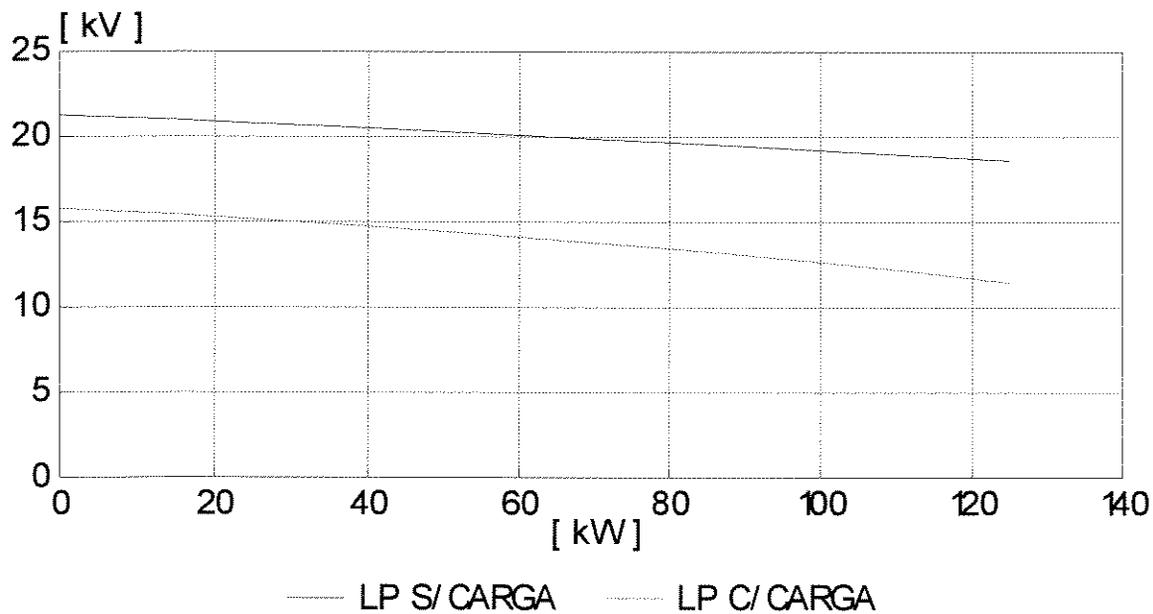


Figura 3.25 - Variação da tensão com a potência de carga quando o cabo pára-raios é energizado com 19,92 kV fase 180°.

Uma análise comparativa das figuras 3.24 e 3.25 com as figuras 3.18, 3.19, 3.8 e 3.9, mostra que, a variação de tensão em função da condição de carga na linha principal tende a crescer com a elevação do nível da tensão induzida no cabo pára-raios. Em consequência disso a definição do ângulo de fase da tensão aplicada ao cabo pára-raios torna-se mais importante a medida que esse nível de tensão se eleva.

Complementando a análise em regime permanente para a linha de 500 kV, mostra-se nas figuras 3.26 e 3.27 a variação da potência transmitida em função do comprimento do trecho de cabo pára-raios energizado. Também, nessas figuras, considera-se uma carga de fator de potência unitário concentrada na extremidade final da linha e uma regulação de tensão de 10% para a definição da potência transmitida. A figura 3.26 refere-se ao ângulo de fase da tensão aplicada em oposição de fase com a fase "C" (-60°), enquanto que na figura 3.27 esse ângulo está em fase com a fase "A" (0°).

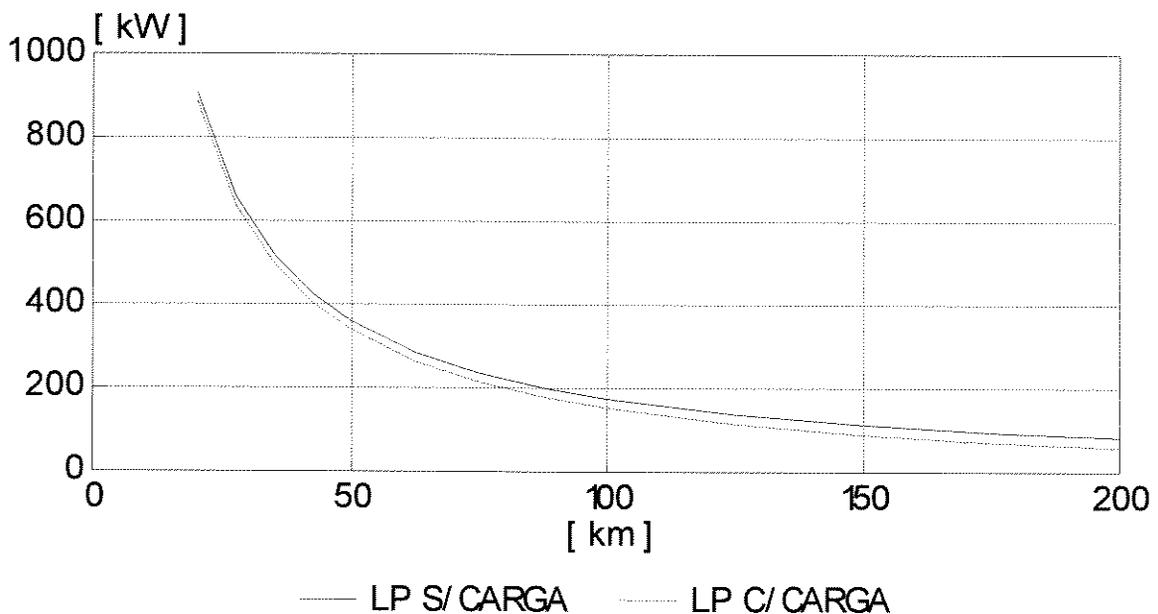


Figura 3.26 - Variação da potência transmitida em função do comprimento do trecho de cabo pára-raios energizado com 19,92 kV fase -60° .

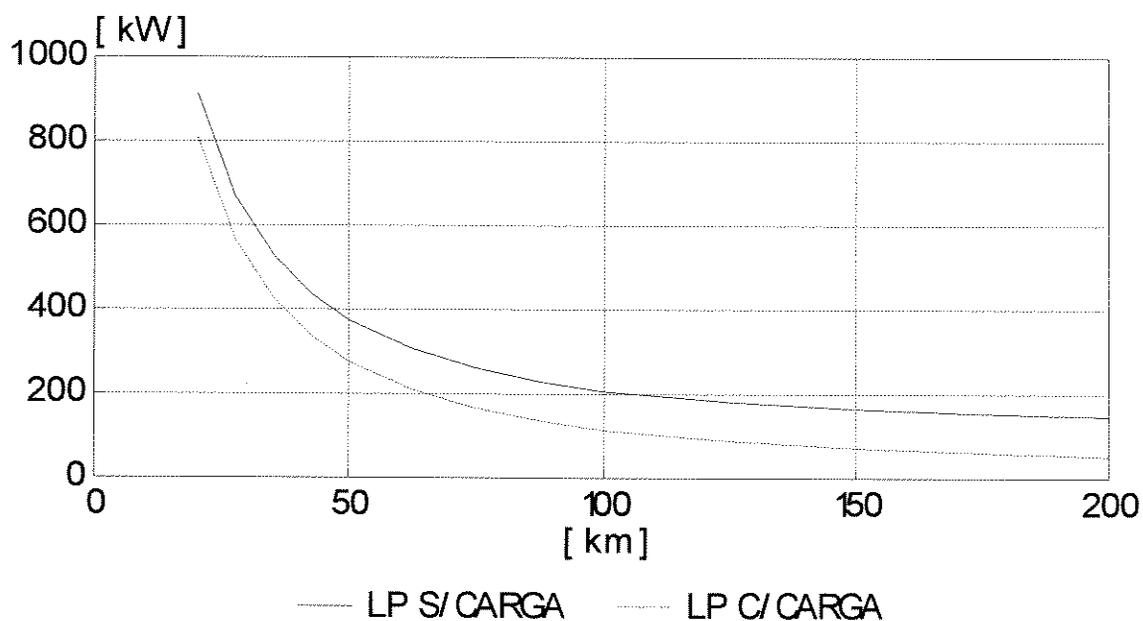


Figura 3.27 - Variação da potência transmitida em função do comprimento do trecho de cabo pára-raios energizado com 19,92 kV fase 0°.

3.6 - SOBRETENSÕES TRANSITÓRIAS

Neste item, far-se-á uma análise sobre as sobretensões transitórias nos cabos pára-raios isolados devido às condições de chaveamentos, falhas e descargas atmosféricas, tanto na linha principal como no próprio cabo. Sobre esse tema far-se-á uma apresentação dos resultados de simulações das situações que se mostraram mais críticas.

3.6.1 - Ferro-Ressonância

Para a análise do fenômeno da ferro-ressonância, considera-se o circuito com retorno pelo solo da figura 3.28, que corresponde à uma linha de transmissão A.T. com um cabo pára-raios isolado e energizado em média tensão

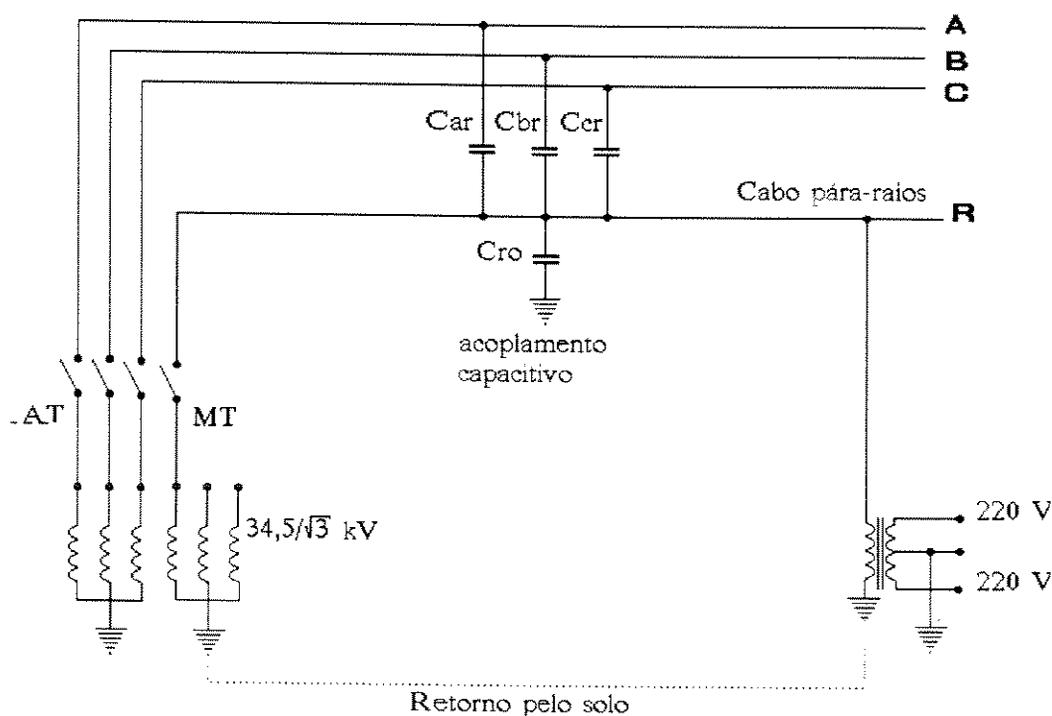


Figura 3.28 - Análise de ferro-ressonância no sistema constituído pelo cabo pára-raios isolado.

Dentre as condições propícias para a manifestação do fenômeno da ferro-ressonância destacam-se aquelas nas quais o cabo pára-raios encontra-se desenergizado. Nessa situação, devido ao acoplamento do cabo pára-raios com os demais

condutores da linha de transmissão, passará a predominar no cabo pára-raios, uma outra fonte de tensão, que é constituída pela tensão induzida devido ao acoplamento capacitivo. O circuito equivalente correspondente será formado pela tensão induzida em série com a capacitância equivalente do acoplamento, pela impedância do condutor e pela indutância de magnetização do transformador em paralelo com a carga do mesmo. O fenômeno da ferro-ressonância é mais acentuado quando o transformador estiver operando com uma pequena carga ou a vazio. Para as análises a seguir, considerar-se-á o transformador a vazio.

O circuito equivalente para a análise de ferro-ressonância é apresentado na figura 3.29, onde considera-se somente a parte resistiva da impedância do cabo pára-raios por ser esta de valor expressivamente maior comparada com a indutância do mesmo. Todavia, os parâmetros R e C e a fonte de tensão são distribuídos ao longo do cabo pára-raios e a sua representação como parâmetros concentrados como mostra a figura 3.29 poderá não representar com muita precisão o sistema em análise. Entretanto, para uma interpretação analítica do fenômeno esse circuito será de grande utilidade.

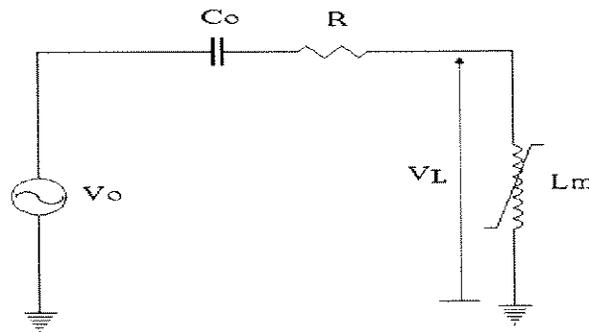


Figura 3.29 - Circuito equivalente para análise de ferro-ressonância.

No circuito da figura 3.29, tem-se:

$C_0 \Rightarrow$ Capacitância equivalente devido ao acoplamento capacitivo

$L_m \Rightarrow$ indutância de magnetização do transformador;

$V_o \Rightarrow$ tensão induzida no cabo pára-raios devida ao acoplamento capacitivo

$R \Rightarrow$ resistência elétrica do trecho de cabo pára-raios isolado.

O fenômeno da ferro-ressonância poderá surgir em decorrência de um dos seguintes transitórios de chaveamentos:

- o desligamento do disjuntor alimentador do cabo pára-raios com a linha de alta tensão em operação normal;
- o desligamento de uma das fases da linha de alta tensão com o cabo pára-raios desenergizado.

Para a interpretação analítica do fenômeno da ferro-ressonância, seja o circuito RLC série, mostrado na figura 3.30, cuja solução é obtida da equação (3,19):

$$V = Ri + L \frac{di}{dt} + \frac{1}{C} \int i dt \quad (3.19)$$

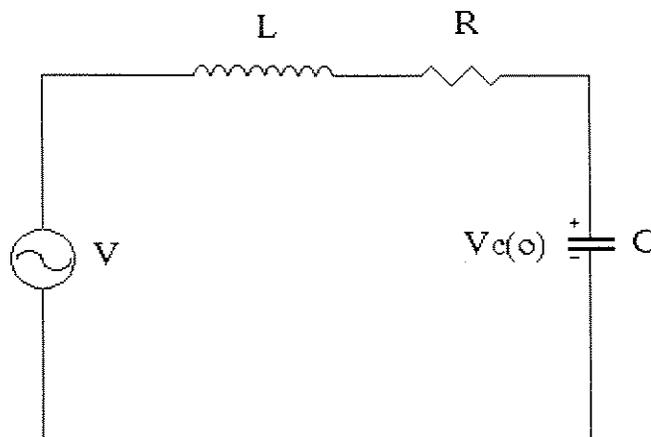


Figura 3.30 - Circuito RLC série.

As condições iniciais necessárias à solução da equação (3.19) serão definidas de acordo com tipo e instante dos chaveamentos. Ou seja, quanto ao desligamento do disjuntor alimentador do cabo pára-raios, o instante da abertura do disjuntor deverá definir a condição inicial de tensão na capacitância equivalente $V_c(o)$ e a corrente no ramo de magnetização do transformador $I_L(o)$. Nessa situação, o transitório será mais acentuado quando a condição inicial de tensão $V_c(o)$, assumir o maior valor, que corresponde ao valor de pico da tensão aplicada ao cabo pára-raios. Dessa forma, a condição inicial da corrente pouco influenciará no transitório, tendo-se em vista que esta será de pequeno valor (transformador a vazio) e, portanto, poderá ser desprezada, isto é, $I_L(o) = 0$. Quanto ao desligamento de uma das fases da linha de alta tensão, estando o cabo pára-raios desenergizado, este tipo de chaveamento impõe uma variação momentânea na tensão induzida no mesmo. Esse fato, poderá dar origem ao fenômeno da ferro-ressonância independentemente das possíveis condições iniciais dos parâmetros L e C do circuito da figura 3.30. Portanto, a análise do fenômeno da ferro-ressonância através do circuito equivalente pode ser mais facilmente entendida quando se considera isoladamente os dois parâmetros que promovem o transitório. O primeiro, refere-se à tensão induzida (V_o), e o segundo, à condição inicial de tensão na capacitância equivalente $V_c(o)$.

A análise do efeito da tensão induzida (V_o) aplica-se, principalmente, ao transitório promovido pelo desligamento de uma das fases da linha de alta tensão estando o cabo pára-raios desenergizado, e pode ser realizada, considerando os valores tipicamente elevados da indutância de magnetização do transformador, para a condição de regime permanente, sem grandes distorções no resultado. Assim considerando a solução de regime permanente para a expressão (3.19), tem-se:

$$I = \frac{V_o}{\sqrt{R^2 + (\omega L - \frac{1}{\omega C})^2}} \quad (3.20)$$

onde, V_o e I são os fasores de tensão e corrente e ω a frequência do sistema.

A expressão (3.20) mostra que a corrente assumirá um valor máximo, dado por: $I = V/R$, quando a frequência da tensão induzida (ω) for igual à frequência natural do circuito (ω_o) definida por:

$$\omega_o = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (3.21)$$

A tensão no indutor pode ser determinada multiplicando a corrente em (3.20) pela impedância do mesmo ($X_L = \omega.L$), portanto:

$$V_L = \frac{V_o}{\sqrt{(\frac{R}{\omega L})^2 + [1 - (\frac{\omega_o}{\omega})^2]^2}} \quad (3.22)$$

Na condição de total ressonância, $\omega_o = \omega$, a tensão no indutor será dada por:

$$V_L = \frac{\sqrt{L/C}}{R} V_o \quad (3.23)$$

Para valores da frequência natural de oscilação do circuito ω_o próximos da frequência da tensão induzida ω , a tensão no indutor pode ser aproximada por:

$$V_L = \frac{V_o \cdot \omega_o}{2 \cdot \Delta\omega} \quad (3.24)$$

onde, $\Delta\omega = |\omega - \omega_o|$. Isto significa que para uma diferença de 10% entre a frequência natural do circuito ω_o e a frequência da tensão induzida, tem-se uma tensão no indutor em torno de 5 vezes a tensão induzida (V_o).

Para análise do efeito da condição inicial de tensão na capacitância equivalente, considera-se o circuito da figura 3.30 com a fonte de tensão curto-circuitada, dessa forma, a equação (3.19) se reduz a:

$$Ri + L \frac{di}{dt} + \frac{1}{C} \int idt = 0 \quad (3.25)$$

A solução da equação (3.25), dependendo dos valores dos coeficientes R, L e C pode ser qualquer uma dos três tipos clássicos: superamortecida, criticamente amortecida e oscilatória. Considerando os valores típicos do circuito formado pelo cabo pára-raios e a indutância de magnetização do transformador, conclui-se que a solução será do tipo oscilatória. Pois, $1/L_m C > R/2L_m$, sendo L_m a indutância de magnetização do transformador. Portanto, a tensão no indutor será dada por:

$$V_L = V_c(o) \cdot e^{-\frac{t}{2T}} \cdot \left(\frac{1}{2\beta T} \text{sen}\beta t + \text{cos}\beta t \right) \quad (3.26)$$

Onde:

$T \Rightarrow$ representa a constante de tempo eletromagnética do circuito, dada por:

$$T = \frac{L}{R} \quad (3.27)$$

$\beta \Rightarrow$ representa a frequência angular de oscilação do circuito, definida por:

$$\beta = \sqrt{\frac{1}{L \cdot C} - \left(\frac{R}{2L}\right)^2} \quad (3.28)$$

$V_c(0) \Rightarrow$ condição inicial de tensão na capacitância equivalente da linha de média tensão, ou seja, o valor instantâneo da tensão aplicada, no instante da abertura do disjuntor (tensão residual de desligamento da linha).

Nota-se pela expressão (3.28), que a frequência de oscilação β independe do valor da condição inicial da tensão ($V_c(0)$), dependendo somente dos parâmetros R, L e C.

Para os valores de $\frac{R}{2L} \ll \frac{1}{LC}$, a frequência de oscilação pode ser aproximada por:

$$\beta \cong \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (3.29)$$

A superposição das tensões no indutor, dadas por (3.22) e (3.26), constituirá na solução do problema. Isto significa que a tensão no transformador será composta por uma oscilação amortecida e uma oscilação em regime permanente na frequência da rede. Em consequência disso, em alguns instantes essa tensão poderá atingir níveis que deverão saturar o transformador e, portanto, modificar a sua indutância de magnetização. Essa condição de não linearidade do circuito magnético dos transformadores, associada à ressonância do circuito RLC, indica que os resultados obtidos pela superposição das tensões determinadas em (3.23) e (3.26) não serão válidos, entretanto, estes serão bastantes úteis para a interpretação do fenômeno. Dessa forma, o problema da ferro-ressonância nos cabos pára-raios energizados pode ser definido como sendo a associação da saturação magnética dos transformadores com a ressonância do circuito RLC.

Apesar dessa análise ter sido feita para um circuito RLC com parâmetros concentrados, e, os parâmetros R e C serem distribuídos ao longo do cabo pára-raios, os resultados não deverão ser muito diferentes daqueles previstos nos equacionamentos apresentados.

As considerações feitas anteriormente sobre a tensão induzida (V_o) e a tensão residual ($V_c(o)$), poderão ser verificadas através das simulações apresentadas a seguir. Para tanto, considerou-se, inicialmente, a linha de 138 kV com um trecho de 100 km de cabo pára-raios energizado para o esquema da figura 3.28. Nesta linha, utiliza-se um transformador de 112,5 kVA conectado na extremidade final entre o cabo pára-raios e a terra. A simulação é realizada de forma a retratar isoladamente o efeito da tensão induzida e o efeito da tensão residual sobre transformador. Para isso, considerou-se em primeiro lugar, o cabo pára-raios desenergizado com o transformador a vazio na sua extremidade. O resultado dessa simulação apresenta somente o efeito da tensão induzida em regime permanente sobre o transformador. Em seguida, considerou-se a linha principal desenergizada, este fato possibilita eliminar o efeito da tensão induzida, e o cabo pára-raios é desligado da fonte através do disjuntor alimentador, quando a corrente no mesmo assumir um valor nulo. Isso deve estabelecer uma tensão residual na linha em torno do valor de pico da tensão aplicada. Dessa forma, ter-se-á como resultado somente o efeito da tensão residual ($V_c(o)$) no transformador. A figura 3.31 mostra o resultado dessas simulações. Nessa figura, a curva 1 mostra o efeito da tensão induzida no cabo pára-raios e a curva 2 o efeito da tensão residual.

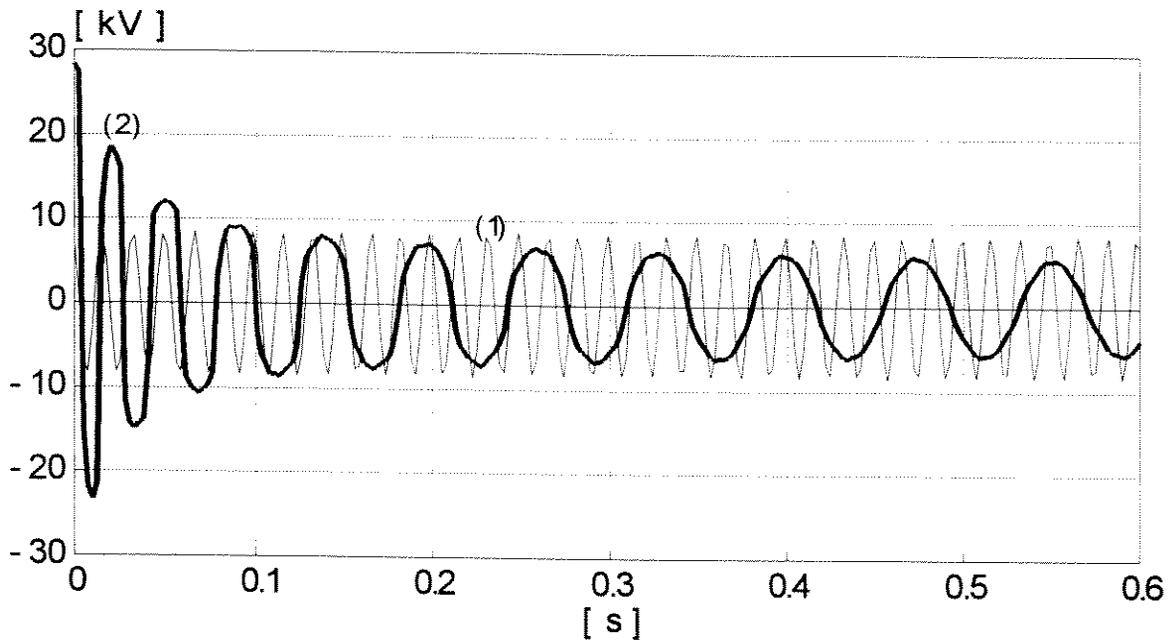


Figura 3.31 - Efeitos isolados da tensão induzida e da tensão residual no transformador. Linha de 138 kV

O transformador de 112,5 kVA utilizado na simulação da figura 3.31 apresenta uma indutância de magnetização com um valor de 188,63 H para a condição de excitação nominal. Com uma sobretensão de 128,5% esse valor cai para aproximadamente 39,5 H. Para a modelagem desse transformador, adota-se uma curva de magnetização típica de chapa de aço silício de grão orientado usual em transformadores desse porte. O transformador deverá iniciar a saturação para intensidades de fluxo magnético superiores ao valor correspondente à tensão e frequência nominais, atingindo a região linear saturada em 128,5% da tensão nominal na frequência de 60 Hz. A linha de média tensão apresenta os seguintes parâmetros aproximados: $C = 0,65 \mu\text{F}$ e $R = 400 \text{ ohm}$. A oscilação amortecida mostrada na curva 2 da figura 3.31 evidencia um processo transitório de frequência variável que pode ser justificado como a seguir.

Inicialmente, um instante após a abertura do disjuntor alimentador, a frequência de oscilação do circuito RLC passa a ser definida pela expressão (3.28). Nessa expressão, atribuindo-se os valores de capacitância e resistência e a indutância de magnetização não saturada do transformador (188,63 H), chega-se a uma frequência de oscilação de 90,3 rd/s (14,37 Hz). Para essa frequência, a condição inicial de tensão ($V_c(0)$) submeterá o transformador à situação de saturação, fazendo com que a sua indutância de magnetização diminua o seu valor. Reduzindo a indutância de magnetização a frequência de oscilação deverá assumir um outro valor mais elevado. Enfim, a definição do ponto de equilíbrio desse processo iterativo dependerá, além dos parâmetros R e C do sistema, da curva característica de magnetização do material ferromagnético utilizado no núcleo do transformador. Na figura 3.31 verifica-se, pela duração do primeiro ciclo da curva (2) que a frequência de oscilação está em torno de 340 rd/s e isto significa que a indutância do transformador assumiu um valor em torno de 13,3 H, aproximadamente. Esta indutância corresponde a uma condição altamente saturada para o transformador. Com o transcorrer do tempo, a tensão residual na linha deverá reduzir-se reduzindo também a condição de saturação do transformador e, por conseqüência, elevando a indutância do mesmo, dando origem a uma frequência de oscilação menor. No último ciclo da curva (2), a frequência está em torno de 14,7 Hz, o que equivale a uma indutância de magnetização de 180,3 H. Esses dados demonstram que o transformador deverá estar na região de saturação da curva de magnetização mesmo sem ser submetido à uma sobretensão.

A corrente de excitação do transformador é apresentada na figura 3.32. Nessa figura, pode-se comprovar a condição de saturação do transformador.

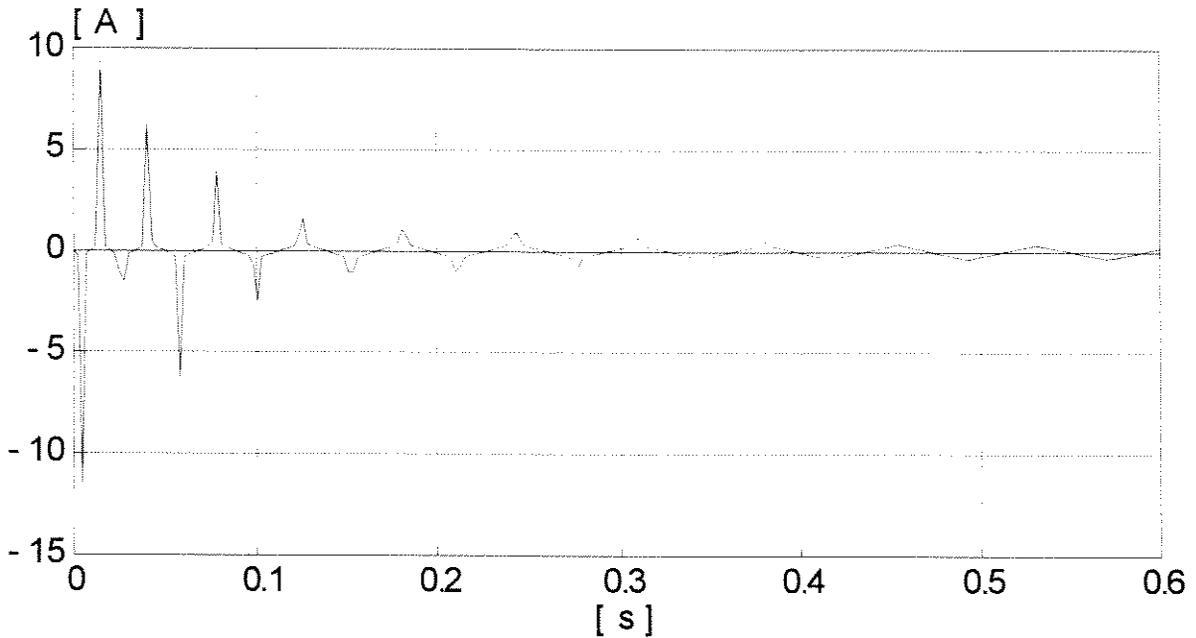


Figura 3.32 - Corrente de excitação do transformador devido somente ao efeito da tensão residual $V_c(o)$

A tensão induzida devido ao acoplamento capacitivo, comporta-se como uma fonte de tensão CA na frequência de 60 Hz em um circuito RLC, que associada à baixa indutância de magnetização saturada do transformador deverá ser amplificada de acordo com a expressão (3.22). Essa tensão amplificada adicionada à tensão residual poderá, como no caso simulado, superar a tensão nominal do transformador mantendo a condição de saturação, inclusive para a condição de regime na frequência nominal. A curva 1 da figura 3.31 não retrata esse fato, pois nessa curva o efeito da tensão residual que promove inicialmente a saturação do transformador não é considerado durante o traçado desta, não ocorrendo, portanto, a redução da indutância de magnetização e por consequência a amplificação da tensão. Durante o fenômeno da ferro-ressonância, essas duas situações ocorrerão simultaneamente. No caso da figura 3.31, considerando uma indutância de

magnetização saturada para o transformador em torno de 14 H, a tensão no transformador calculada pela expressão (3.22) desprezando o termo resistivo, é amplificada de 5,78 kV para 25,48 kV, e esse fato deverá assegurar o regime de saturação do transformador.

O desligamento de uma fase da linha de alta tensão, estando o cabo pára-raios desenergizado, deverá proporcionar uma variação na tensão induzida (V_o), conforme a expressão (3.14), que poderá dar início ao fenômeno da ferro-ressonância. A figura 3.33 apresenta a tensão no cabo pára-raios quando a fase “B” da linha de 138 kV é desligada. Nessa simulação, o cabo pára-raios está desenergizado e o transformador de 112,5 kVA está a vazio. Sob estas condições a tensão induzida no cabo pára-raios varia de 5,76 kV para 13,37 kV após o desligamento da fase “B”.

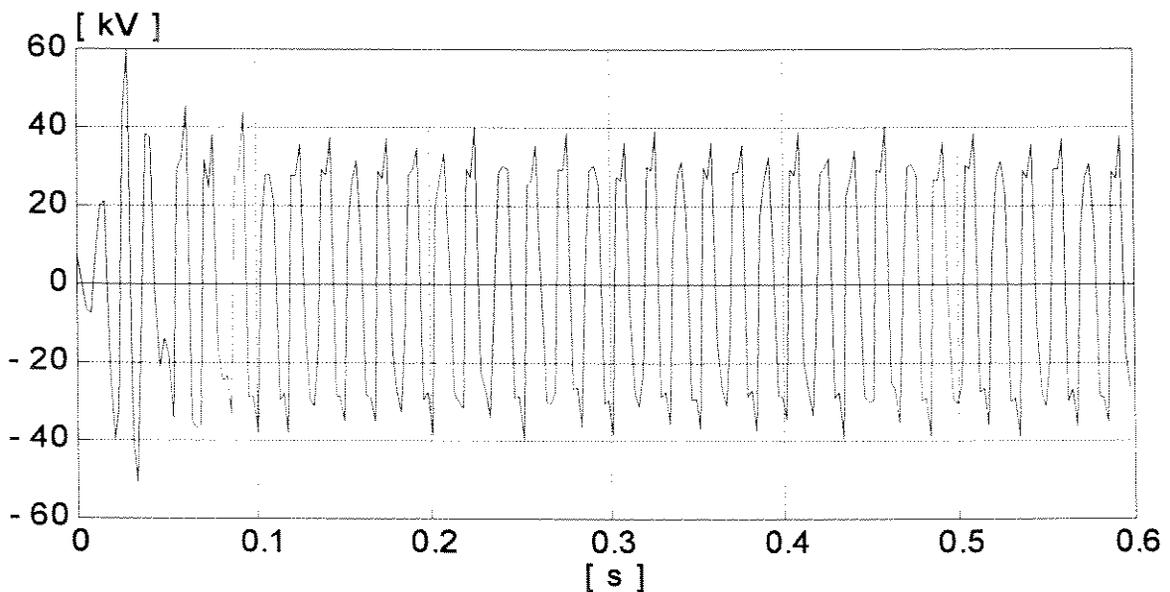


Figura 3.33 - Tensão no cabo pára-raios quando a fase “B”. da linha de 138 kV é desligada

A figura 3.34 mostra os resultados do efeito de ferro-ressonância no mesmo sistema, quando o disjuntor alimentador do cabo pára-raios é desligado e a linha de alta tensão em condições normais de operação.

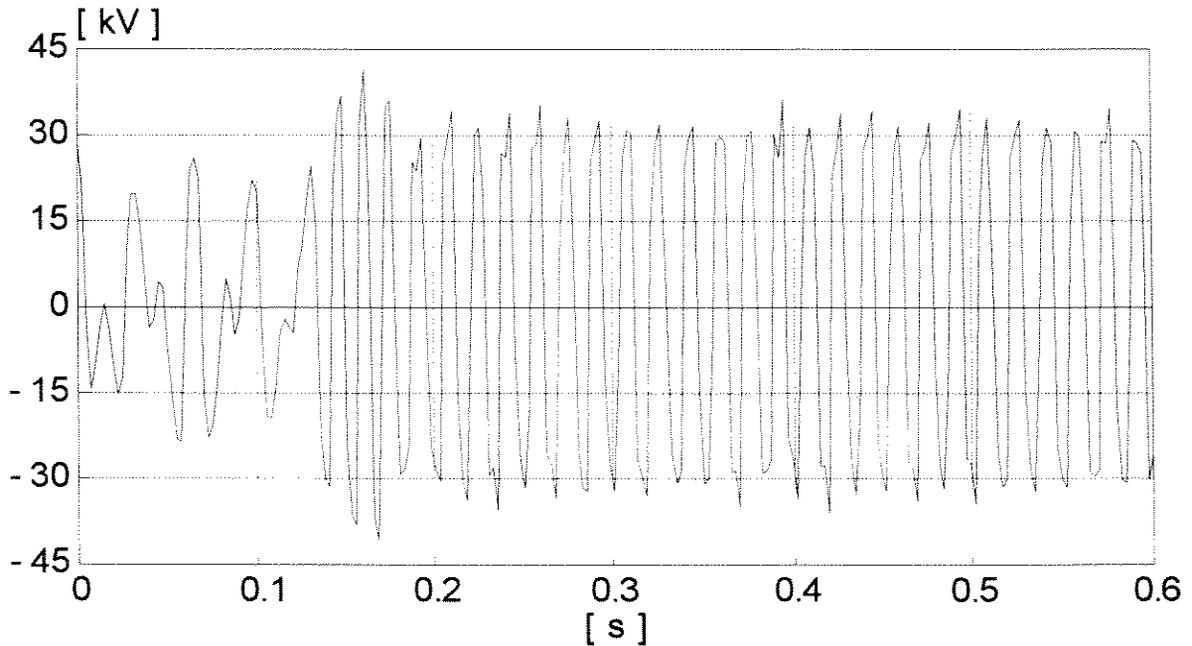


Figura 3.34 - Tensão no cabo pára-raios quando o disjuntor alimentador é desligado. Linha de 138 kV em operação normal.

Em ambos os casos apresentados nas figuras 3.33 e 3.34, um banco de capacitores conectado entre o cabo pára-raios e a terra poderá evitar que a tensão induzida seja amplificada e sustente o regime de saturação do transformador, neutralizando o fenômeno. Observa-se que a relação entre a tensão e a corrente de excitação do transformador depende das características não lineares específicas do material ferromagnético utilizado para compor o núcleo. Devido a isso, torna-se muito trabalhoso, além de ser muito específico a um determinado tipo de sistema, estabelecer uma relação analítica para o cálculo do banco de capacitores. Como alternativa, sugere-se a simulação

do sistema em situação de ferro-ressonância, com o objetivo de estabelecer alguns parâmetros que possam direcionar o dimensionamento do banco de capacitores necessário para prevenir o problema.

Após algumas simulações, chegou-se a um banco de capacitores de $0,44 \mu\text{F}$ para eliminar a possibilidade de ferro-ressonância apresentada na figura 3.33 e um de $1,3 \mu\text{F}$ para a situação referente à figura 3.34. Observa-se que, embora os resultados mostrados na figura 3.34 não tenham apresentados maiores níveis de sobretensão, comparado com a figura 3.33, esse tipo de transitório se mostrou mais exigente com relação à sua prevenção com bancos de capacitores. De fato, o banco de capacitores ligados ao cabo pára-raios, além de reduzir a tensão induzida (V_0), se adiciona ao valor da capacitância equivalente (C_0), reduzindo ainda mais a frequência de oscilação do circuito ressonante (β) impondo um maior nível de saturação ao transformador.

A figura 3.35 mostra o resultado da simulação do transitório proporcionado pelo desligamento da fase “B” da linha de 138 kV com o banco de capacitores de $0,44 \mu\text{F}$ ligado entre o cabo pára-raios e a terra. A figura 3.36 apresenta o transitório do desligamento do cabo pára-raios, com o banco de capacitores de $1,3 \mu\text{F}$.

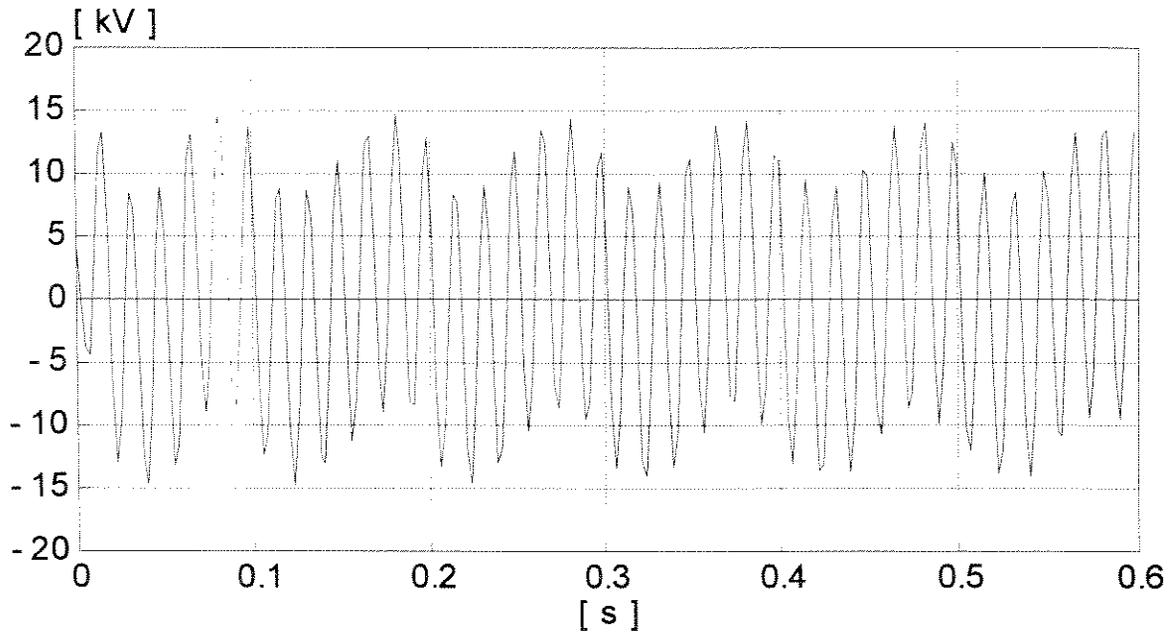


Figura 3.35 - Tensão no cabo pára-raios com um banco de capacitores de $0,44 \mu\text{F}$ quando a fase "B" da linha de 138 kV é desligada

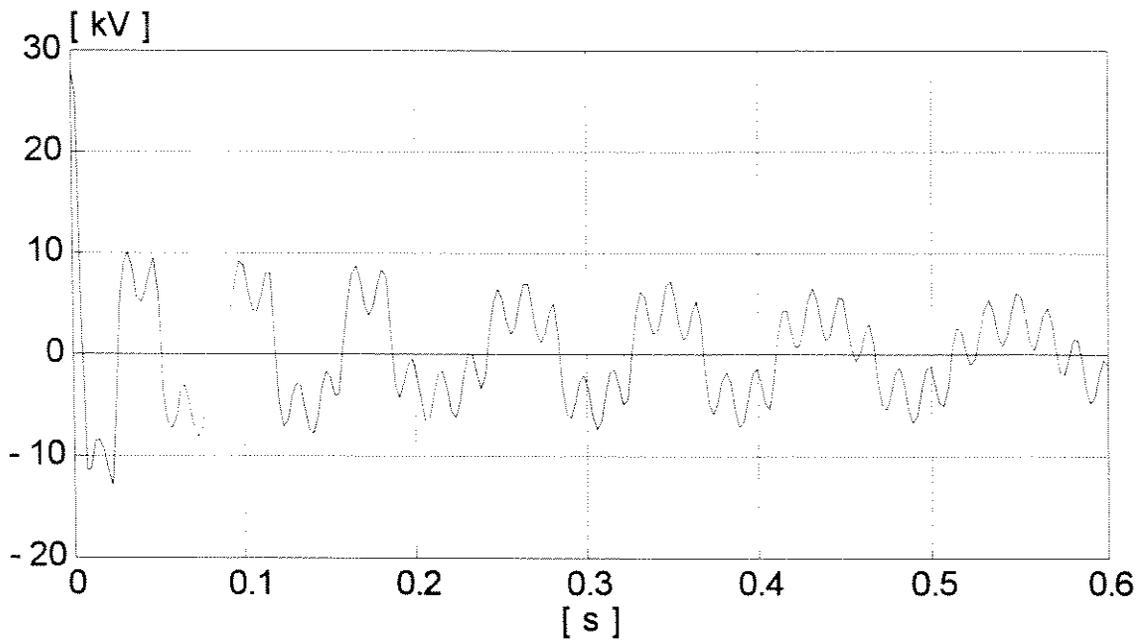


Figura 3.36 - Tensão no cabo pára-raios com um banco de capacitores de $1,30 \mu\text{F}$ quando o disjuntor de média tensão é desligado. Linha de 138 kV em operação normal.

A figura 3.37 mostra a corrente de magnetização no transformador durante o transitório apresentado na figura 3.36. Nesta figura pode-se comprovar o maior nível de saturação proporcionado pelo banco de capacitores de 1,3 μ F.

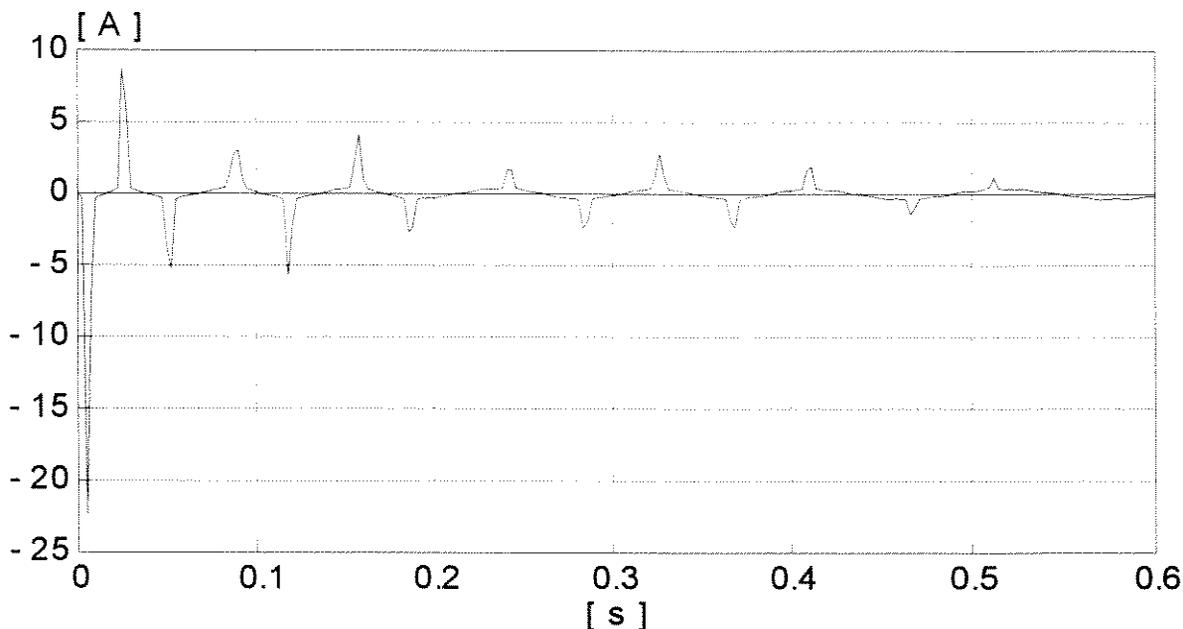


Figura 3.37 - Corrente no transformador para a condição da figura 3.36.

Esses resultados mostram que, embora os bancos de capacitores sejam eficientes quanto à prevenção do fenômeno da ferro-ressonância, estes podem ser incompatíveis com o sistema nos quais serão utilizados. No caso da figura 3.36, a potência capacitiva necessária à prevenção do fenômeno (200 kVAR) é muito maior que a potência que se propõe transmitir (112,5 kVA). Isto sugere que este valor de potência a ser transmitida está incompatível com a extensão do trecho (100 km), pois, trechos menores terão menores capacitâncias de acoplamento e, conseqüentemente, necessitarão de menores bancos de capacitores para prevenção do fenômeno da ferro-ressonância. Este aspecto será analisado a seguir, mas, primeiramente, a fim de complementar a análise feita até aqui, apresenta-se o comportamento das demais linhas em estudo sob as mesmas condições.

Tendo-se em consideração que o transitório proporcionado pelo desligamento do cabo pára-raios é mais exigente quanto à sua prevenção com bancos de capacitores, os casos apresentados para os outros sistemas (138 kV com circuito duplo e 500 kV) serão relativos a esse tipo de chaveamento.

As linhas de transmissão de 138 kV com circuito duplo e 500 kV apresentaram uma tensão induzida no cabo pára-raios mais elevada, 15,46 kV e 34,10 kV respectivamente, o que sugere um maior nível de saturação do transformador e, conseqüentemente, maiores bancos de capacitores anti-ferro-ressonantes. As figuras 3.38 e 3.39 mostram, respectivamente, para as linhas de 138 kV com circuito duplo e 500 kV, a tensão no transformador de média tensão após o desligamento do disjuntor alimentador do cabo pára-raios, para a condição de transformador a vazio.

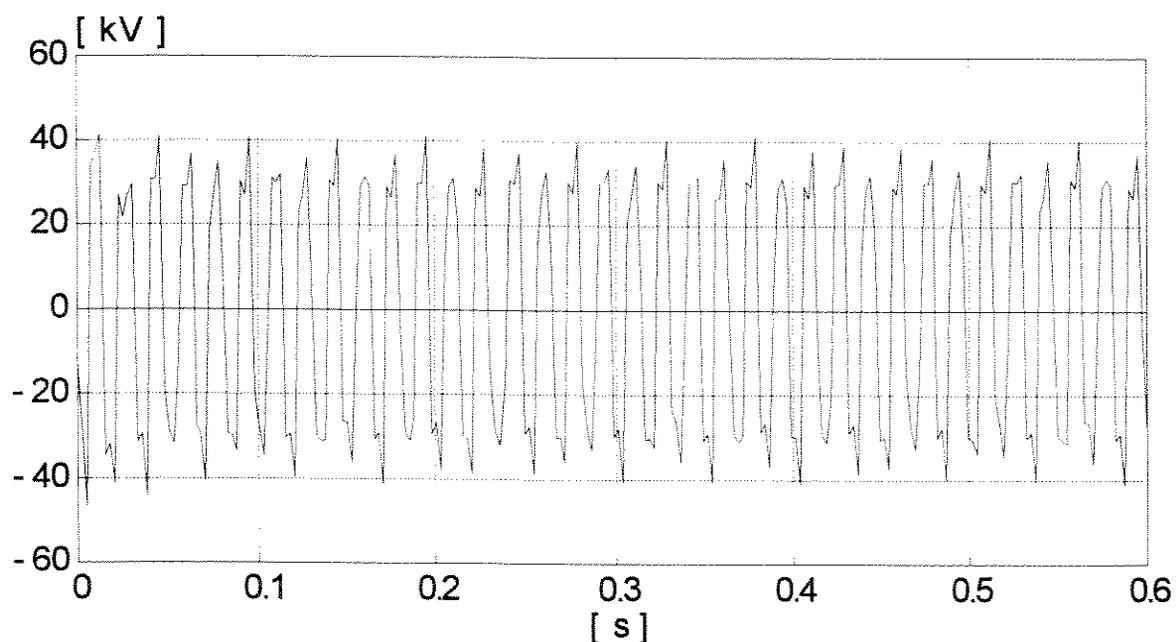


Figura 3.38 - Tensão no transformador após o desligamento do disjuntor de média tensão. Linha de 138 kV com circuito duplo.

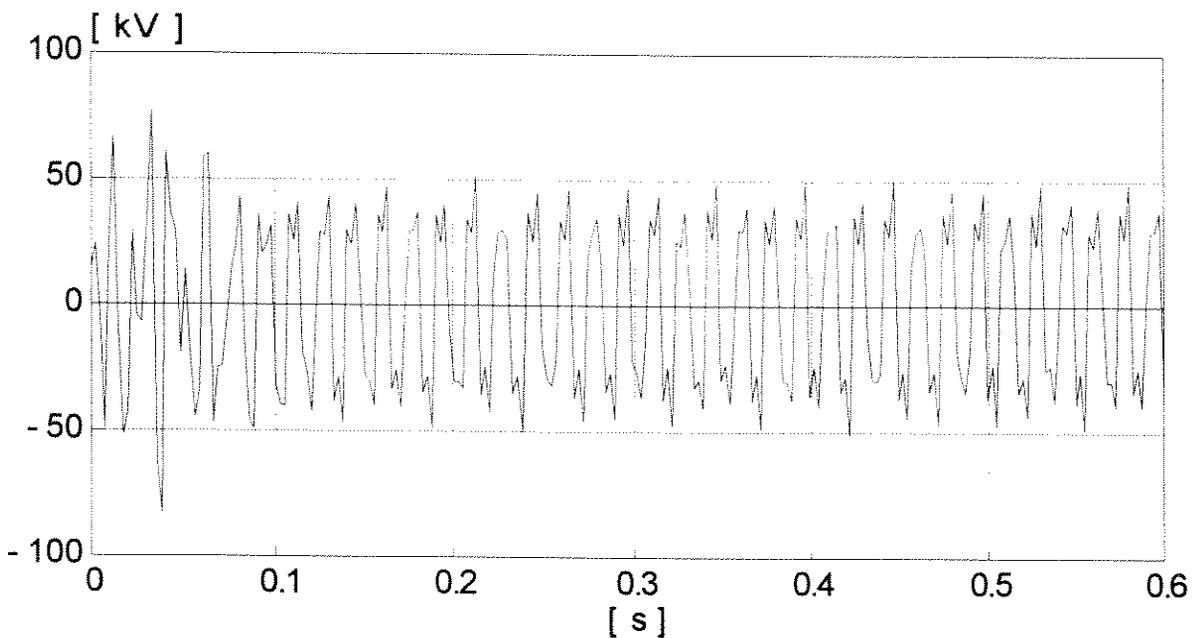


Figura 3.39 - Tensão no transformador após o desligamento do disjuntor de média tensão. Linha de 500 kV.

Após algumas simulações desses sistemas utilizando banco de capacitores anti-ferro-ressonante, nas condições de chaveamentos empregadas nas figuras 3.38 e 3.39, chegou-se aos bancos de capacitores de $3,5 \mu\text{F}$ e $6,2 \mu\text{F}$ para as linhas de 138 kV com circuito duplo e 500 kV, respectivamente. Com esses resultados apresenta-se nas figuras 3.40 e 3.41 o comportamento da tensão nos terminais do transformador em situação de ferro-ressonância para as linhas de 138 kV com circuito duplo e 500 kV com os seus respectivos bancos de capacitores anti-ferro-ressonante.

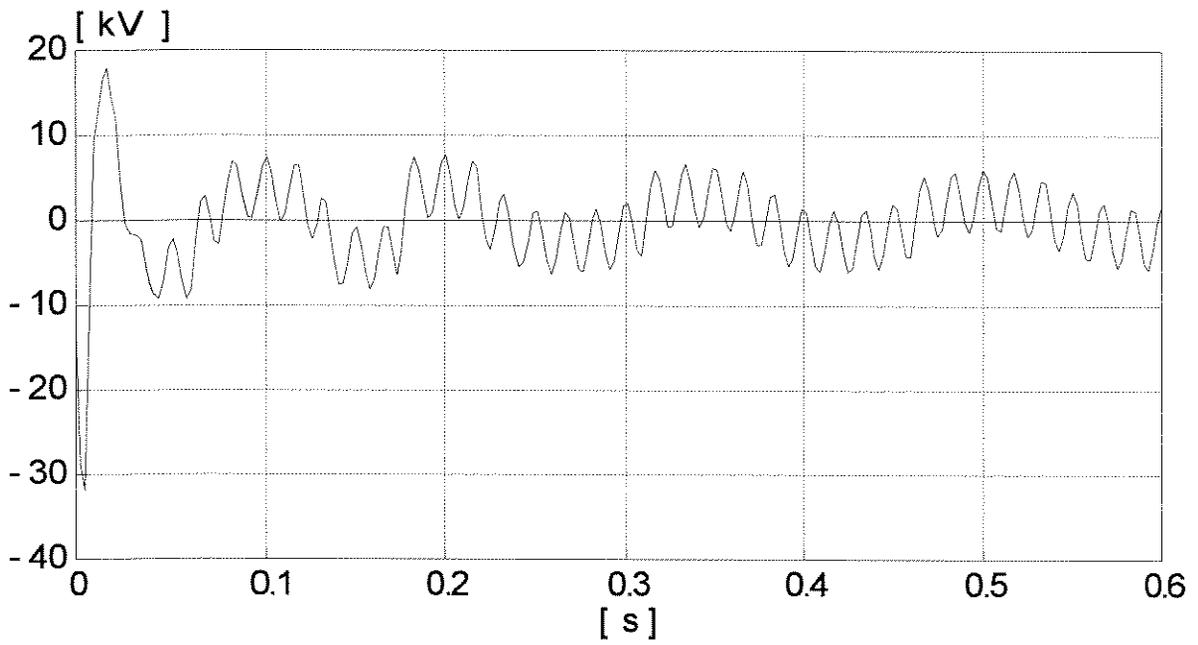


Figura 3.40 - Tensão no cabo pára-raios com banco de capacitores de 3,5 μF após o desligamento do disjuntor. Linha de 138 kV com circuito duplo

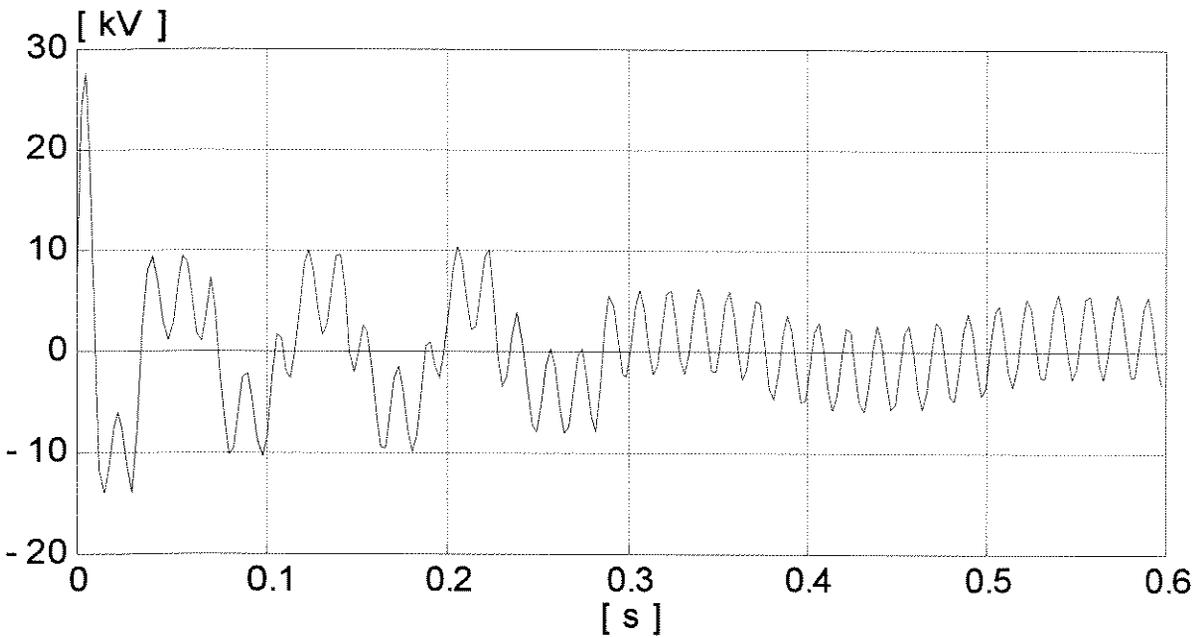


Figura 3.41 - Tensão no cabo pára-raios com banco de capacitores de 6,2 μF após o desligamento do disjuntor. Linha de 500 kV

A tabela 3.21 resume os dados dos sistemas de média voltagem com os respectivos bancos de capacitores anti-ferro-ressonante.

Linha de Transmissão	Tensão Induzida (kV)	Capacitância de Acoplamento (μ F)	Banco de Capacitores Anti-Ferro-Ressonante	
			C_1 (μ F)	(kVAR)
138 kV	5,76	0,645	1,30	- 200
138 kV /circuito Duplo	15,46	0,810	3,50	528
500 kV	34,10	0,635	6,20	935

Tabela 3.21 - Banco de capacitores para minimizar o efeito devido à ferro-ressonância

Essa técnica, apresentou-se muito eficiente no sentido de reduzir as sobretensões devido à ferro-ressonância, como pode ser visto nas figuras 3.40 e 3.41, entretanto, o valor da potência do banco de capacitores utilizado é muito maior que a potência transmitida para a carga. Com relação aos valores dos bancos de capacitores apresentados na tabela 3.21, estes são os menores valores a partir dos quais o fenômeno da ferro-ressonância é eliminado, quando se considera o desligamento do disjuntor alimentador do cabo pára-raios com o transformador de 112,5 kVA a vazio. O nível de saturação do transformador aumenta com o crescimento do banco de capacitores, e esse fato também constitui-se em um parâmetro que deve ser considerado. A fim de ilustrar tal fato,

apresenta-se na figura 3.42 a corrente de magnetização do transformador para as condições constantes na figura 3.41.

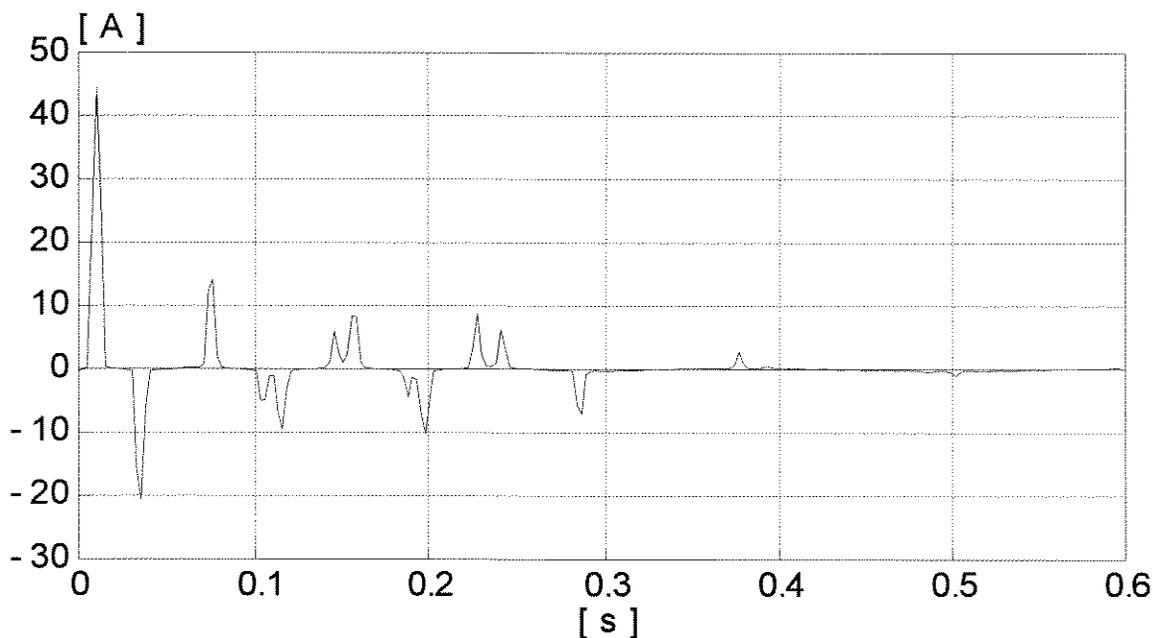


Figura 3.42 - Corrente no transformador para a situação da figura 3.41

Com relação ao desligamento de uma fase da linha de alta tensão com o cabo pára-raios isolado e desenergizado, os bancos de capacitores apresentaram valores bem menores, $1,30 \mu\text{F}$ para linha de 138 kV com circuito duplo e $0,95 \mu\text{F}$ para linha de 500 kV, e, portanto, este tipo de chaveamento não será objeto de análise nas considerações a seguir.

Os bancos de capacitores determinados na tabela 3.21 apresentam valores elevados de potência reativa o que os tornam inviáveis para o sistema proposto. Entretanto, esses valores poderão ser significativamente reduzidos se alguma carga, em torno de 5% ou menor, estiver permanentemente ligada ao transformador. No caso da linha de 138 kV com uma carga de 5 kW ligada ao transformador, o fenômeno da ferro-ressonância poderia ser prevenido com um banco de capacitores de $0,45 \mu\text{F}$. Já nos outros

dois sistemas, esta alternativa não é interessante, pois a necessidade de carga ligada ao transformador é maior e, mesmo assim, o banco de capacitores é maior que a potência de carga. No caso particular da linha de 500 kV, é notório que a solução mais indicada seria elevar o valor da média tensão aplicada ao cabo pára raios, visto que a tensão induzida no mesmo (34,1 kV) supera a tensão nominal do transformador (20 kV). Portanto, deve-se procurar adequar o sistema, seja em relação ao nível da média tensão aplicada ao cabo pára-raios, ou em relação ao comprimento da linha de média tensão e à potência a ser transmitida, ou ainda prever uma pequena carga ligada permanentemente ao sistema, a fim de se obter uma prevenção do fenômeno da ferro-ressonância com bancos de capacitores compatíveis com as dimensões do mesmo.

3.6.2 - Sobretensões Induzidas pela Corrente de curto-circuito na Linha de Alta Tensão

As sobretensões induzidas pelas correntes de curtos-circuitos na linha principal são aproximadamente proporcionais às magnitudes dessas correntes. As simulações demonstraram que os valores mais elevados ocorrem durante um curto-circuito fase-terra, com a falha localizada no fim do trecho de cabo pára-raios isolado. Nesse caso, a tensão induzida pela corrente de curto-circuito adiciona-se vetorialmente com a tensão aplicada. Conseqüentemente, a definição do ângulo de fase é fundamentalmente importante para ter-se uma menor sobretensão.

Considerando a linha de 138 kV analisada no item 3.3 deste capítulo, um curto-circuito fase-terra na fase "b" foi o que apresentou maior sobretensão, em torno de 2,2 pu. O resultado da simulação desse curto-circuito é mostrado na figura 3.43, onde o curto-circuito ocorre após 50 ms.

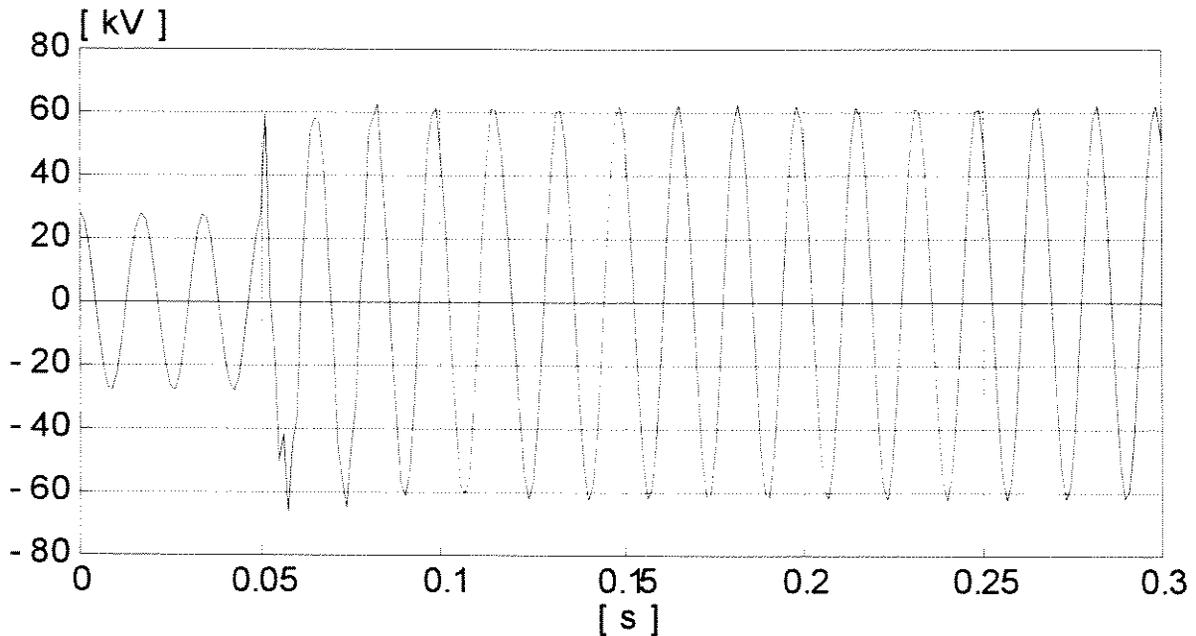


Figura 3.43 - Curto-circuito fase-terra na linha principal. Curto-circuito ocorrendo na fase "b".

3.6.3 - Descargas Atmosféricas nos Cabos Pára-Raios

A proteção dos cabos pára-raios isolado com hastes centelhadoras em cada torre de transmissão, deve ser realizada, principalmente, considerando os efeitos de uma descarga atmosférica. O nível da média tensão é muito pequeno comparado com as sobretensões devido a uma descarga atmosférica. De forma que, o surto de sobretensão

provoca a ignição das hastes centelhadoras aterrando o cabo pára-raios nas torres através do arco elétrico. Portanto, nestas condições, o cabo pára-raios comporta-se como um cabo aterrado.

Quando um raio atinge uma torre de uma linha de transmissão, estabelece-se um processo de propagação de ondas de tensão e corrente nos cabos pára-raios, nas torres próximas e nos sistemas de aterramento, com reflexões conforme as impedâncias características envolvidas. A tensão resultante, é determinada pelo produto da corrente de raio pelo valor da impedância de surto equivalente vista por este ponto. Ou seja, para uma descarga na torre a impedância equivalente de surto é o paralelo entre as impedâncias de surto dos cabos pára-raios e a impedância de surto da torre, como mostra a figura 3.44.

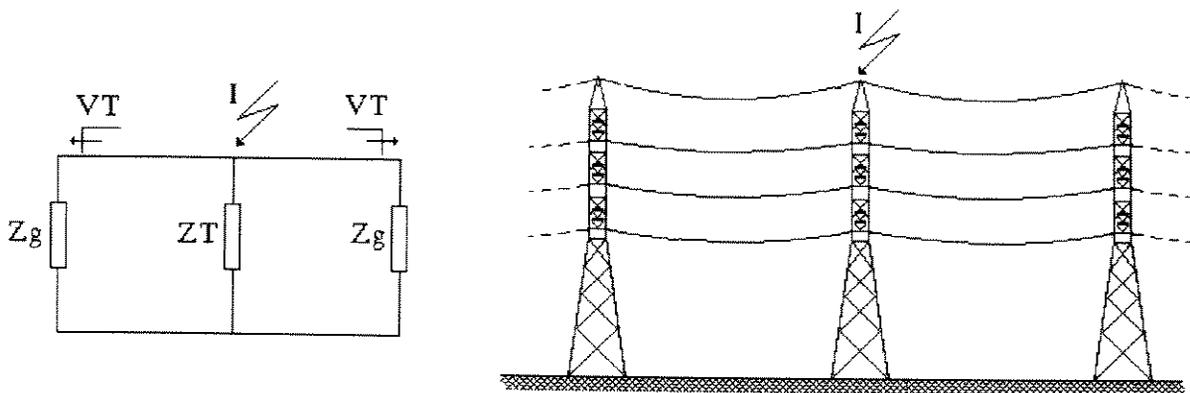


Figura 3.44 - Descarga atmosférica atingindo a torre.

Portanto:

$$V_T = \frac{I \cdot Z_T}{\left(1 + \frac{2Z_T}{Z_g}\right)} \quad (3.33)$$

Essa onda de tensão será modificada pelas reflexões na base da torre e ainda pelas reflexões nas torres adjacentes.

A incidência de raios nos cabos pára-raios apresenta como característica básica uma tensão no ponto de incidência muito maior do que para a incidência nas torres. Para uma descarga atingindo o cabo pára-raios em algum ponto ao longo do vão entre duas torres como mostra a figura 3.45, a tensão resultante será:

$$V_M = I \cdot \frac{Z_g}{2} \quad (3.34)$$

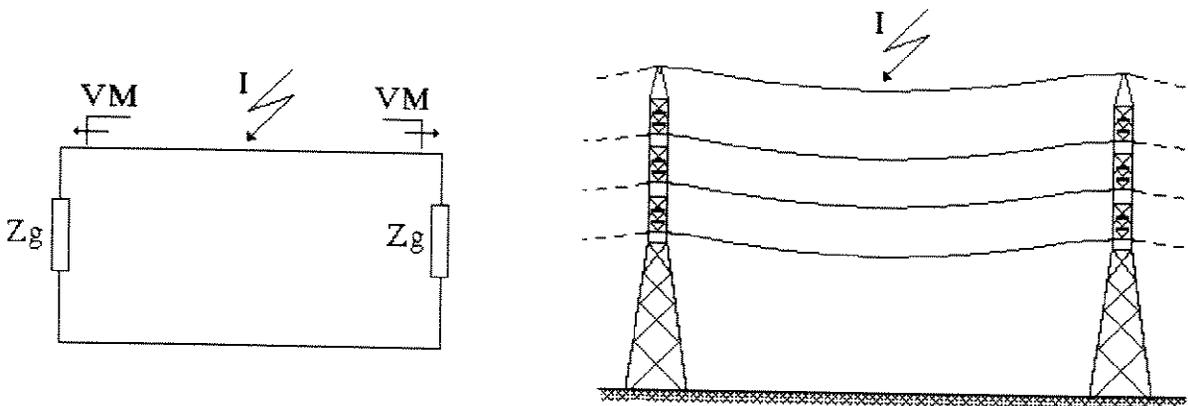


Figura 3.45 - Descarga atmosférica atingindo o cabo pára-raios no meio do vão.

A onda de tensão \$V_M\$ irá trafegar pelo cabo pára-raios em direção às torres adjacentes, onde será atenuada por reflexões. A torre apresenta-se como uma descontinuidade para as ondas que chegam pelos cabos pára-raios. Assim, ondas refletidas retornam ao ponto de impacto da descarga atmosférica enquanto duas ondas refratadas são

geradas. Uma seguirá para o próximo vão pelo cabo pára-raios e a outra desce pela torre até o solo. Então, a tensão no topo da torre será:

$$V_T = \frac{2Z_T}{Z_g + 2Z_T} \cdot V_M \quad (3.35)$$

Para realizar as simulações de descargas atmosféricas nos cabos pára-raios isolados, considera-se cada vão entre as torres como uma linha separada e, somente alguns vãos são normalmente representados. Em geral, recomenda-se 3 vãos para as linhas com cabos pára-raios aterrados e 18 vãos para as linhas sem cabos pára-raios [21]. Para o caso em análise, considerando que os cabos são isolados por isoladores providos de hastes centelhadoras e que estas deverão curto-circuitar o cabo às torres, quando a tensão sobre as mesmas ultrapassar o valor limite estabelecido pelo espaçamento entre as hastes, adota-se um modelo composto por 5 vãos. Para a representação do modelo, emprega-se a mesma técnica de transformação modal já utilizada nas simulações anteriores, mas com os parâmetros modais e a matriz de transformação modal $[T_i]$ calculados para uma frequência de 500 kHz. Isso deve-se ao fato de matriz de transformação modal $[T_i]$, que é complexa e variável com a frequência, na faixa de interesse para a análise de descargas atmosféricas (10 kHz à 3 MHz) ser praticamente real e constante. Portanto, a utilização dos parâmetros modais e a matriz de transformação modal determinados para um valor intermediário de frequência (por exemplo 500 kHz) proporcionará resultados razoavelmente precisos [19]. A figura 3.46 mostra o diagrama esquemático do trecho de linha utilizado para a simulação da descarga atmosférica.

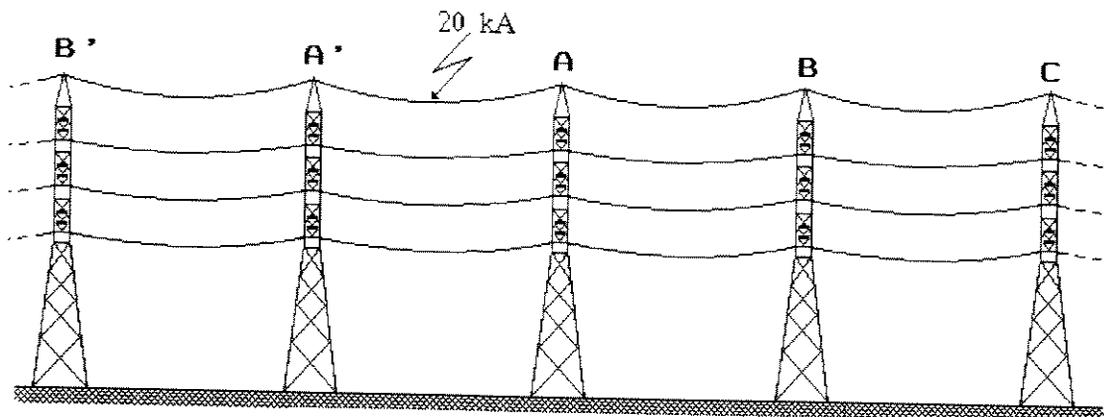


Figura 3.46 - Modelo para a simulação de uma descarga atmosférica.

A análise das sobretensões devido a uma descarga atmosférica é realizada na linha de 138 kV simulada nos itens anteriores. Os parâmetros modais e a matriz de transformação calculados para uma frequência de 500 kHz são mostrados nas tabelas 3.22 e 3.23.

Modo	R'_{modal} (Ω/km)	Z_{modal} (Ω)	Vel. (km/seg)
1	439,594	756,797	289.678,5
2	3,903	366,030	299.641,9
3	7,505	383,200	299.382,2
4	6,717	421,278	299.503,0

Tabela 3.22 - Parâmetros modais da linha de 138 kV calculados para a frequência de 500 kHz.

$$\begin{bmatrix} 0,43914 & 0,75884 & -0,21702 & 0,42880 \\ 0,63256 & -0,44447 & -0,64340 & -0,33468 \\ 0,55592 & 0,10805 & 0,67755 & -0,54355 \\ 0,31301 & -0,46360 & 0,28259 & 0,63928 \end{bmatrix}$$

Tabela 3.23 - Matriz de transformação modal [Ti] para a linha de 138 kV calculada na frequência de 500 kHz.

Adota-se para o sistema da figura 3.46 um vão médio de 150 m de distância entre as torres. A impedância de pé de torre será modelada por uma impedância constante com um valor de 20 ohms e a tensão limite para as hastes centelhadoras entrar em ignição é de 40 kV. O resultado de uma descarga de 20 kA, com uma frente de onda mostrada na figura 3.47, no meio do vão médio do modelo é mostrado na figura 3.48. Nessa figura apresenta-se a tensão no cabo pára-raios nas três torres subseqüentes ao ponto da descarga. As tensões nos pontos correspondentes às torres "A", "B" e "C" estão plotadas nas curvas demarcadas por (A), (B) e (C), respectivamente. A fim de comprovar a atuação das hastes centelhadoras com relação às descargas atmosféricas, apresenta-se, na figura 3.49, os resultados de uma simulação em que se considera o cabo pára-raios aterrado diretamente nas torres e, na figura 3.50, os resultados quando este é mantido totalmente isolado durante a simulação. A comparação desses resultados comprovam a eficiência das hastes centelhadoras com relação às descargas atmosféricas.

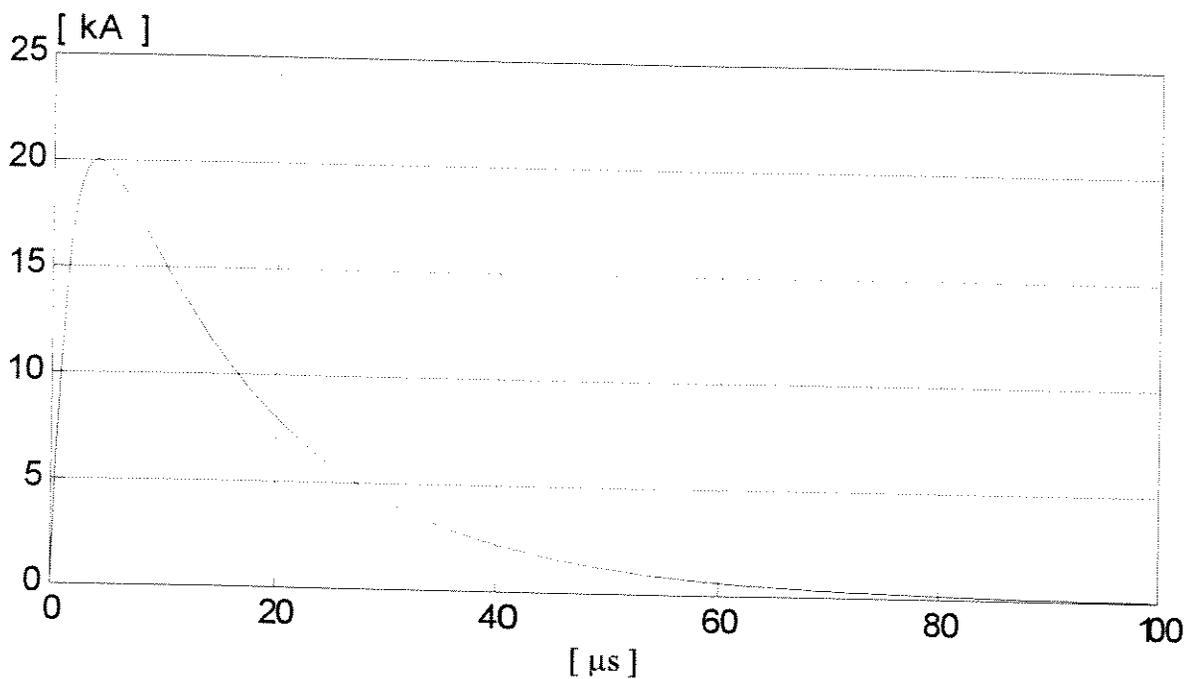


Figura 3.47 - Frente de onda de uma descarga de 20 kA.

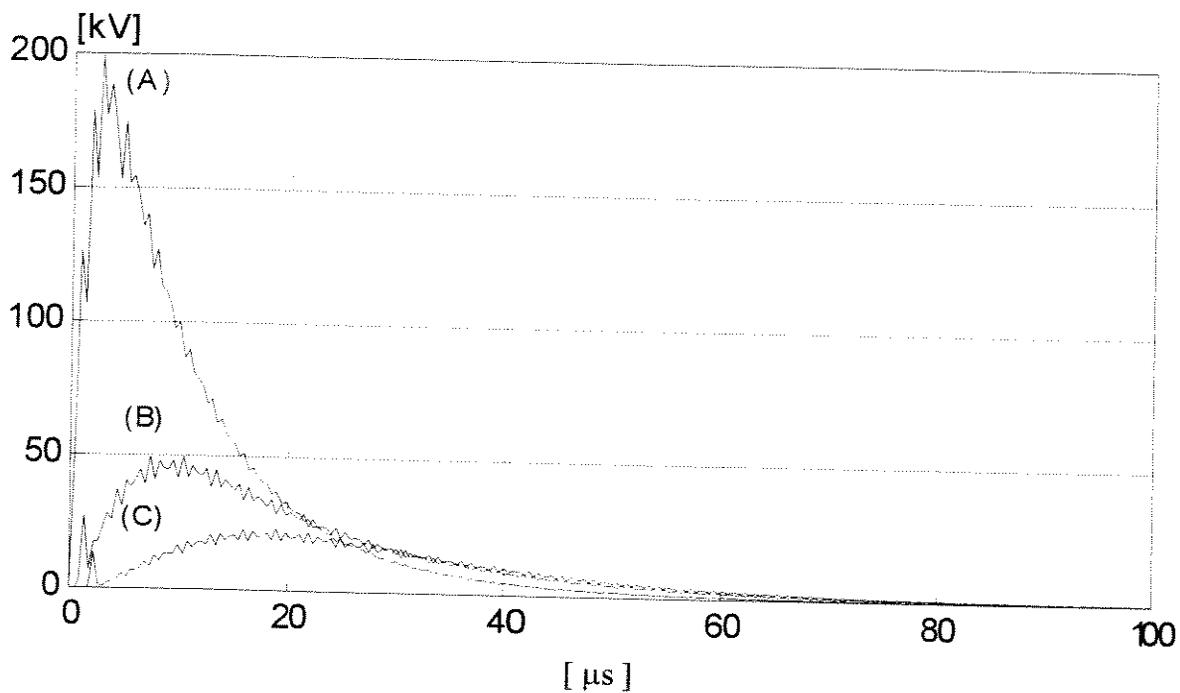


Figura 3.48 - Tensão no cabo pára-raios, isolado com hastes centelhadoras, submetido a uma descarga de 20 kA, no meio do vão. Tensão nas torres "A", "B" e "C".

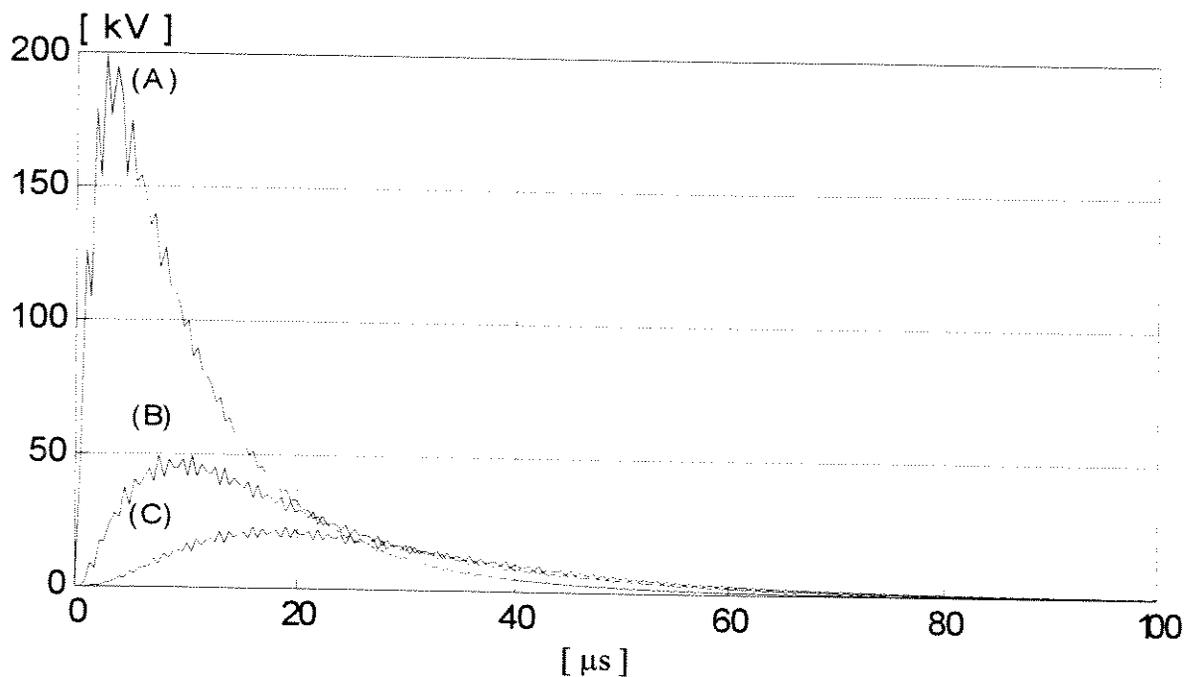


Figura 3.49 - Tensão no cabo pára-raios aterrado diretamente nas torres submetido a uma descarga de 20 kA no meio do vão. Tensão nas torres "A", "B" e "C".

3.7 - CONCLUSÕES

Neste capítulo realizaram-se simulações computacionais de sistemas envolvendo linhas de transmissão com cabos pára-raios energizados em média tensão. Com o objetivo de estabelecer uma comparação entre os diferentes tipos de linhas de transmissão e seus efeitos em relação a essa estratégia, adotaram-se para tais simulações três tipos de estruturas típicas na região, a saber: uma de 138 kV, outra de 138 kV com circuito duplo e outra de 500 kV. Em todos três tipos de linhas de transmissão simuladas, considerou-se para

o cabo pára-raios o mesmo tipo de condutor, o cabo de aço HS de 3/8", que apresenta um elevado valor de resistência elétrica comparado com os condutores de alumínio.

A partir destes três arranjos e dos estudos realizados pode-se constatar que, para todos os sistemas os comportamentos foram semelhantes, cabendo aqui ressaltar os seguintes aspectos :

- **Nível da Média Tensão**

Para a definição do nível da média tensão a ser utilizada para energizar os cabos pára-raios, deve-se ter em consideração, além dos critérios técnicos e econômicos usuais, o valor da tensão induzida no mesmo. Com a finalidade de reduzir os efeitos do acoplamento entre a linha de alta tensão e a linha de média tensão, e ainda, minimizar os problemas associados à ferro-ressonância, deve-se optar, preferencialmente, por um valor da média tensão superior ao da tensão induzida. Observou-se nos sistemas simulados que quando a tensão induzida é superior à média tensão aplicada, a condição de carga na linha de transmissão pode propiciar uma significativa variação de tensão na linha de média tensão.

- **Ângulo de Fase da Tensão Aplicada**

A tensão induzida devida ao acoplamento eletromagnético entre as linhas de média e alta tensão, adiciona-se fasorialmente à média tensão aplicada ao cabo pára-raios, afetando significativamente a tensão de operação. Portanto, a definição do ângulo de fase da tensão aplicada deve ser feita no sentido de minimizar o efeito do carregamento da linha

de alta tensão sobre a linha de média tensão. Neste sentido, não se pode a priori, definir a melhor composição angular, resultando em que as simulações computacionais do sistema serão imprescindíveis para se estabelecer o ângulo de fase mais conveniente.

• Comprimento do Trecho de Cabo Pára-Raios Energizado

Sob o ponto de vista de regime permanente, o aumento do comprimento do trecho de cabo pára-raios energizado, irá restringir a potência transmitida, o que se dá em função da alta resistência do cabo pára-raios. Face a característica altamente resistiva deste cabo, os estudos indicaram que os sistemas de compensação de reativos convencionais se mostraram pouco efetivos para a estabilização dos níveis de tensão. Além disto, maiores trechos impõem maiores capacitâncias de acoplamento com a linha de alta tensão, e esse fato irá contribuir para o agravamento dos fenômenos transitórios. Estes aspectos transitórios, no tocante a identificação e propostas de solução, consistiram numa das contribuições deste capítulo.

• Sobretensões Transitórias

Sobretensões transitórias podem ser induzidas nos cabo pára-raios energizados, devido aos chaveamentos e falhas na linha de alta tensão. Nesse caso, o curto-circuito assimétrico fase-terra na linha de alta tensão apresentou-se como a maior fonte de sobretensões induzidas. Para a linha de 138 kV, a sobretensão devido a um curto-circuito fase terra foi da ordem de 2,20 p.u..

- **Ferro-ressonância**

Os estudos precedentes demonstraram que, em seguida às operações de chaveamento do transformador destinado à energização do cabo pára-raios, o sistema torna-se passível de manifestar o fenômeno da ferro-ressonância. Este efeito, resultante da interação entre o transformador abaixador e a capacitância de acoplamento, pode resultar em níveis bastante elevados para as tensões e correntes, comprometendo seriamente a instalação. A proposta de solução para este problema foi considerada e, conforme destacado no texto, consiste no emprego de banco de capacitores inseridos entre os cabos pára-raios e a terra. Através de simulações computacionais, comprovou-se a eficiência desta medida, todavia, deve-se destacar que bancos de capacitores de valores mais elevados poderão ocasionar sobreexcitações nos transformadores. Assim sendo, deve-se procurar uma solução de compromisso entre os limites de sobreexcitação e sobretensão aceitáveis. Nesse caso, a definição do nível da média tensão aplicada é de fundamental importância.

Dentro dos limites discutidos neste capítulo, pode-se afirmar que a utilização do cabo pára-raios energizado em média tensão apresentará uma boa qualidade de serviço aos consumidores, equivalente ao serviço de uma linha de média tensão convencional. O custo, nesse caso, ficaria bem abaixo do custo de uma linha de média tensão equivalente.

CAPÍTULO IV

EXTRAÇÃO DE POTÊNCIA ATRAVÉS DO ACOPLAMENTO CAPACITIVO

4.1 - INTRODUÇÃO:

Este capítulo tem por objetivo analisar as técnicas que empregam o acoplamento capacitivo como uma alternativa para drenar pequenos montantes de potência das linhas de transmissão em alta/extra alta tensão. Nesse sentido, procurar-se-á focar o desempenho dos equipamentos reguladores de tensão, tendo-se como meta a busca de um modelo que apresente características compatíveis com a aplicação na eletrificação rural, tais como: equipamentos robustos e duráveis; de fácil instalação e manuseio; isento de manutenções periódicas e especializadas e, principalmente, que seja de baixo custo. Portanto, procurar-se-á concentrar as atenções na utilização de equipamentos isentos de dispositivos eletrônicos e chaveamentos sofisticados. Serão analisados também os efeitos de transitórios devidos aos chaveamentos de cargas e problemas de curtos-circuitos e ferro-ressonância, utilizando-se para isto o programa digital de transitórios eletromagnéticos "EMTP"

4.2 - ACOPLAMENTO CAPACITIVO COMO FONTE DE TENSÃO

A tensão induzida no cabo pára-raios será utilizada, nesse capítulo, como fonte de potência e seu circuito equivalente é mostrado na figura 4.1. A fonte de tensão (V_o) é a tensão induzida no cabo pára-raios, determinada pela expressão (3.14) do capítulo anterior, e (C_o) é a soma das capacitâncias dos diversos condutores do sistema de transmissão para a terra.

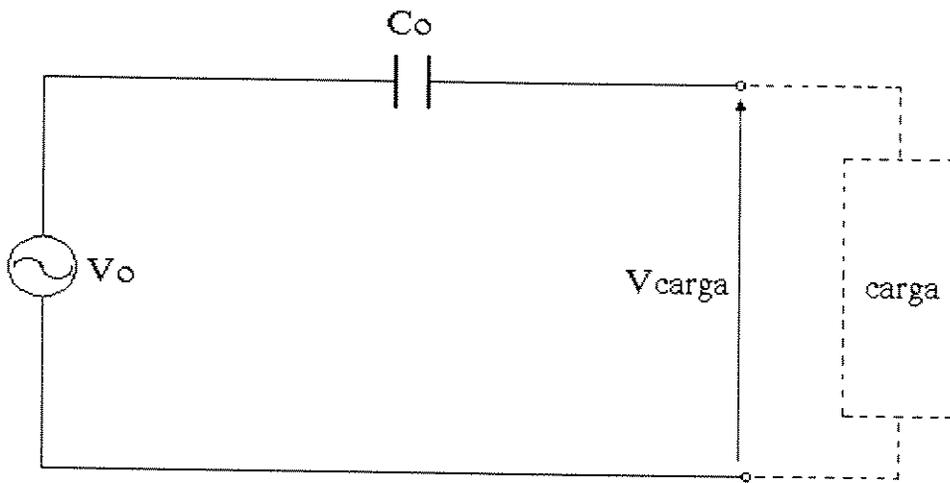


Figura 4.1- Circuito Equivalente do Acoplamento Capacitivo.

A impedância da carga (Z_{carga}) é definida por:

$$Z_{carga} = R_{carga} + j.X_{carga} \quad (4.1)$$

onde, ϕ é o ângulo de impedância da carga, dado por:

$$\operatorname{tg}\phi = \frac{X_{\text{carga}}}{R_{\text{carga}}} \quad (4.2)$$

A impedância da carga poderá sofrer variações tanto em módulo como em ângulo. Portanto, para a análise do comportamento da tensão com uma carga variável, será analisado a variação da carga com determinados ângulos de impedância característicos. Dessa forma, a impedância da carga será representada por:

$$Z_{\text{carga}} = R_{\text{carga}} + j.R_{\text{carga}}.\operatorname{tg}\phi \quad (4.3)$$

O valor da amplitude da corrente na carga é obtido por:

$$I_{\text{carga}} = \frac{V_o}{\sqrt{R_{\text{carga}}^2 + (R_{\text{carga}}.\operatorname{tg}\phi - X_o)^2}} \quad (4.4)$$

Onde, X_o é a impedância da fonte definida por:

$$X_o = \frac{1}{\omega C_o} \quad (4.5)$$

Na equação 4.4, o sinal da tangente do ângulo de impedância da carga ($\operatorname{tg}\phi$) definirá a natureza da carga, sendo $\operatorname{tg}\phi > 0$ para cargas indutivas e $\operatorname{tg}\phi < 0$ para cargas

capacitivas. Portanto, o sinal negativo para X_o define a característica capacitiva para a impedância da fonte.

A potência ativa extraída da fonte pode ser determinada por:

$$P = R_{\text{carga}} \cdot I_{\text{carga}}^2 \quad (4.6)$$

Substituindo (4.4) em (4.6), tem-se:

$$P = \frac{R_{\text{carga}} \cdot V_o^2}{R_{\text{carga}}^2 + (R_{\text{carga}} \cdot \text{tg}\phi - X_o)^2} \quad (4.7)$$

Para a condição de máxima potência chega-se ao valor de R_{carga} , que é dado por:

$$R_{\text{carga}} = X_o \cdot \cos\phi \quad (4.8)$$

conseqüentemente,

$$X_{\text{carga}} = X_o \cdot \text{sen}\phi \quad (4.9)$$

e

$$Z_{\text{carga}} = X_o \quad (4.10)$$

ou seja, a máxima potência extraída da fonte se dará quando a impedância da carga for igual à impedância capacitiva da fonte.

Substituindo (4.5) e (4.8) em (4.7) tem-se, a seguir, a expressão para a potência máxima.

$$P_{\max} = V_o^2 \cdot \omega C_o \cdot \frac{\cos\phi}{2(1 - \text{sen}\phi)} \quad (4.11)$$

Particularizando para cargas de fator de potência unitário ($\cos\phi = 1$ e $\text{sen}\phi = 0$), obtém-se:

$$P_{\max} = \frac{V_o^2 \cdot \omega \cdot C_o}{2} \quad (4.12)$$

A expressão 4.11 mostra uma potência máxima extraída da fonte dependente do ângulo de impedância da carga. Cargas indutivas ($\phi > 0$) possibilitarão extração de maiores potências.

A tensão na carga é definida por:

$$\dot{V}_{\text{carga}} = \dot{I}_{\text{carga}} \cdot \dot{Z}_{\text{carga}} \quad (4.13)$$

O comportamento da amplitude da tensão na carga pode ser determinado por:

$$V_{\text{carga}} = \frac{V_o \cdot R_{\text{carga}} \sqrt{1 + \text{tg}^2\phi}}{\sqrt{R_{\text{carga}}^2 (1 + \text{tg}^2\phi) - 2R_{\text{carga}} X_o \text{tg}\phi + X_o^2}} \quad (4.14)$$

A fim de generalizar os resultados das expressões (4.11) e (4.14), adota-se um sistema por unidade no qual são tomados como valores bases a tensão da fonte (V_o) e a potência definida por:

$$P_{\text{base}} = V_o^2 \omega \cdot C_o \quad (4.15)$$

A figura 4.2 apresenta o comportamento da tensão em função da potência extraída da fonte. Nessa figura, a curva (a) representa a variação da tensão para uma carga de fator de potência 0,80 indutivo, a curva (b) para uma carga de fator de potência unitário e a curva (c) para uma carga e fator de potência 0,80 capacitivo.

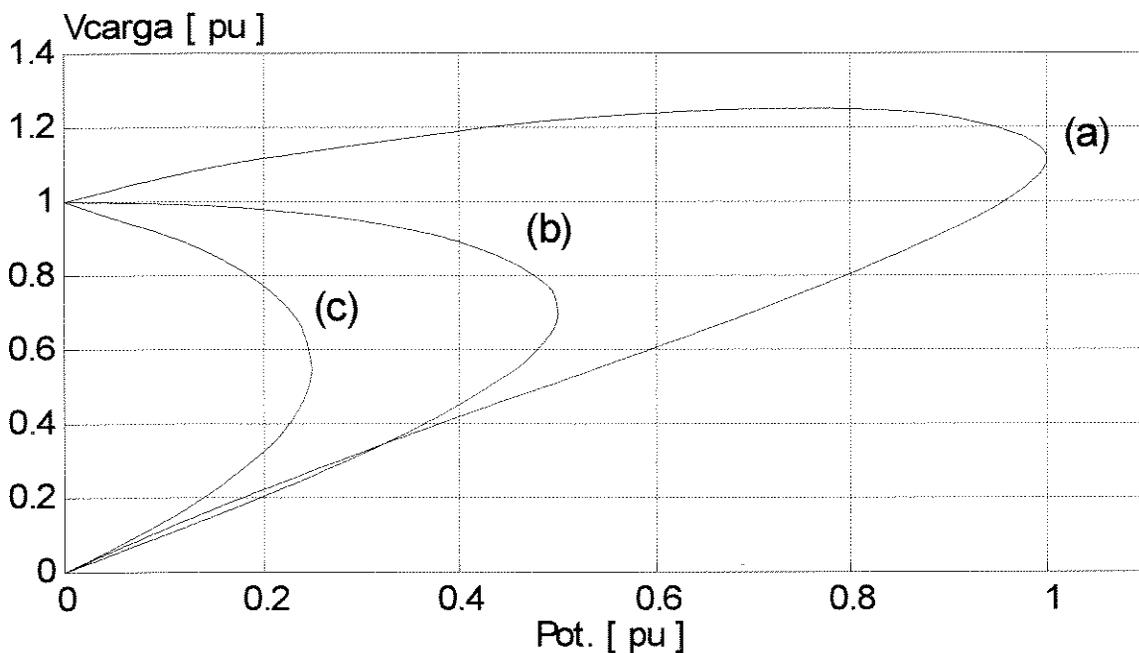


Figura 4.2 - Comportamento da tensão na carga.

As curvas da figura 4.2 mostram que a variação da potência extraída é acompanhada por uma variação da tensão na carga e esta dependerá do fator de potência da mesma. Sendo que cargas com fator de potência indutivo possibilitam maiores extrações de potência e, como conseqüência, tem-se uma elevação de tensão nas mesmas. Por conseguinte, esse sistema de extração de potência da linha de transmissão, da forma como foi apresentado, é totalmente inviável para a alimentação de cargas com características de potência e fator de potência variáveis. Nesse sistema é preciso que se utilize algum dispositivo regulador de tensão de tal forma que, dentro de alguns limites previamente estabelecidos, possa se ter uma tensão na carga com uma regulação de tensão que atenda aos padrões convencionais.

Tomando a expressão (4.14) que apresenta o valor da amplitude da tensão na carga e impondo a condição de tensão na carga constante e igual à tensão da fonte ($V_{\text{carga}} = V_o$), chega-se a:

$$\operatorname{tg}\phi = \frac{X_o}{2 \cdot R_{\text{carga}}} \quad (4.16)$$

ou seja:

$$X_{\text{carga}} = \frac{X_o}{2} \quad (4.17)$$

Nessas condições, a impedância total do circuito equivalente é determinada por:

$$Z_{\text{total}} = R_{\text{carga}} - j \frac{X_o}{2} \quad (4.18)$$

De (4.18), fica evidente que a potência máxima extraída da fonte ocorrerá para:

$$R_{\text{carga}} = \frac{X_o}{2} \quad (4.19)$$

e será determinada por:

$$P_{\text{max}} = \frac{V_o^2}{X_o} \quad (4.20)$$

Isto significa que, se a impedância de carga possuir uma reatância indutiva igual à metade da reatância capacitiva da fonte, como define (4.17), e uma resistência variando desde zero até o limite estabelecido pela potência máxima determinado por (4.19), a tensão na carga se manterá constante e igual à da fonte. Nessa condição, tem-se uma impedância de carga com um ângulo de impedância variando de 90° para a condição a vazio, à 45° para a condição de potência máxima.

Em resumo dos desenvolvimentos anteriores, pode-se estabelecer as seguintes conclusões:

- i) A potência máxima drenada do acoplamento capacitivo é função da tensão e da impedância equivalente da fonte;
- ii) Para que a tensão na carga seja igual à tensão da fonte (regulação de tensão zero) é necessário que a reatância da carga seja indutiva e igual à

metade da reatância capacitiva da fonte, e ainda, que a potência drenada seja menor ou igual ao valor limite estabelecido por (4.7);

iii) Nessa condição de tensão com regulação zero, tem-se para o transformador uma carga cujo ângulo de impedância deve variar entre 90° , para a condição a vazio, e 45° para a máxima potência drenada.

Com base no exposto, pode-se utilizar um indutor variável em paralelo com a carga com a função de fazer com que a impedância equivalente aplicada à fonte seja sempre indutiva e que tenha uma reatância igual à $X_o/2$, para toda a potência de carga variando desde zero até o seu limite máximo, definido por (4.20). Dentro dessa faixa de potência, a parte resistiva da impedância de carga é delimitada por:

$$R_{\text{carga}} \geq X_o \cos^2 \phi \quad (4.21)$$

A figura 4.3 mostra o comportamento da tensão na carga, quando se utiliza um indutor variável como regulador de tensão. Nessa figura adotou-se o mesmo sistema por unidade definido anteriormente.

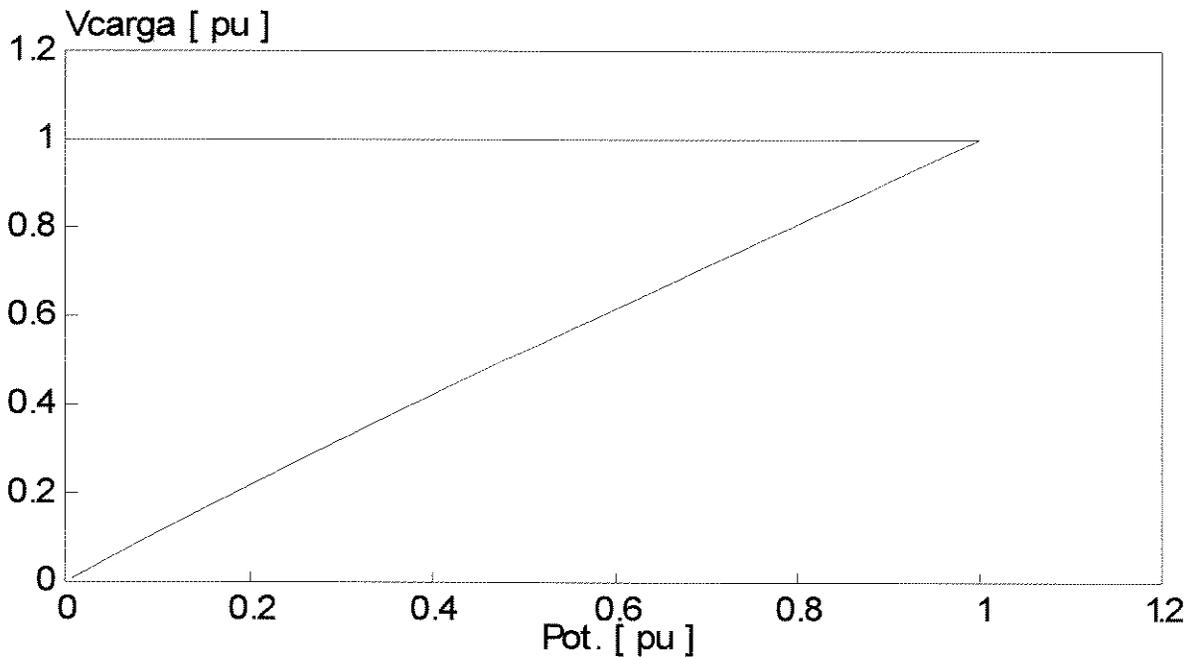


Figura 4.3 - Tensão na carga regulada por um indutor variável em paralelo com a carga.

Retornando à figura 4.1, verifica-se que através da utilização de um indutor com reatância numericamente igual à reatância capacitiva da fonte, pode-se também obter uma tensão na carga igual à da fonte. Essa segunda alternativa para a regulação de tensão na carga, baseia-se no fato de que a queda de tensão na impedância capacitiva da fonte, devido a uma corrente de carga qualquer, pode ser neutralizada por uma queda de tensão em uma impedância do indutor em série com a fonte. Entretanto, para que tal fato se proceda, é fundamental que o indutor esteja em sintonia com a fonte, isto é, com a mesma reatância (X_o) da fonte. Nesse caso, a potência máxima drenada será limitada em função dos limites de queda de tensão sobre o indutor ou fonte.

Essas duas alternativas para a regulação de tensão na carga, denominadas a seguir por indutor variável e indutor sintonizado, respectivamente, serão amplamente analisadas a seguir.

4.3 - INDUTOR VARIÁVEL EM PARALELO COM A CARGA

Com a finalidade de controlar a regulação de tensão na carga, utiliza-se um indutor variável em paralelo com a mesma, como mostra a figura 4.4 . Tal indutor terá a função de estabelecer uma impedância equivalente vista pela fonte cuja reatância seja indutiva e igual à metade da reatância capacitiva da fonte, ou seja $X_{eq} = X_C/2$

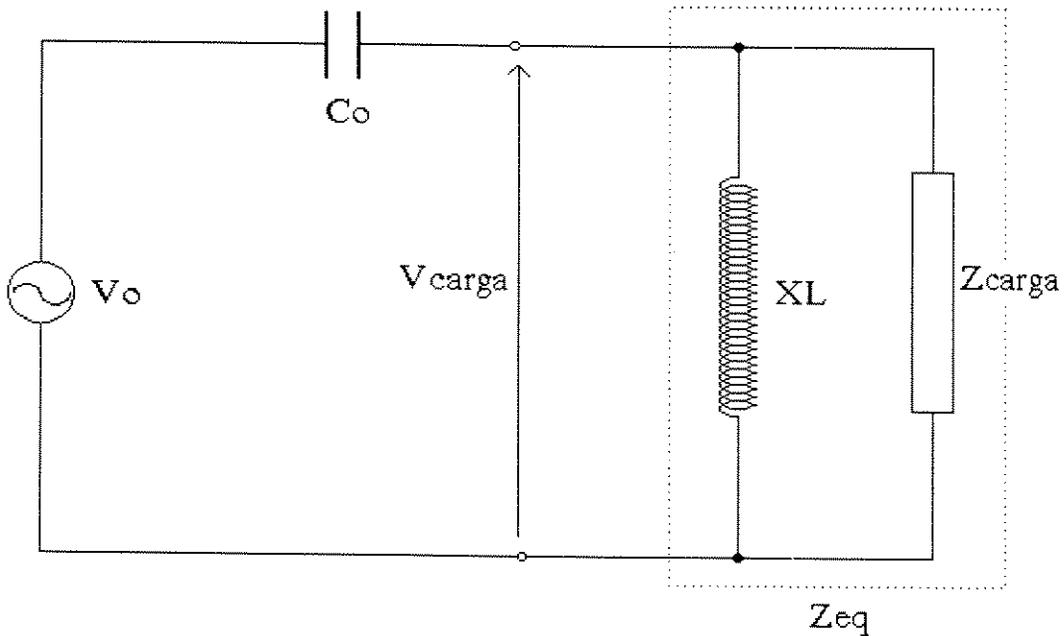


Figura 4.4 - Indutor Variável em Paralelo com a Carga.

Sendo X_L a reatância do indutor, a fonte deverá suprir uma carga de impedância equivalente dada pela associação em paralelo de X_L com Z_{carga} , então:

$$Z_{eq} = \frac{jX_L \cdot (R_{carga} + jX_{carga})}{R_{carga} + j(X_L + X_{carga})} \quad (4.22)$$

Desenvolvendo a expressão (4.21), chega-se a:

$$Z_{eq} = \frac{R_{carga} \cdot X_L^2 + jX_L \cdot (R_{carga}^2 + X_L \cdot X_{carga} + X_{carga}^2)}{R_{carga}^2 + (X_{carga} + X_L)^2} \quad (4.23)$$

Impondo a condição de tensão na carga igual à da fonte, é necessário que X_L assumira um valor tal que se estabeleça a condição: $X_{eq} = X_o/2$. Então, pode-se determinar o valor da reatância X_L a partir de:

$$\frac{X_L (R_{carga}^2 + X_L \cdot X_{carga} + X_{carga}^2)}{R_{carga}^2 + (X_{carga} + X_L)^2} = \frac{X_o}{2} \quad (4.24)$$

Desenvolvendo a expressão (4.24) e denotando por Z_{carga} o valor absoluto da impedância da carga, chega-se a uma expressão do segundo grau que correlaciona o valor de X_L .

$$\left(\frac{X_o}{2} - X_{carga}\right)X_L^2 + \left(X_{carga} \cdot X_o - Z_{carga}^2\right)X_L + Z_{carga}^2 \cdot \frac{X_o}{2} = 0 \quad (4.25)$$

Como solução, a expressão (4.25) admite dois valores para X_L , determinados por:

$$X_{L1} = \frac{-b + \sqrt{\Delta}}{2.a} \quad (4.26)$$

$$X_{L2} = \frac{-b - \sqrt{\Delta}}{2.a} \quad (4.27)$$

Onde os parâmetros a, b e c da equação do segundo grau são definidos por:

$$a = \frac{X_o}{2} - X_{carga} \quad (4.28)$$

$$b = X_{carga} \cdot X_o - Z_{carga}^2 \quad (4.29)$$

$$c = Z_{carga}^2 \cdot \frac{X_o}{2} \quad (4.30)$$

$$\Delta = b^2 - 4.a.c \quad (4.31)$$

4.3.1 - Interpretação dos Parâmetros da Equação que Determina o Valor de X_L

Para o cálculo de X_L , deve-se impor algumas restrições para que os resultados tenham significado físico.

1º) - $\Delta > 0$ Visto que a reatância do indutor é representada por um número real.

Desenvolvendo a expressão (4.31) de acordo com a imposição apresentada, chega-se à relação:

$$R_{\text{carga}} \geq X_o \cos^2 \phi \quad (4.32)$$

A expressão (4.32) estabelece um valor limite para a componente ativa da impedância da carga, abaixo do qual o valor de Δ será negativo implicando em um número complexo para o valor de X_L . Isto significa a inexistência de um valor de indutor que colocado em paralelo com a carga consiga a condição necessária para manter a tensão invariável.

O valor limite para R_{carga} estabelecido em (4.32) é variável de acordo com o ângulo de impedância da carga (ϕ) e assumirá seu maior valor para a condição de carga com fator de potência unitário, ou seja: $\phi = 0$ e $R_{\text{carga}} = X_o$. Portanto, o indutor variável em paralelo com a carga manterá sua característica de regulador de tensão até o limite máximo de potência drenada pela fonte determinado por: $P_{\text{max}} = V_o^2 / X_o$. Dentro dessa faixa de potência, o fator de potência estará variando entre zero, para a condição a vazio, e 0,707 indutivo para a condição de máxima potência drenada.

2º) - Analisando uma variação na reatância indutiva da carga de tal forma que esta tende a aproximar da metade do valor da reatância da fonte, isto é, $X_{\text{carga}} \Rightarrow X_o/2$. Pela expressão (4.28) verifica-se que o parâmetro "a", tende para zero. No limite, quando isto ocorre, a expressão (4.26) apresenta uma indeterminação $\left(\frac{-b + b}{0}\right)$, enquanto que a

expressão (4.27) tende a um valor infinitamente grande ($\frac{-b - b}{0}$). A análise física desta

situação mostra que para $X_{\text{carga}} = X_o/2$ ($a = 0$) a tensão na carga será igual à da fonte sem a necessidade de qualquer reatância em paralelo, ou seja, X_L assumirá um valor infinitamente grande ($X_L \Rightarrow \text{infinito}$). Conseqüentemente, a interpretação física desse caso aponta para os resultados obtidos por X_{L2} em (4.27) como a solução fisicamente aceitável para o valor da reatância do indutor paralelo.

Para complementar esse raciocínio, as tabelas de 4.1 à 4.4 apresentam os valores de X_{L1} e X_{L2} , determinados pelas expressões (4.26) e (4.27) para diferentes condições de potência e alguns valores típicos de ângulos da impedância da carga. Os cálculos foram realizados no mesmo sistema por unidade já definido. Esses resultados também apontam para os valores de X_{L2} obtido em (4.27) como os mais recomendados.

Ângulo de impedância = -10°			
Potência	Rcarga	X_{L1}	X_{L2}
0,100	9,698	44,159	0,497
0,200	4,849	18,028	0,496
0,300	3,233	10,105	0,498
0,400	2,245	6,493	0,503
0,500	1,940	4,502	0,512
0,600	1,616	3,270	0,525
0,700	1,385	2,443	0,544
0,800	1,212	1,848	0,574
0,900	1,078	1,383	0,627
1,000	0,970	0,850	0,850

Tabela 4.1 - Valores de X_{L1} e X_{L2} para cargas com ângulo de impedância $\phi = -10^\circ$.

Ângulo de impedância 0°			
Potência	Rcarga	X _{L1}	X _{L2}
0,100	10,000	199,500	0,501
0,200	5,000	49,495	0,503
0,300	3,333	21,710	0,512
0,400	2,500	11,978	0,522
0,500	2,000	7,464	0,536
0,600	1,667	5,000	0,556
0,700	1,429	3,498	0,583
0,800	1,250	2,500	0,625
0,900	1,111	1,773	0,696
1,000	1,000	1,000	1,000

Tabela 4.2 - Valores de X_{L1} e X_{L2} para cargas com ângulo de impedância $\phi = 0^\circ$.

Ângulo de impedância = 10°			
Potência	Rcarga	X _{L1}	X _{L2}
0,100	9,698	-79,238	0,549
0,200	4,849	-66,295	0,612
0,300	3,233	-146,257	0,697
0,400	2,245	77,196	0,817
0,500	1,940	21,829	1,000
0,600	1,616	10,615	1,314
0,700	1,385	6,157	1,993
0,800	1,212	3,862	4,665
0,900	1,078	2,467	-8,133
1,000	0,970	1,215	-1,367

Tabela 4.3 - Valores de X_{L1} e X_{L2} para cargas com ângulo de impedância $\phi = 10^\circ$.

Ângulo de impedância = 30°			
potência	Rcarga	X _{L1}	X _{L2}
0,100	7,500	-18,967	0,516
0,200	3,750	-10,497	0,536
0,300	2,500	-7,865	0,562
0,400	1,875	-6,782	0,593
0,500	1,500	-6,464	0,634
0,600	1,250	-6,830	0,688
0,700	1,071	-8,454	0,763
0,800	0,937	-16,160	0,879
0,900	0,833	22,474	1,091
1,000	0,750	2,369	2,363

Tabela 4.4 - Valores de X_{L1} e X_{L2} para cargas com ângulo de impedância $\phi = 30^\circ$

Através dos resultados apresentados nas tabelas anteriores, pode-se concluir que o valor da reatância do indutor paralelo (X_L) fisicamente mais aceitável é o correspondente à X_{L2}. Isto é, aquele valor obtido quando se aplica o sinal negativo do radical, ou seja:

$$X_L = \frac{-b - \sqrt{\Delta}}{2a} \quad (4.33)$$

Cargas indutivas com um ângulo de impedância maior que 45°, podem assumir valores para X_{carga} inferiores a X_o/2. Nesse caso, o valor de X_L será negativo

indicando a necessidade de um banco de capacitores para compensar o baixo valor da reatância indutiva da carga.

A figura 4.5 apresenta a variação de X_L obtida pela expressão (4.33) em função da variação da potência de carga para vários ângulos de impedância da carga.

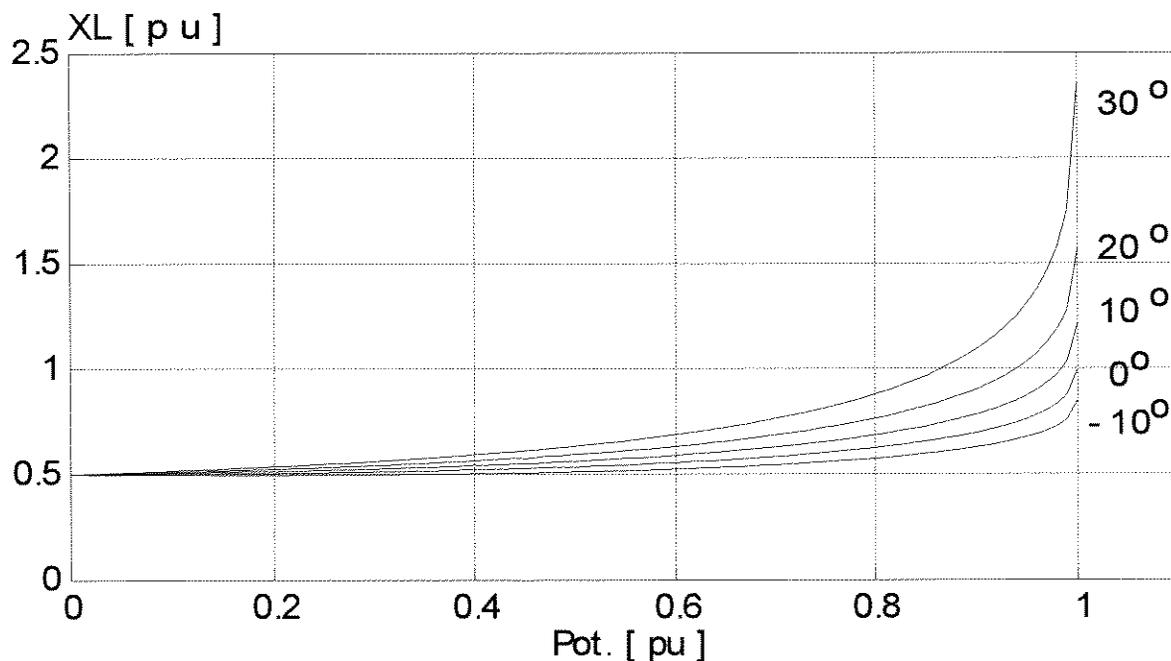


Figura 4.5 - Variação da Reatância X_L com a Potência de Carga.

Com a finalidade de analisar a sensibilidade da tensão na carga e a operação do indutor paralelo utilizado como regulador de tensão, fez-se uma simulação digital de um sistema constituído por uma carga variável de fator de potência unitário e um indutor paralelo com ajuste discreto da reatância. Nessa simulação, o ajuste da reatância X_L é realizado toda vez que a regulação de tensão, em valor absoluto, ultrapassar a 5%. O perfil de tensão na carga e os valores em por unidade das variáveis nos instantes de ajuste do indutor, obtidos por essa simulação estão mostrados na figura 4.6 e na tabela 4.5 respectivamente.

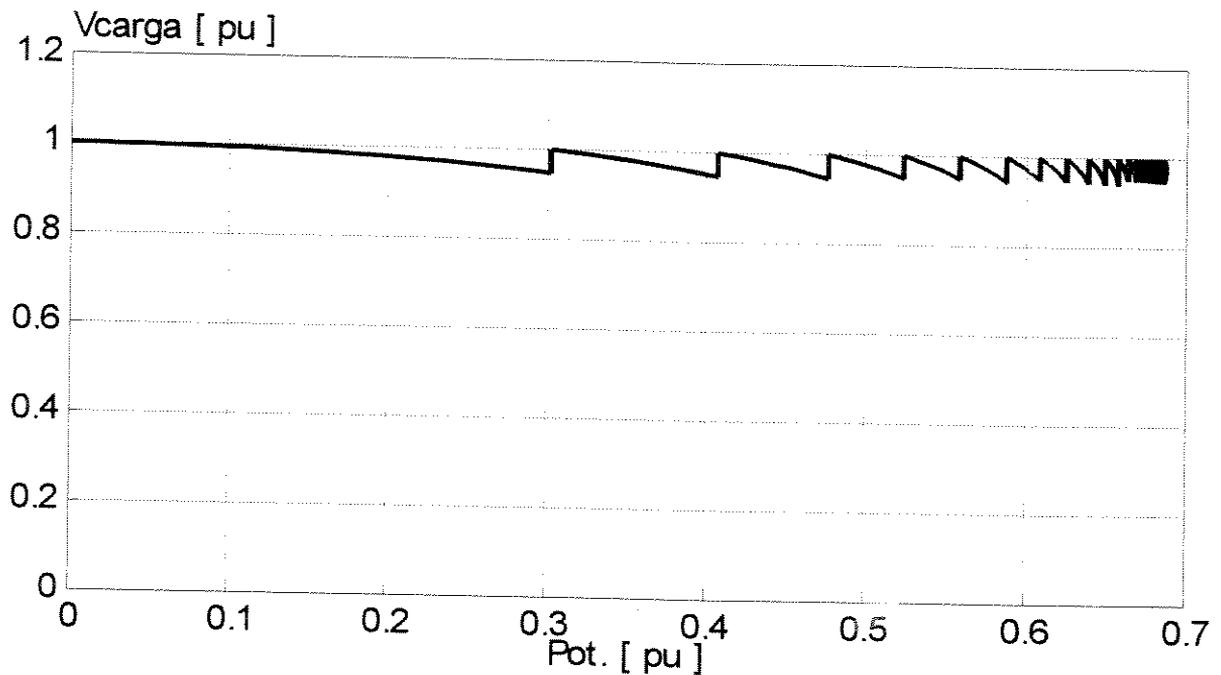


Figura 4.6 - Tensão na carga para o ajuste discreto do indutor paralelo, carga com fator de potência unitário

Com a finalidade de estabelecer uma comparação entre as diferentes condições de fator de potência da carga, a mesma simulação anterior foi novamente executada para uma carga com fator de potência 0,80 indutivo. Os resultados estão apresentados na figura 4.7 e tabela 4.6.

A análise dos resultados dessas simulações mostram que, a variação da tensão na carga é maior à medida que a potência drenada cresce, e ainda, será mais acentuada para fatores de potência indutivo mais baixos, de tal forma que, em dadas situações, é necessário o ajuste simultâneo da reatância do indutor paralelo com a variação

de potência. Esse fato demonstra que a utilização de um indutor variável em paralelo com a carga com ajuste discreto da reatância não é viável para o suprimento de cargas rurais.

X_L	R_{carga}	Potência	V_{carga}	F.P.
0,5000	2,9721	0,3022	0,9478	1,00
0,5120	2,2024	0,4073	0,9471	1,00
0,5227	1,8765	0,4766	0,9457	1,00
0,5322	1,7166	0,5238	0,9482	1,00
0,5400	1,6120	0,5586	0,9490	1,00
0,5466	1,5155	0,5874	0,9435	1,00
0,5527	1,4805	0,6079	0,9487	1,00
0,5574	1,4316	0,6245	0,9456	1,00
0,5615	1,3936	0,6379	0,9429	1,00
0,5649	1,3644	0,6485	0,9406	1,00
0,5701	1,3609	0,6628	0,9497	1,00
0,5718	1,3485	0,6677	0,9489	1,00
0,5732	1,3385	0,6716	0,9481	1,00
0,5744	1,3306	0,6748	0,9476	1,00
0,5754	1,3243	0,6773	0,9471	1,00
0,5761	1,3194	0,6793	0,9467	1,00
0,5768	1,3154	0,6809	0,9464	1,00
0,5773	1,3123	0,6822	0,9462	1,00
0,5776	1,3099	0,6832	0,9460	1,00
0,5780	1,3079	0,6840	0,9458	1,00
0,5782	1,3064	0,6846	0,9457	1,00
0,5784	1,3052	0,6851	0,9456	1,00
0,5786	1,3043	0,6855	0,9456	1,00

Tabela 4.5 - Valores em pu para o ajuste discreto do indutor paralelo carga com fator de potência unitário

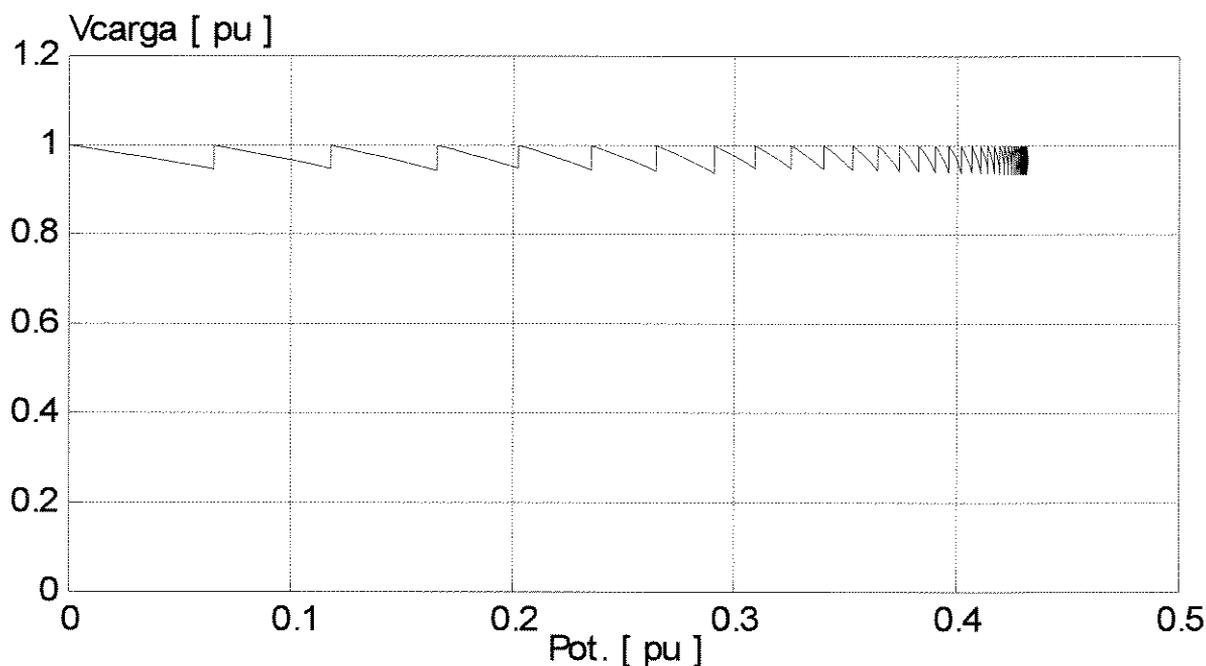


Figura 4.7 - Tensão na carga para o ajuste discreto do indutor paralelo carga com fator de potência 0,80 indutivo.

A variação contínua da reatância do indutor pode ser conseguida através de um chaveamento eletrônico como mostra o esquema da figura 4.8. Para viabilizar o controle eletrônico da indutância, necessita-se de um indutor com núcleo de ar isento das não linearidades causadas pelos núcleos de ferros. O custo desse indutor é proporcional ao valor de sua indutância e, nesse sentido, uma das alternativas para reduzir os gastos é diminuir o valor da reatância através de uma relação de transformação apropriada. Então, um transformador de três enrolamentos, como mostra a figura 4.8 é mais conveniente.

X_L	R_{carga}	Potência	V_{carga}	F.P.
0,5000	8,7186	0,0656	0,9455	0,80
0,5132	4,8736	0,1179	0,9476	0,80
0,5250	3,4258	0,1659	0,9423	0,80
0,5371	2,8431	0,2023	0,9480	0,80
0,5472	2,4258	0,2353	0,9444	0,80
0,5570	2,1393	0,2649	0,9409	0,80
0,5664	1,9335	0,2910	0,9376	0,80
0,5752	1,8624	0,3094	0,9489	0,80
0,5818	1,7621	0,3259	0,9473	0,80
0,5879	1,6812	0,3405	0,9457	0,80
0,5935	1,6152	0,3533	0,9443	0,80
0,5986	1,5612	0,3646	0,9430	0,80
0,6032	1,5167	0,3744	0,9419	0,80
0,6073	1,4799	0,3828	0,9409	0,80
0,6110	1,4494	0,3902	0,9400	0,80
0,6142	1,4240	0,3965	0,9392	0,80
0,6170	1,4029	0,4019	0,9386	0,80
0,6195	1,3852	0,4065	0,9380	0,80
0,6216	1,3704	0,4104	0,9375	0,80
0,6234	1,3581	0,4138	0,9370	0,80
0,6250	1,3478	0,4166	0,9367	0,80
0,6263	1,3391	0,4190	0,9364	0,80
0,6275	1,3319	0,4211	0,9361	0,80
0,6284	1,3258	0,4228	0,9359	0,80
0,6293	1,3207	0,4243	0,9357	0,80
0,6300	1,3164	0,4255	0,9355	0,80
0,6306	1,3128	0,4265	0,9354	0,80
0,6311	1,3098	0,4274	0,9352	0,80
0,6315	1,3073	0,4281	0,9351	0,80
0,6319	1,3051	0,4288	0,9351	0,80
0,6322	1,3033	0,4293	0,9350	0,80

Tabela 4.6 - Valores em pu para o ajuste discreto do indutor paralelo, carga com fator de potência 0,80 indutivo

Como as pequenas povoações a serem supridas por esse sistema poderão estar afastadas dos pontos de captação de energia nas linhas de transmissão, pode ser mais interessante transmitir a energia até o local de consumo em um nível de média tensão e, junto aos centros de cargas, utilizar um transformador de média/baixa tensão de três enrolamentos. Sobre esse aspecto, a capacitância inerente à linha monofásica associada ao sistema de acoplamento capacitivo deverá atuar com um divisor de tensão capacitivo alterando os valores de V_o e C_o .

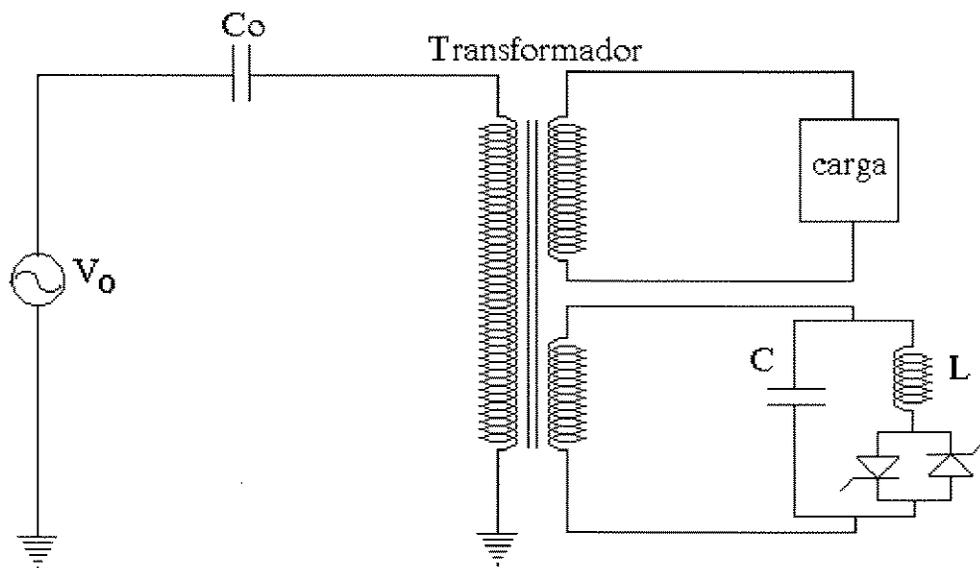


Figura 4.8 - Indutor Variável Controlado a Tiristores.

4.3.2 - Dimensionamento dos Componentes do Sistema Regulado por um Indutor Variável em Paralelo com a Carga

O dimensionamento proposto a seguir é direcionado a sistemas com a finalidade de suprir cargas rurais típicas, cujo fator de potência deve oscilar entre 0,85 indutivo e o unitário, ou seja, cargas com um ângulo de impedância entre 0° e 30° . Considerando o sistema da figura 4.8, apresenta-se uma proposta de dimensionamento para o transformador e o indutor, pois os demais componentes podem ser obtidos em função destes. Para tanto, os seguintes parâmetros devem ser conhecidos.

- V_o , média tensão obtida pelo sistema de acoplamento capacitivo.
- X_o , reatância capacitiva do sistema de acoplamento capacitivo.

De posse desses dados, os seguintes cálculos podem ser efetuados:

$$P_{\text{carga max}} = \frac{V_o^2}{X_o} \quad (4.34)$$

$$Q_L = \frac{V_o^2}{0,5X_o} \quad (4.35)$$

Onde, $P_{\text{carga max}}$ e Q_L são, respectivamente, a potência máxima que pode ser suprida à carga e a potência reativa do indutor com núcleo de ar. Ou seja, a potência reativa do indutor é igual ao dobro da potência máxima suprida.

A expressão (4.35) representa a potência reativa do indutor para a condição a vazio. Na condição de plena carga a potência aparente suprida pela fonte apresenta uma componente ativa igual à reativa, pois: $R_{\text{cq}} = X_{\text{cq}} = X_o/2$, então;

$$S = \sqrt{2} \cdot \frac{V_o^2}{X_o} \quad (4.36)$$

Logo, a potência do transformador deverá ser definida pelo seu maior valor que corresponde à condição sem carga, isto é:

$$S_{\text{trafo}} = 2 \cdot \frac{V_o^2}{X_o} \quad (4.37)$$

Em função desses resultados de potências, da utilização de indutor com núcleo de ar e do sistema de chaveamento eletrônico para o controle contínuo do valor da reatância X_L , o custo de tal sistema deverá ser bastante elevado. A avaliação financeira de um sistema semelhante de 70 kW, instalado em Ñahuimpuquio no Peru [8], demonstrou o alto custo de tal sistema, que ficou em torno de US\$2.700,00/kW.

Apesar de algumas vantagens apresentadas, como por exemplo, o controle da ferro-ressonância, o alto custo tende a inviabilizar a sua instalação nas áreas rurais.

4.4 - INDUTOR SINTONIZADO EM SÉRIE COM A CARGA

A figura 4.9 mostra o circuito equivalente de um acoplamento capacitivo com um indutor sintonizado em série com a carga. Nesse circuito, denota-se por V_f , V_{carga} e V_L , as tensões nos terminais da fonte, da carga e queda de tensão no indutor, respectivamente.

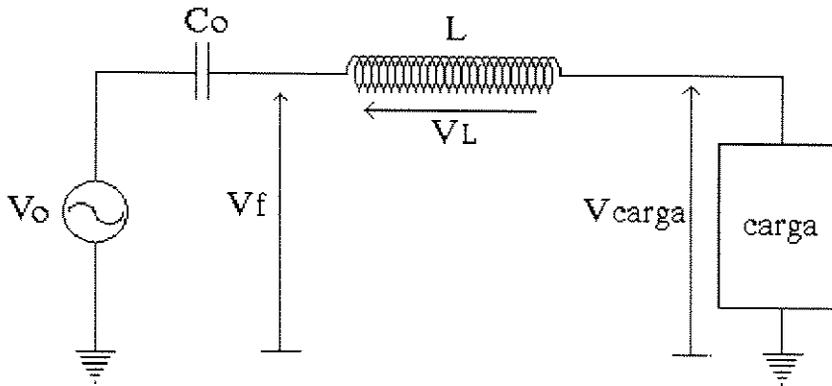


Figura 4.9 - Circuito Equivalente do Acoplamento Capacitivo com um Indutor Sintonizado em Série.

A finalidade do indutor sintonizado é criar uma queda de tensão (V_L) igual à da impedância capacitiva da fonte, porém, com o sinal oposto. Para isso, é necessário que a reatância do indutor seja igual à reatância da fonte ($X_L = X_o$). Então:

$$X_L = \frac{1}{\omega C_o} \quad (4.38)$$

Dessa forma, a impedância equivalente do circuito se reduz somente na impedância da carga, como mostrado a seguir:

$$Z_{eq} = R_{carga} + jX_{carga} + jX_L - jX_o$$

Pela imposição de (4.38) chega-se a:

$$Z_{eq} = R_{carga} + jX_{carga} \quad (4.39)$$

Por consequência, independentemente do valor da impedância da carga, tem-se $V_{carga} = V_o$.

Entretanto, as tensões nos terminais da fonte e do indutor serão dependentes da corrente de carga como verificado pelas expressões a seguir:

$$\dot{V}_L = \dot{I}_{\text{carga}} \cdot jX_L \quad (4.40)$$

$$\dot{V}_f = \dot{V}_{\text{carga}} + \dot{V}_L \quad (4.41)$$

Na figura 4.9 mostra-se o diagrama vetorial para a operação do sistema da figura 4.8 com uma carga indutiva cujo ângulo de impedância é ϕ .

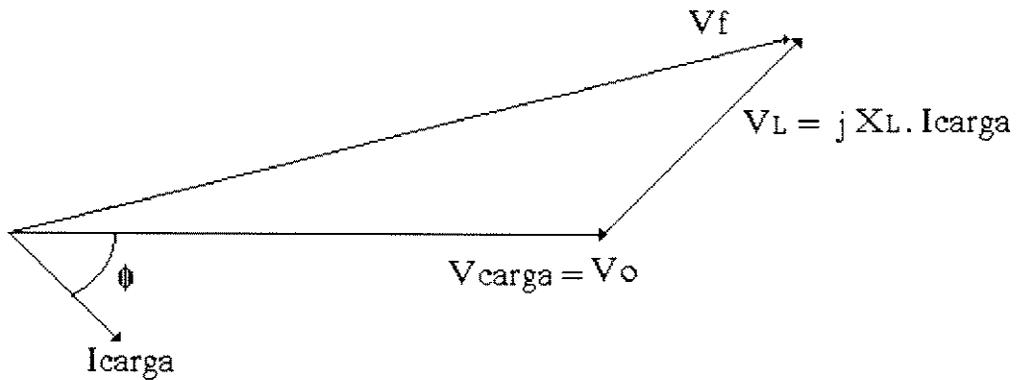


Figura 4.10 - Diagrama Vetorial do Acoplamento Capacitivo.

Do diagrama vetorial pode-se extrair a expressão da tensão nos terminais da fonte, dada por:

$$V_f = \sqrt{V_o^2 + 2 \cdot V_o V_L \text{sen} \phi + V_L^2} \quad (4.42)$$

De acordo com as expressões (4.40) e (4.42), a extração de potência através do acoplamento capacitivo, nesse caso, deve ficar condicionada aos níveis máximos de tensão aceitáveis tanto pelo indutor sintonizado como pelo acoplamento capacitivo.

Com relação ao acoplamento capacitivo, há de se considerar duas alternativas independentemente: O divisor de tensão constituído por banco de capacitores e a utilização dos cabos pára-raios isolados.

4.4.1 - Divisor de Tensão Constituído por Bancos de Capacitores

A figura 4.11 mostra a aplicação de bancos de capacitores para extração de potência diretamente do condutor fase de uma linha de transmissão.

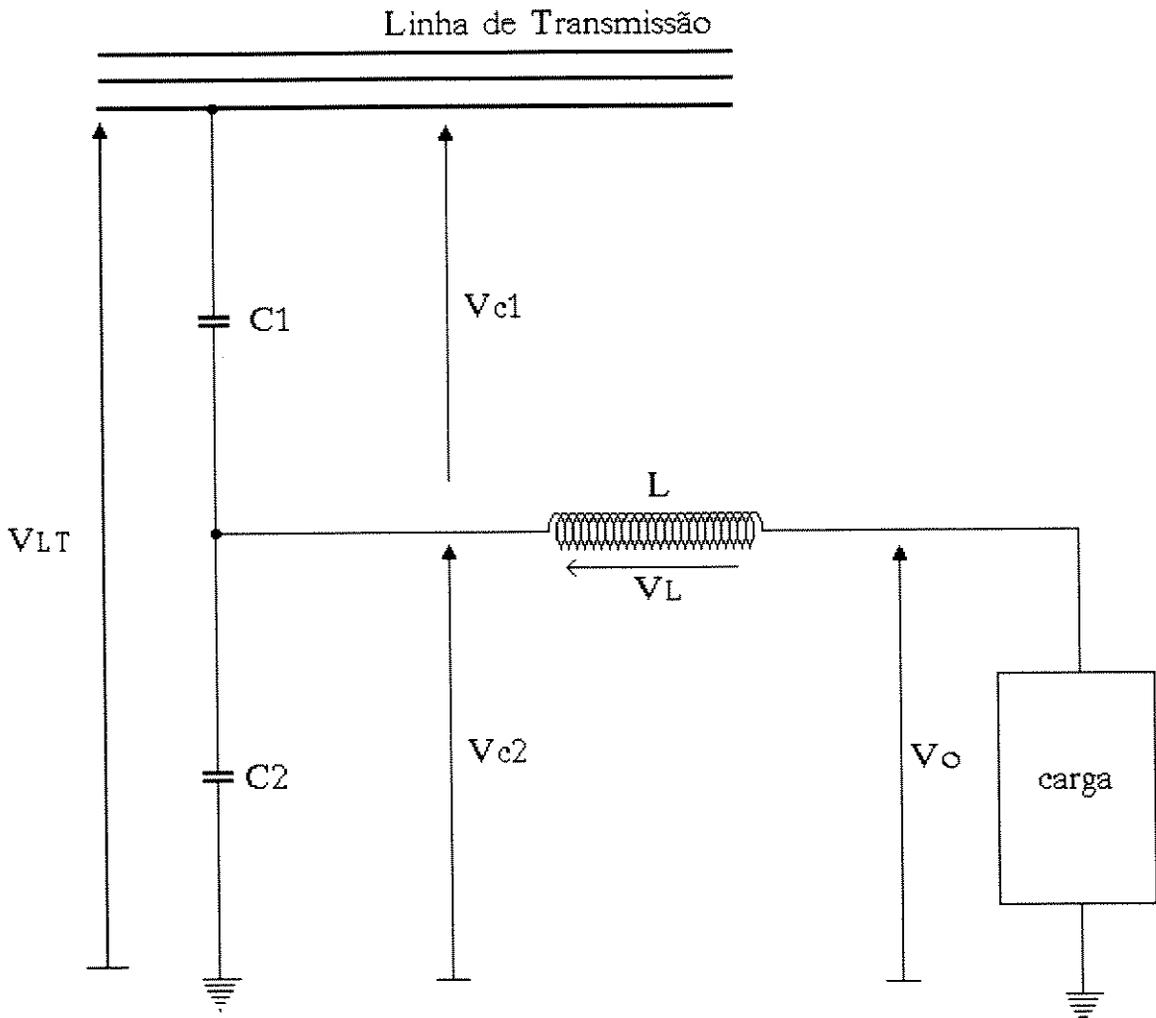


Figura 4.11 - Sistema de Acoplamento Capacitivo com Bancos de Capacitores e Indutor Sintonizado.

Nas figuras 4.12(a) e 4.12(b), tem-se os diagramas vetoriais das tensões nos bancos de capacitores (C_1 e C_2) e na carga (V_o). Estes referem-se ao sistema da figura 4.11 para as situações a vazio e operação com uma carga de fator de potência unitário, respectivamente.

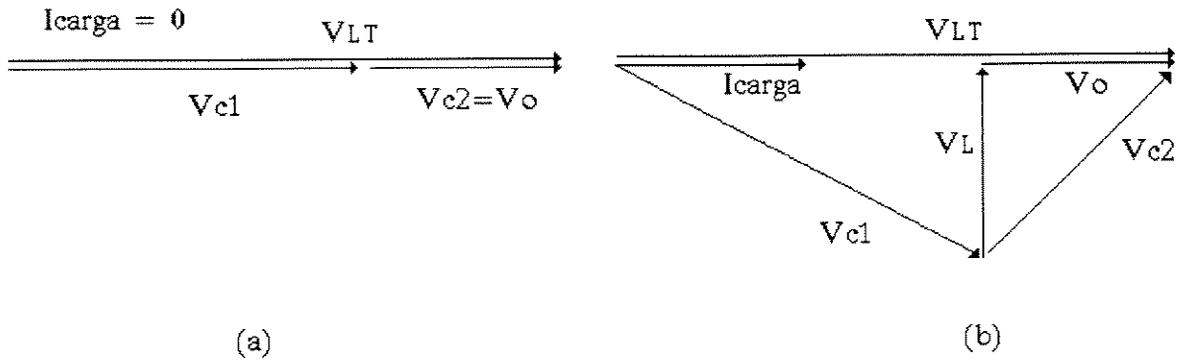


Figura 4.12 - Diagrama Vetorial do Divisor de Tensão Capacitivo com Indutor Sintonizado. (a) Sistema sem carga; (b) Sistema com carga de fator de potência unitário

Como pode-se notar, as quedas de tensão nos bancos de capacitores C_1 e C_2 são variáveis em função da condição de corrente e fator de potência da carga. A influência do ângulo de impedância da carga (ϕ) pode ser visualizada nos diagramas vetoriais das figuras 4.13 e 4.14, referentes às condições de cargas com fatores de potência indutivo e capacitivo, respectivamente.

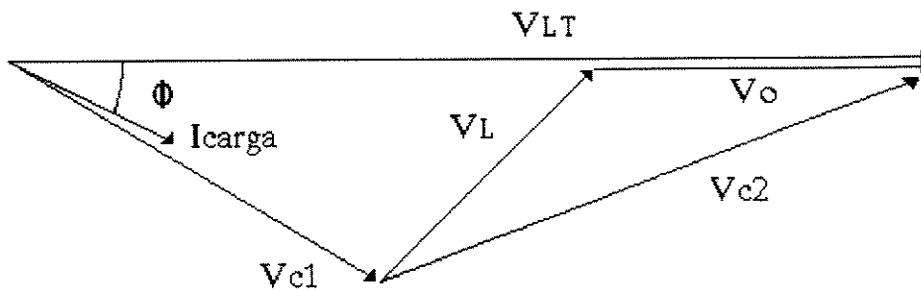


Figura 4.13 - Diagrama Vetorial para a condição de carga com fator de potência indutivo

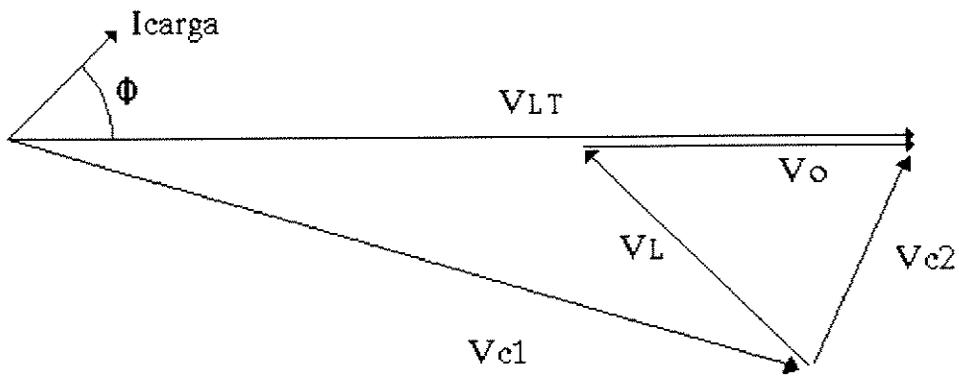


Figura 4.14 - Diagrama Vetorial para a condição de carga com fator de potência capacitivo

Dos diagramas das figuras 4.13 e 4.14 pode-se extrair as expressões que definem a queda de tensão nos bancos de capacitores V_{C1} e V_{C2} em função da tensão na carga, queda de tensão no indutor e ângulo de impedância da carga.

$$V_{C1} = \sqrt{V_L^2 + \Delta V_{LT}^2 - 2 \cdot V_L \Delta V_{LT} \sin \phi} \quad (4.43)$$

$$V_{C2} = \sqrt{V_L^2 + V_o^2 + 2 \cdot V_L V_o \sin \phi} \quad (4.44)$$

Na expressão (4.43), ΔV_{LT} representa a queda de tensão sobre o banco de capacitores C_1 para a condição a vazio, ou seja::

$$\Delta V_{LT} = V_{LT} - V_o \quad (4.45)$$

Os valores de V_{C1} e V_{C2} determinados por (4.43) e (4.44) mostram que, para as cargas indutivas ($\text{sen}\phi > 0$), a condição de tensão sobre o banco de capacitores C_2 é mais crítica, enquanto que para as cargas capacitivas ($\text{sen}\phi < 0$) a condição mais crítica de tensão recai sobre o banco de capacitores C_1 . Estas duas características de comportamento da queda de tensão são de fundamental importância para o dimensionamento do banco de capacitores.

Outra característica interessante que se pode observar nos diagramas vetoriais das figuras anteriores, é que a tensão na carga V_o e a tensão no condutor fase da linha de transmissão (V_{LT}) estarão sempre em fase, independentemente da condição de potência e fator de potência da carga. Esta característica possibilita o emprego de dois divisores de tensão conectados em fases diferentes da linha de transmissão e, através de uma conexão de transformadores em delta aberto, suprir pequenas cargas trifásicas.

4.4.2 - Acoplamento Capacitivo com um Condutor Isolado

No acoplamento capacitivo obtido através de um condutor isolado, as capacitâncias que definem o divisor de tensão são inerentes ao sistema. Considerando uma linha de transmissão trifásica e um condutor (R) isolado, como mostra esquematicamente a figura 4.15, o circuito equivalente devido ao acoplamento capacitivo é apresentado na figura 4.16. Nesse circuito, C_{ar} , C_{br} e C_{cr} são as capacitâncias definidas pelo acoplamento capacitivo entre os condutores das fases "A", "B" e "C" e o condutor isolado "R", e C_{ro} a capacitância entre o condutor "R" e a terra. V_a , V_b e V_c são as tensões de fases da linha de transmissão

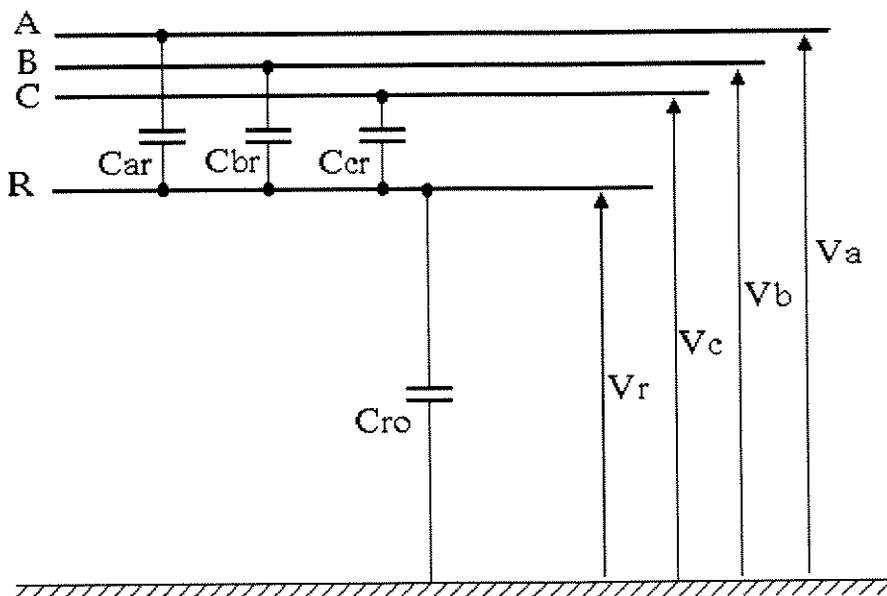


Figura 4.15 - Condutor Isolado próximo a uma Linha de Transmissão.

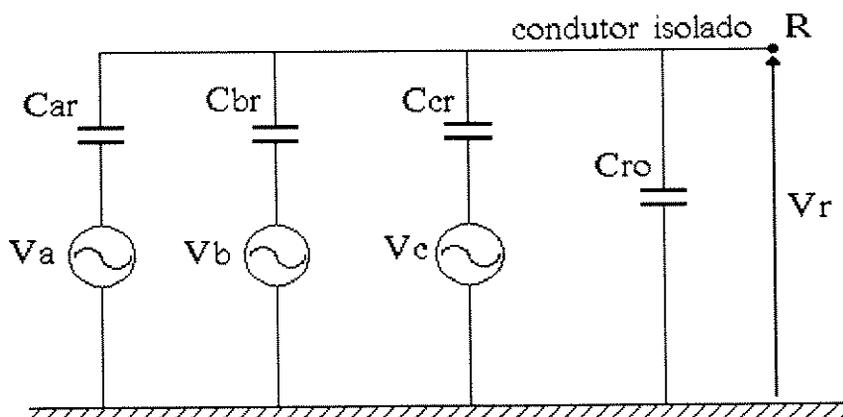


Figura 4.16 - Acoplamento Capacitivo com um Condutor Isolado.

Da figura 4.16 pode-se extrair a tensão induzida no condutor isolado (V_r):

$$\hat{V}_r = \frac{\hat{V}_a \cdot C_{ar} + \hat{V}_b \cdot C_{br} + \hat{V}_c \cdot C_{cr}}{C_{ar} + C_{br} + C_{cr} + C_{ro}} \quad (4.46)$$

O circuito equivalente da figura 4.16 pode ser reduzido ao mesmo circuito equivalente da figura 4.1, sendo que:

$$C_o = C_{ar} + C_{br} + C_{cr} + C_{ro} \quad (4.47)$$

$$\dot{V}_o = \dot{V}_r \quad (4.48)$$

Nesse caso, com a utilização do indutor sintonizado como regulador de tensão, deve-se verificar o nível máximo da tensão sobre o condutor isolado em função das condições de potência e fator de potência da carga, pela equação (4.44).

4.4.3 - Arranjos Físicos para o Indutor Sintonizado

Com relação ao transformador de média/baixa tensão, pode-se dispor de três arranjos possíveis para a conexão do indutor sintonizado. Esses arranjos, apresentados nas figuras (4.17), (4.18) e (4.19), são respectivamente:

- Indutor no primário;
- Indutor no secundário;
- Indutor subdividido entre o primário e o secundário do transformador.

Considerando a conexão da figura (4.17) que utiliza um indutor sintonizado no primário do transformador, tem-se uma tensão regulada aplicada ao transformador. Nesse caso, somente a queda de tensão no indutor (V_L) e a tensão da fonte (V_f ou V_{C1} e V_{C2} conforme for o sistema de acoplamento capacitivo) são dependentes da corrente de carga. A potência máxima suprida à carga deve ser definida em função destes parâmetros.

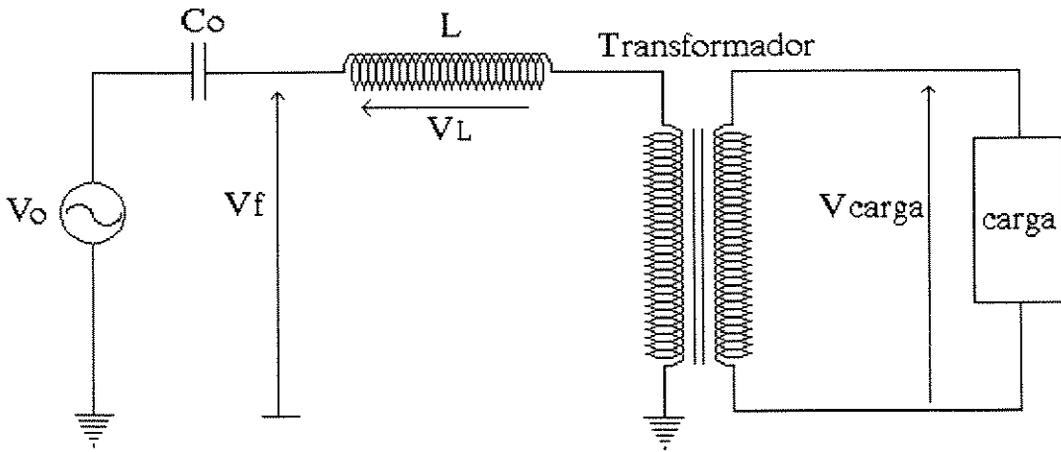


Figura 4.17 - Indutor Sintonizado Conectado no Primário do Transformador.

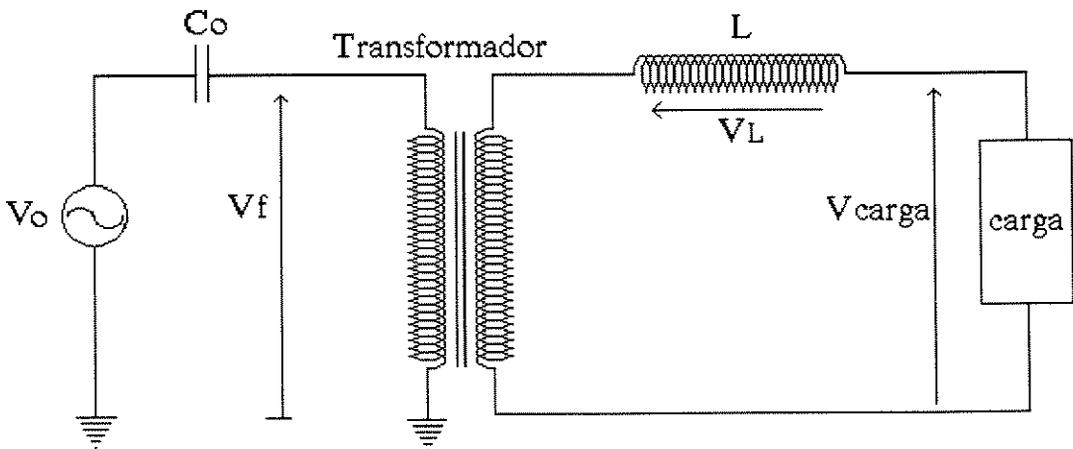


Figura 4.18 - Indutor Sintonizado Conectado no Secundário do Transformador.

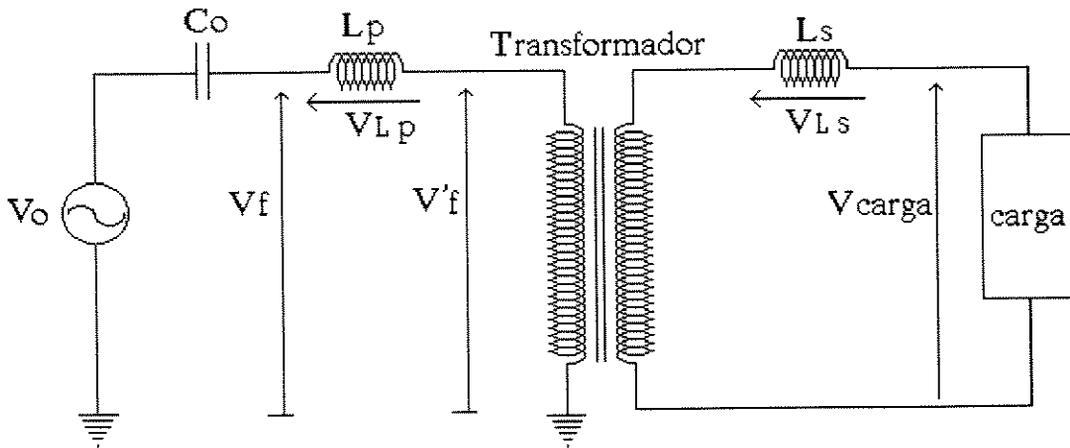


Figura 4.19 - Indutor Sintonizado Subdividido entre o Primário e o Secundário de Transformador.

No arranjo da figura 4.18, com o indutor conectado no secundário do transformador, a tensão aplicada ao transformador (V_f) é dependente da corrente de carga conforme mostra a expressão (4.30). Esse fato impõe um sobredimensionamento do transformador para que este possa suportar uma tensão máxima correspondente à condição de plena carga.

O arranjo proposto pela figura 4.17 é mais interessante sob o ponto de vista de dimensionamento do transformador, pois este é submetido a uma tensão independente da condição de carga. Mas, com relação ao indutor sintonizado, este deverá ser especificado para uma tensão e indutância mais elevadas. Isto certamente deverá elevar o seu custo. Com a instalação do indutor no secundário do transformador, a queda de tensão no indutor será reduzida pela relação de transformação (n) do transformador e a indutância, pela

relação de transformação elevada ao quadrado (n^2). Embora a potência reativa mantenha-se constante o seu custo deverá ser significativamente menor. Entretanto, nesse caso, tem-se o transformador submetido a uma tensão maior, conseqüentemente, maior potência e custo mais elevado e, ainda, associando a esses fatos um baixo fator de carga. Portanto, em contraste com o maior custo do transformador, tem-se um indutor de menor custo.

Em vista do exposto, uma solução de compromisso entre os custos do indutor e do transformador deve ser procurada. É importante observar que o transformador deve ser escolhido dentro dos valores padronizados para média tensão.

A configuração proposta na figura 4.19 visa buscar uma solução intermediária entre as duas anteriores, através da utilização de um indutor subdividido entre o primário e o secundário do transformador. Esta deve ser preferida, principalmente, quando o transformador selecionado dentro dos padrões de mercado possuir um nível de tensão primária maior que a tensão obtida pelo acoplamento capacitivo (V_o). Como é possível acontecer no caso da utilização do acoplamento capacitivo com condutores isolados, onde a tensão induzida nos mesmos é função da geometria dos condutores e não deve coincidir com os níveis de tensão padronizados para transformadores de distribuição.

O dimensionamento do indutor sintonizado para os arranjos correspondentes às figuras 4.18 e 4.19 deve ter como base, a tensão máxima aplicada ao transformador (V_{Tmax}). As figuras 4.20, 4.21 e 4.22 apresentam os diagramas fasoriais para uma operação do sistema da figura 4.18 com cargas de fatores de potência unitário, indutivo e capacitivo.

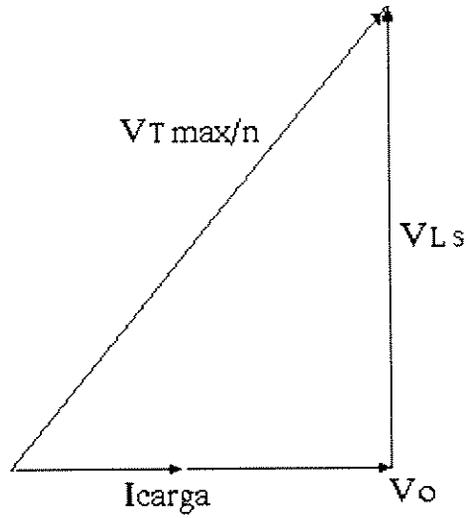


Figura 4.20 - Diagrama Vetorial do Sistema com Indutor Secundário operando com Carga de Fator de Potência Unitário.

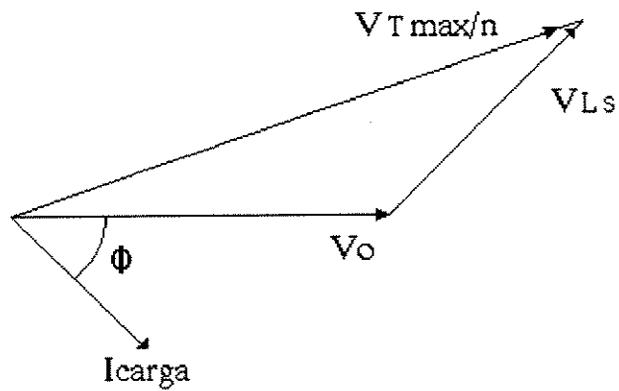


Figura 4.21 - Diagrama Vetorial do Sistema com Indutor Secundário operando com Carga de Fator de Potência Indutivo.

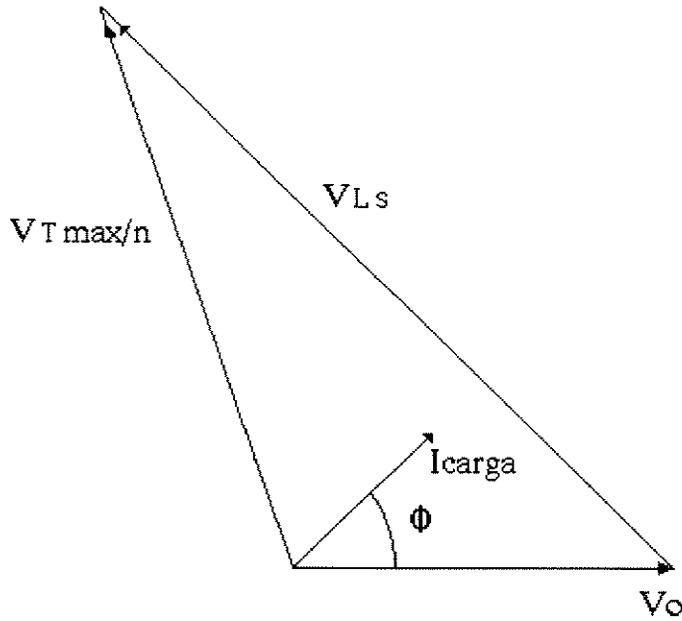


Figura 4.22 - Diagrama Vetorial do Sistema com Indutor Secundário operando com Carga de Fator de Potência capacitivo

Os diagramas das figuras 4.20, 4.21 e 4.22 mostram que as cargas com fatores de potência capacitivos ($\phi < 0$) apresentarão maiores quedas de tensão no indutor para um mesmo limite de tensão máxima aplicada ao transformador ($V_{T_{max}}$). Conseqüentemente, é possível drenar maior potência para o mesmo limite de $V_{T_{max}}$. Pode-se, então, concluir que, um fator de potência mínimo indutivo, e o limite de tensão máxima do transformador determinarão a potência a ser extraída do sistema

Destes diagramas, pode-se extrair, genericamente, a tensão no indutor (V_{L_s}) em função da máxima tensão aplicada ao transformador ($V_{T_{max}}$).

$$V_{LS} = \sqrt{\left(\frac{V_{Lmax}}{n}\right)^2 - (V_C \cos\phi)^2} - V_C \sin\phi \quad (4.49)$$

onde:

n \Rightarrow relação de transformação do transformador

V_C \Rightarrow baixa tensão aplicada a carga

V_{Tmax} \Rightarrow máxima tensão aplicada ao primário do transformador

V_{LS} \Rightarrow máxima queda de tensão no indutor secundário.

ϕ \Rightarrow ângulo de impedância da carga .

4.4.4 - Dimensionamento dos Componentes do Sistema Regulado por um Indutor Sintonizado

No dimensionamento de um sistema de acoplamento capacitivo, que utiliza um indutor sintonizado como regulador de tensão, os valores adequados para os componentes do sistema podem ser determinados como a seguir:

i) Indutor Primário

Para o dimensionamento do indutor instalado no primário do transformador, como mostra o esquema da figura 4.17, os seguintes parâmetros devem ser conhecidos:

- tensão do sistema de acoplamento capacitivo (V_o);
- impedância do sistema de acoplamento capacitivo (X_o);
- potência máxima requerida pela carga (S_C);
- menor fator de potência indutivo admissível para a carga ($\cos\phi$).

Com esses dados, pode-se extrair as seguintes informações:

Corrente a plena carga:

$$I_C = \frac{S_C}{V_o}$$

Indutância do indutor:

$$L = \frac{X_o}{2 \cdot \pi \cdot f}$$

Máxima queda de tensão no indutor:

$$V_L = X_o \cdot I_C$$

Potência reativa:

$$Q_L = V_L \cdot I_C$$

A potência do transformador deverá ser igual ou maior que a potência da carga, isto é:

$$S_T \geq S_C$$

A máxima tensão sobre o condutor isolado, ou banco de capacitores C_2 , conforme o caso, é determinada por:

$$V_{\text{fmax}} = \sqrt{V_o^2 + 2 \cdot V_L V_o \text{sen} \phi + V_L^2}$$

ii) Indutor Secundário

Para o dimensionamento do indutor instalado no secundário do transformador, como mostra o esquema da figura 4.18, há a necessidade dos seguintes parâmetros:

- tensão do sistema de acoplamento capacitivo (V_o);
- impedância do sistema de acoplamento capacitivo (X_o);
- baixa tensão na carga (V_C);
- tensão máxima aplicada ao transformador ($V_{T\text{max}}$);
- menor fator de potência indutivo admissível para a carga ($\text{cos} \phi$).

Com esses dados, pode-se efetuar os cálculos das grandezas a seguir:

Relação de transformação do transformador:

$$n = \frac{V_o}{V_C}$$

Máxima queda de tensão no indutor secundário:

$$V_{LS} = \sqrt{\left(\frac{V_{T\text{max}}}{n}\right)^2 - (V_C \text{cos} \phi)^2} - V_C \text{sen} \phi$$

Indutância do indutor:

$$L = \frac{X_o}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot n^2}$$

Corrente de carga:

$$I_C = \frac{V_{LS}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot L}$$

Potência do indutor secundário:

$$Q_L = V_{LS} \cdot I_C$$

Potência da carga

$$S_C = V_C \cdot I_C$$

Potência do transformador:

$$S_T = \frac{V_{Tmax}}{n} \cdot I_C$$

Observa-se que, neste caso particular, a potência da carga foi limitada a partir da máxima tensão aplicada ao transformador, que é mais crítica para o menor fator de potência indutivo ($\cos\phi$). Cargas capacitivas serão delimitadas pela queda de tensão no indutor (V_{LS}).

iii) Indutor subdividido entre o primário e o secundário

Se uma subdivisão do indutor entre o secundário e o primário é desejada, como mostra a figura 4.19, então, necessita-se dos seguintes parâmetros:

- tensão do sistema de acoplamento capacitivo (V_o);
- impedância do sistema de acoplamento capacitivo (X_o);
- baixa tensão na carga (V_C);
- máxima tensão no transformador (V_{Tmax});
- potência desejada para carga (S_C);
- Menor fator de potência indutivo admissível ($\cos\phi$).

Em geral, essa situação corresponde àquela em que se requer maior potência para a carga que a imposta pela máxima tensão do transformador.

Nesse caso, podem ser extraídas as informações a seguir::

Relação de transformação do transformador:

$$n = \frac{V_o}{V_C}$$

Queda de tensão na seção secundária do indutor:

$$V_{LS} = \sqrt{\left(\frac{V_{Tmax}}{n}\right)^2 - (V_o \cos\phi)^2} - V_o \sin\phi$$

Corrente de carga no secundário:

$$I_C = \frac{S_C}{V_C}$$

Potência da seção secundária do indutor:

$$Q_{LS} = V_{LS} \cdot I_C$$

Indutância da seção secundária:

$$L_S = \frac{V_{LS}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot I_C}$$

A seção primária do indutor pode ser determinada como a seguir:

Indutância da seção primária:

$$L_P = \frac{X_o}{2 \cdot \pi \cdot f} - n^2 L_S$$

Máxima queda de tensão na seção primária do indutor:

$$V_{LP} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_P \cdot \frac{I_C}{n}$$

Potência da seção primária será:

$$Q_{LP} = V_{LP} \cdot \frac{I_C}{n}$$

Potência do transformador:

$$S_T = \frac{V_{Tmax}}{n \cdot V_C} \cdot S_C$$

iv) Divisor de tensão constituído por bancos de capacitores

Nos dimensionamentos dos indutores sintonizados propostos, consideram-se conhecidos os parâmetros relativos ao acoplamento capacitivo (V_o e X_o). Entretanto, a definição destes parâmetros, bem como a queda de tensão sobre os bancos de capacitores são valores que dependem do dimensionamento dos mesmos.

O dimensionamento dos bancos de capacitores fundamenta-se no conhecimento dos seguintes parâmetros:

- tensão fase-terra da linha de transmissão (V_{LT});
- média tensão desejada (V_o);
- potência desejada para (S_o) e faixa de variação do fator de potência admissível;
- queda de tensão a plena carga no indutor sintonizado (V_L).

A partir desses dados pode-se obter as informações a seguir:

Relação de média/alta tensão:

$$D = \frac{V_o}{V_{LT}}$$

Corrente de carga na média tensão:

$$I_C = \frac{V_o}{S_C}$$

Capacitância equivalente dos bancos de capacitores:

$$C_o = \frac{I_C}{2.\pi.f.V_L}$$

Banco de capacitores C_1 :

$$C_1 = D.C_o$$

Banco de capacitores C_2

$$C_2 = C_o - C_1$$

As máximas quedas de tensões admissíveis nos bancos de capacitores C_1 e C_2 devem ser calculadas considerando as situações mais críticas para cada banco. Assim, denotando por $\cos\phi_1$ o mais baixo fator de potência capacitivo e por $\cos\phi_2$ o mais baixo fator de potência indutivo, dentro dos limites admissíveis, tem-se que a máxima queda de tensão no banco de capacitores C_1 será:

$$\Delta V_{LT} = V_{LT} - V_o$$

$$V_{C1max} = \sqrt{V_L^2 + \Delta V_{LT}^2 + 2.V_L \Delta V_{LT} \text{sen}\phi_1}$$

Obs.: O sinal negativo do ângulo ϕ já está incluso na expressão.

E a máxima queda de tensão no banco de capacitores C_2 :

$$V_{C2\max} = \sqrt{V_L^2 + V_o^2 + 2 \cdot V_L \cdot V_o \cdot \sin \phi_2}$$

A tensão nominal de cada banco de capacitores deve ser maior ou igual à máxima queda de tensão admissível para cada um, ou seja:

$$V_{n1} \geq V_{C1\max}$$

$$V_{n2} \geq V_{C2\max}$$

A potência de cada banco pode ser determinada pela expressão:

$$Q_n = V_n^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C$$

v) Acoplamento capacitivo com um condutor isolado

Para o acoplamento capacitivo com um condutor isolado, a disposição geométrica dos condutores da linha de transmissão, o nível da tensão de transmissão e o posicionamento do condutor isolado determinarão a tensão induzida e a capacitância equivalente por unidade de comprimento do trecho isolado.

Para uma definição do sistema de acoplamento capacitivo assim constituído é necessário o conhecimento dos seguintes dados:

- tensão induzida no condutor isolado (V_o);

- capacitância equivalente por unidade de comprimento do condutor isolado (C'_o);
- potência desejada para a carga (S_c);
- menor fator de potência indutivo admissível ($\cos\phi$);
- queda de tensão a plena carga no indutor sintonizado (V_L).

A partir dessas informações pode-se extrair as variáveis a seguir:

Comprimento do trecho de condutor isolado (ℓ):

$$\ell = \frac{S_c}{V_L \cdot V_o \cdot \omega \cdot C'_o} \quad (4.50)$$

Tensão máxima sobre o condutor isolado:

$$V_{C2max} = \sqrt{V_L^2 + V_o^2 + 2 \cdot V_L \cdot V_o \cdot \sin\phi_2} \quad (4.51)$$

Portanto, o nível de isolamento do condutor isolado deve ser maior que o valor de V_{fmax} calculado.

4.5 - LINHA DE DISTRIBUIÇÃO MONOFÁSICA

Uma pequena linha de distribuição monofásica poderá ser necessária para interligar o ponto de captação ao centro de consumo de energia. Sob tais condições, a

capacitância inerente a essa linha deverá ser considerada, principalmente, com respeito ao posicionamento do equipamento regulador de tensão.

Se o regulador de tensão for instalado após a linha monofásica, como mostra a figura 4.23, então, esta atuará em conjunto com a capacitância equivalente do acoplamento capacitivo como um segundo divisor de tensão capacitivo.

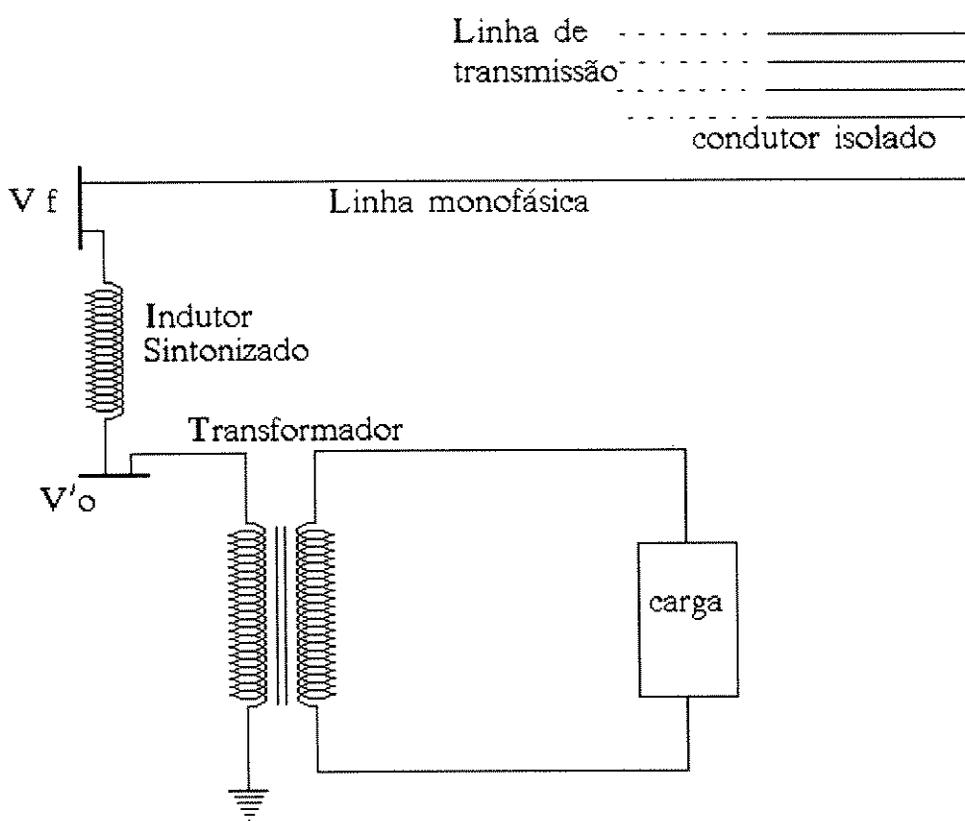


Figura 4.23 - Sistema de Acoplamento Capacitivo com o Condutor Isolado. Regulador de Tensão Instalado após a Linha Monofásica.

A figura 4.24 mostra o circuito equivalente para a situação referente ao sistema da figura 4.23. Neste circuito, C_{Lin} é a capacitância inerente da linha monofásica e V'_o a tensão reduzida obtida após a linha monofásica, então:

$$V'_o = V_o \cdot \frac{C_o}{C_o + C_{Lin}} \quad (4.52)$$

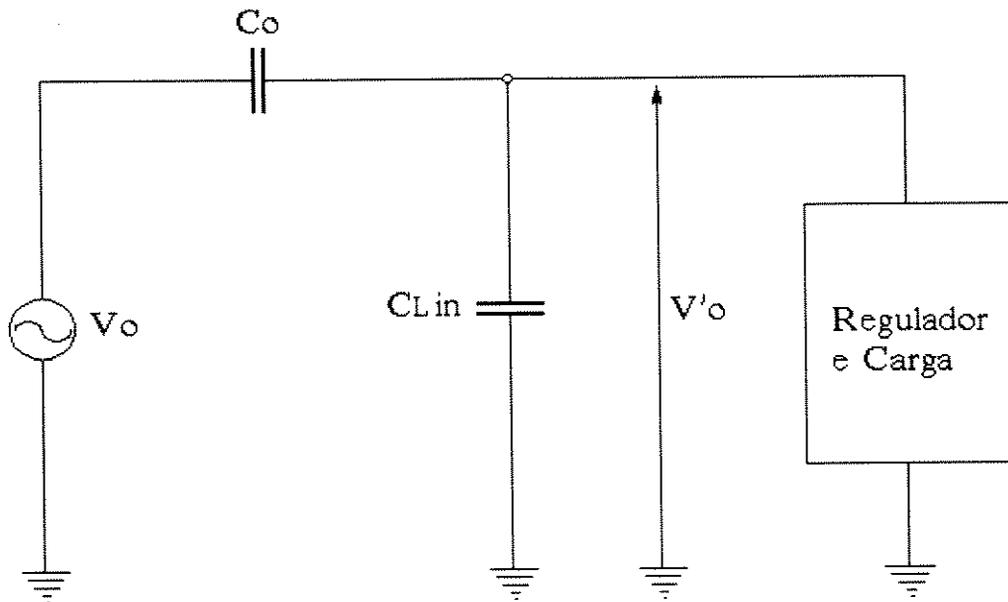


Figura 4.24 - Circuito Equivalente considerando uma Linha Monofásica entre o Regulador de Tensão e o Condutor Isolado.

A redução da tensão para V_o' como mostra a expressão (4.52), não representa necessariamente uma redução do limite de potência extraída do sistema. Nesse caso, o equipamento regulador de tensão deverá definir sobre esse fato. Se o regulador de tensão utilizado for um indutor sintonizado, desde que se mantenha a mesma queda de tensão a plena carga no indutor (V_L), a potência máxima extraída será a mesma. Isto pode ser facilmente verificado utilizando as expressões anteriores. Entretanto, o nível de tensão na linha monofásica poderá ser mais elevado, de acordo com a corrente de carga como mostra a expressão (4.51) e deverá onerar a construção da mesma. Mas, no caso particular do indutor variável em paralelo com a carga, a potência máxima extraída é definida por: $P_{\max} = V_o'^2 \cdot \omega \cdot C_o$, dessa forma, o limite de potência extraída será reduzido pelo fator $C_o / (C_o + C_{Lin})$.

A linha, após o regulador de tensão, deverá operar como uma pequena carga residual capacitiva o que pode apresentar alguma eficiência para compensação de fator de potência e minimizar os problemas de ferro-ressonância.

4.6 - INDUTOR COM NÚCLEO DE FERRO

A utilização de indutores com núcleos de materiais ferromagnéticos tem por finalidade a redução de custos. De fato, devido ao valor elevado da permeabilidade magnética relativa desses materiais, pode-se obter maiores indutâncias com um menor número de espiras. Entretanto, esses materiais apresentam uma variação na permeabilidade magnética que depende do campo magnético aplicado sobre os mesmos.

Conseqüentemente, esses indutores possuem uma indutância variável de acordo com a corrente de excitação.

A figura 4.25 mostra uma curva característica de magnetização ($B \times H$) de materiais ferromagnéticos típicos utilizados na construção de transformadores, onde são demarcadas as regiões de alta e baixa permeabilidade magnética.

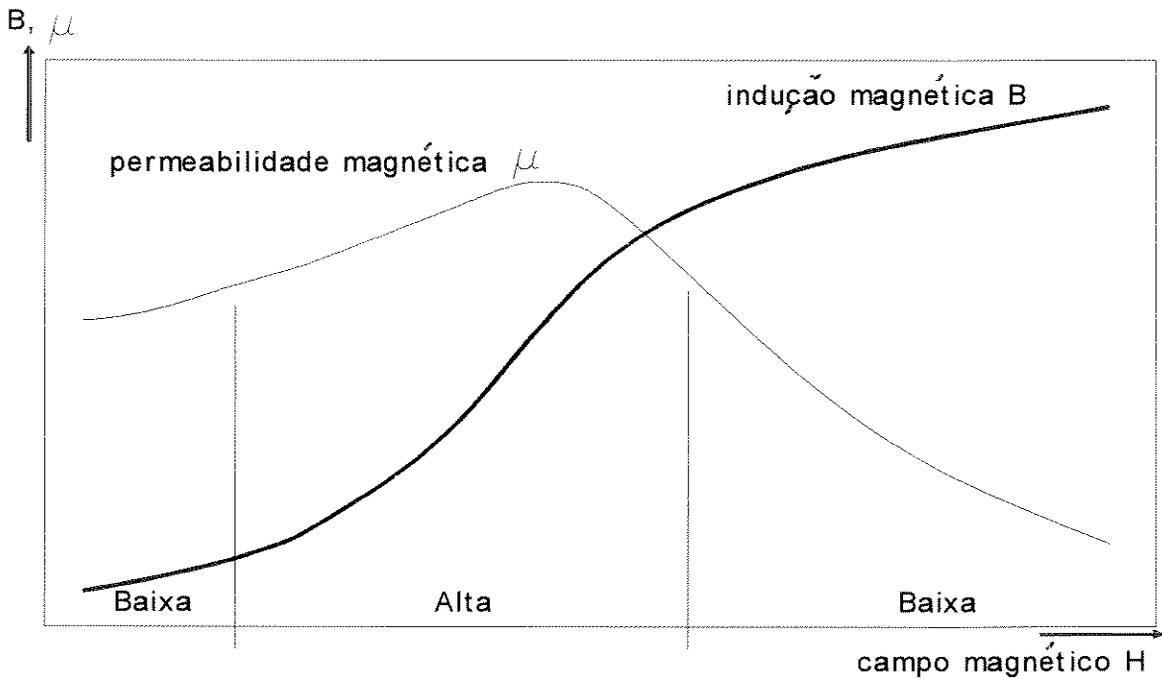


Figura 4.25 - Regiões de Alta e Baixa Permeabilidade Magnética.

Em vista da variação da permeabilidade magnética, tem-se, para os indutores com núcleo de ferro, uma indutância mais baixa quando pequenas e maiores correntes circulam pelos mesmos e, para os valores intermediários de correntes, uma indutância mais elevada. Com relação aos indutores sintonizados, a utilização de indutores com núcleo de ferro poderá proporcionar uma desigualdade nas impedâncias do circuito quando houver variação na corrente de carga. Em outras palavras, para baixas ou altas correntes de carga ter-se-á uma predominância da característica capacitiva da impedância do sistema de

acoplamento capacitivo. Isto deverá ocasionar uma desregulação na tensão de saída. Ainda, essa característica capacitiva associada à saturação magnética do transformador de média/baixa tensão pode ocasionar efeitos de ferro-ressonância indesejáveis.

Em função do exposto, com a finalidade de buscar um indutor com uma pequena variação de indutância com a corrente de carga, pode-se empregar indutores com um núcleo apresentando um pequeno entreferro. A figura 4.26 apresenta uma forma típica para tal núcleo.

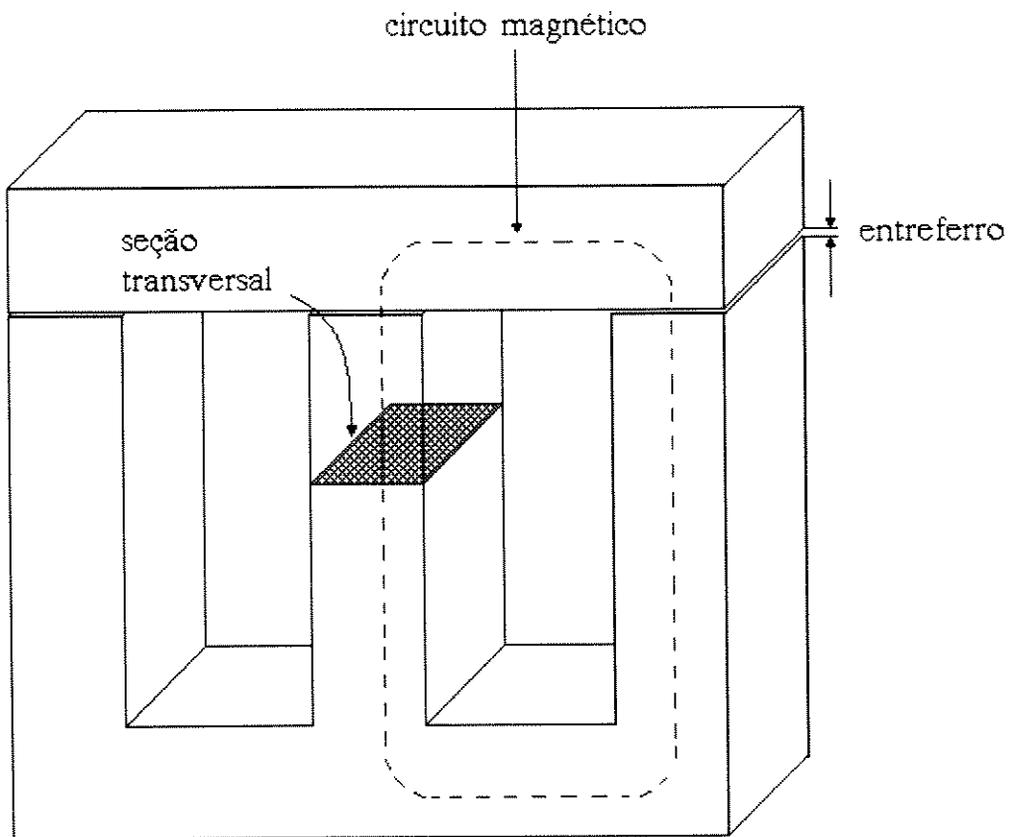


Figura 4.26 - Núcleo de Ferro com Entreferro.

A indutância de um indutor com núcleo de ferro e um pequeno entreferro pode ser determinada por [23]:

$$L = \frac{\mu_o \cdot N^2}{\frac{\ell_f}{\mu_r \cdot A_f} + \frac{\ell_g}{A_g}} \quad (4.53)$$

Onde:

$L \Rightarrow$ indutância (H)

$\mu_o \Rightarrow$ Permeabilidade magnética do ar ($4 \cdot \mu \cdot 10^{-7}$)

$N \Rightarrow$ número de espiras da bobina do indutor

$\ell_f \Rightarrow$ comprimento médio do circuito magnético correspondente ao núcleo de ferro (m)

$A_f \Rightarrow$ área da seção transversal do núcleo de ferro (m²)

$A_g \Rightarrow$ área da seção transversal do entreferro (m²)

$\ell_g \Rightarrow$ comprimento do entreferro (m)

μ_r - permeabilidade relativa do núcleo magnético.

O comportamento da indutância com relação à corrente de excitação depende do tipo de chapa utilizada para constituir o núcleo de ferro e da dimensão do entreferro. Para a análise a seguir, considera-se um núcleo de ferro composto por chapas de aço silício

de grão não orientado com 0,50 mm de espessura tipo E-125 da ACESITA, material típico utilizado nos transformadores de média tensão. A característica de excitação dessa chapa é mostrada na figura (4.27). Considera-se ainda, que para pequenos entreferros a seção transversal do núcleo é igual à seção transversal do entreferro, ou seja: $A_f = A_g = A$. Então, a expressão (4.53) se reduz a:

$$L = \frac{\mu_o \cdot N^2 \cdot A}{\frac{\ell_f}{\mu_r} + \ell_g} \quad (4.54)$$

Para a análise da variação da indutância com relação ao entreferro, adotou-se como base uma indutância obtida na condição de entreferro nulo e uma indução magnética de 12 kGs, obtido no joelho da curva de magnetização. Esse valor de indução magnética corresponde a uma permeabilidade magnética de 0,0060 T.m/A, ou seja, uma permeabilidade relativa de $\mu_r = 4.774,6$. Nessas condições, a indutância tomada como base pode ser determinada por:

$$L = \frac{\mu_o \cdot N^2 \cdot A \cdot 4774,6}{\ell_f} \quad (4.55)$$

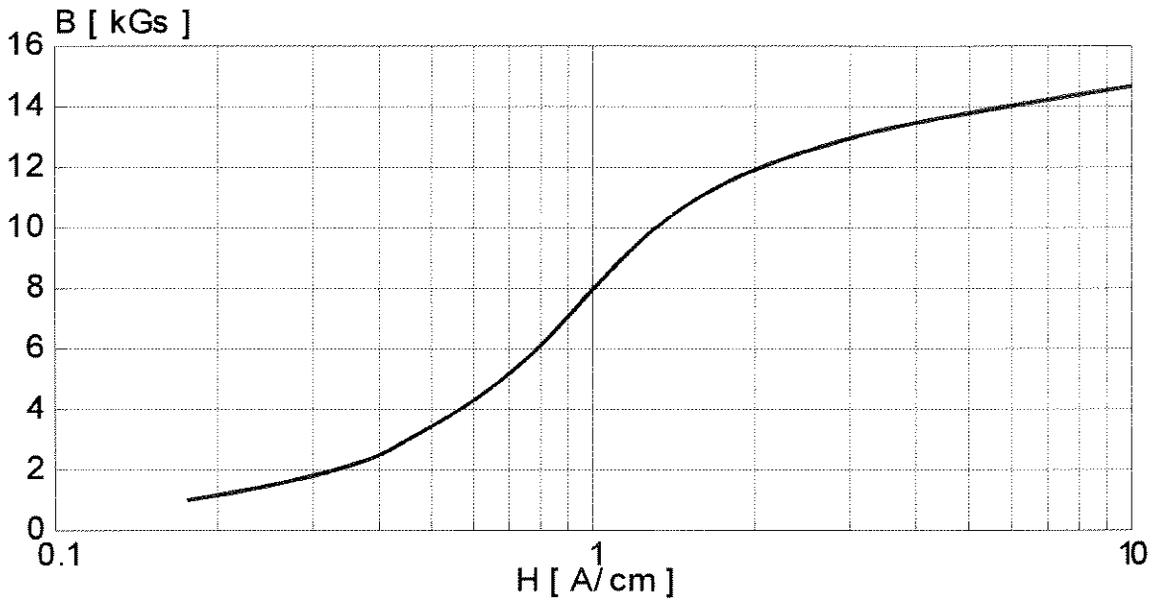


Figura 4.27 - Característica de Magnetização da Chapa de Aço Silício de Grão Não Orientado com 0,50 mm de Espessura Tipo E-125 ACESITA.

Dessa forma, a indutância relativa de um indutor considerando variável somente o entreferro é determinada por

:

$$L_{rel} = \frac{1}{4774,6 \cdot \left(\frac{1}{\mu_r} + \frac{l_g}{l_f} \right)} \quad (4.56)$$

A figura (4.28) mostra a variação da indutância com a corrente no indutor para várias dimensões de entreferros tomados em percentagem do comprimento médio do

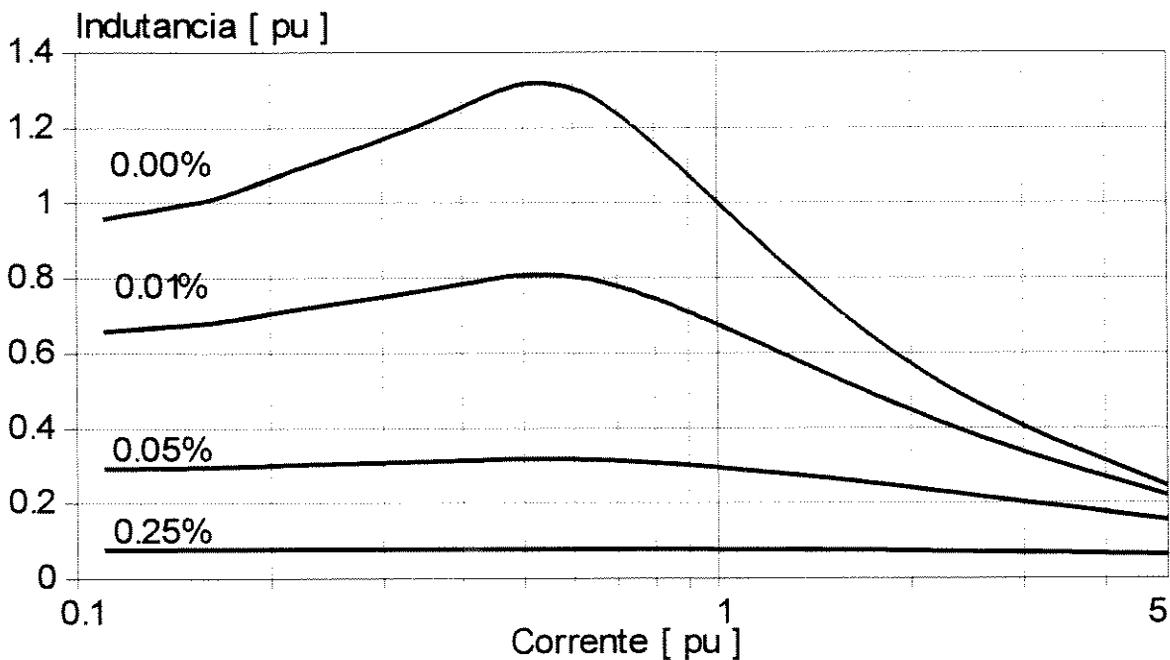


Figura 4.28 - Variação da Indutância com o Entreferro para a Chapa de Aço Silício de Grão não Orientado E-125 (ACESITA).

Na construção de um transformador, ou de um indutor, é praticamente impossível obter a condição de entreferro nulo. Sempre haverá algum entreferro efetivo e sua dimensão dependerá da qualidade das laminações e do cuidado com que as chapas serão agrupadas. A figura 4.28 mostra que a utilização de um pequeno entreferro torna o indutor com núcleo de ferro mais linear.

Considerando somente o enrolamento primário de um transformador de distribuição típico, este deve possuir uma elevada indutância de magnetização, em torno de 2000%, tendo-se em vista a baixa corrente de magnetização (5%). Então, se tal transformador fosse adaptado para ser utilizado como um indutor, reduzindo sua indutância

de 2000% para 100% através da utilização de um pequeno entreferro, de acordo com a expressão (4.54) esse entreferro seria da ordem de 0,40% e, pela figura 4.28, nota-se que a indutância seria praticamente invariável com a corrente.

A característica de excitação de um indutor com núcleo de ferro e um entreferro de 0,40% é mostrada na figura 4.29.

4.7 - SIMULAÇÃO DIGITAL DO SISTEMA DE ACOPLAMENTO CAPACITIVO UTILIZANDO O CABO PÁRA-RAIOS ISOLADO EM UMA LINHA DE TRANSMISSÃO

Com base nos aspectos analíticos abordados anteriormente, procede-se a simulação digital de um sistema destinado a extração de pequenas potências de uma linha de transmissão, na forma de um acoplamento capacitivo com o cabo pára-raios isolado. Para tal simulação, considerou-se uma linha típica de 345 kV com um de seus cabos pára-raios isolados. A figura 4.30 mostra a estrutura padrão das torres de transmissão dessa linha, sendo que as características dos condutores estão na tabela 4.7.

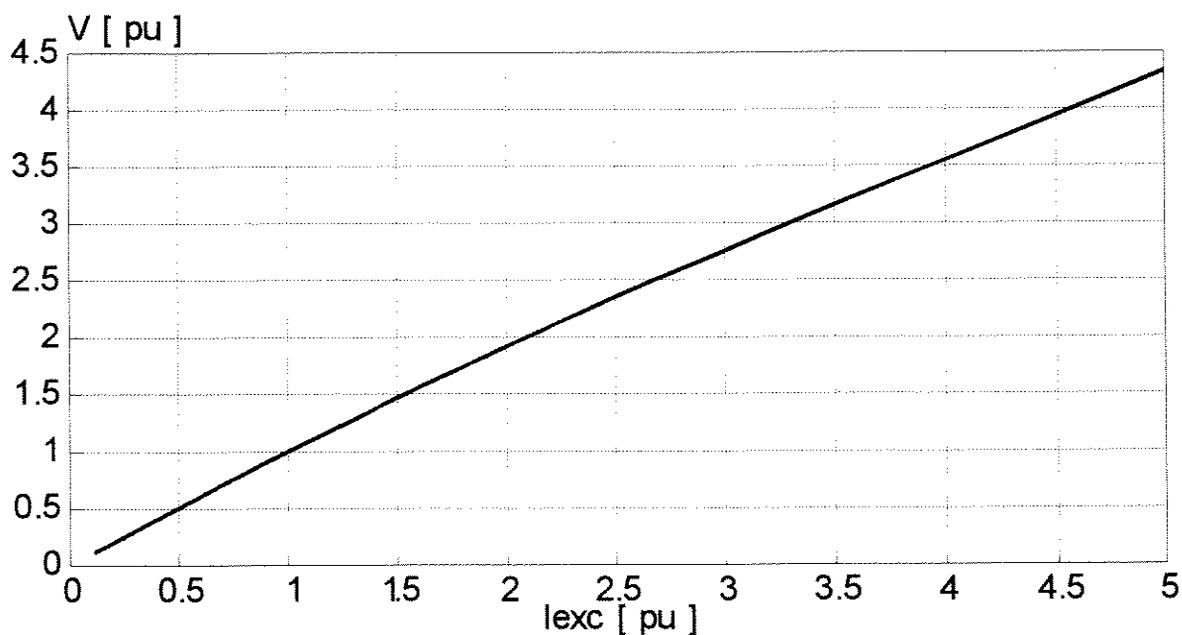


Figura 4.29 - Característica de Excitação de um Indutor com Núcleo de Ferro e 0,40% de Entreferro.

CONDUTORES	FASE	PÁRA-RAIOS
Tipo	2 cond./fase Ruddy	HS 3/8"
Diâmetro	2,927 cm	0,9525 cm
Altura no Meio do Vão	14,6 m	25,8 m
Resistência Elétrica a 25 °C	0,0727 Ω /km	3,915 Ω /km
Espaçamento entre Subcondutores	0,457 m	-

Tabela 4.7 - Características dos Condutores da Linha de Transmissão de 345 kV.

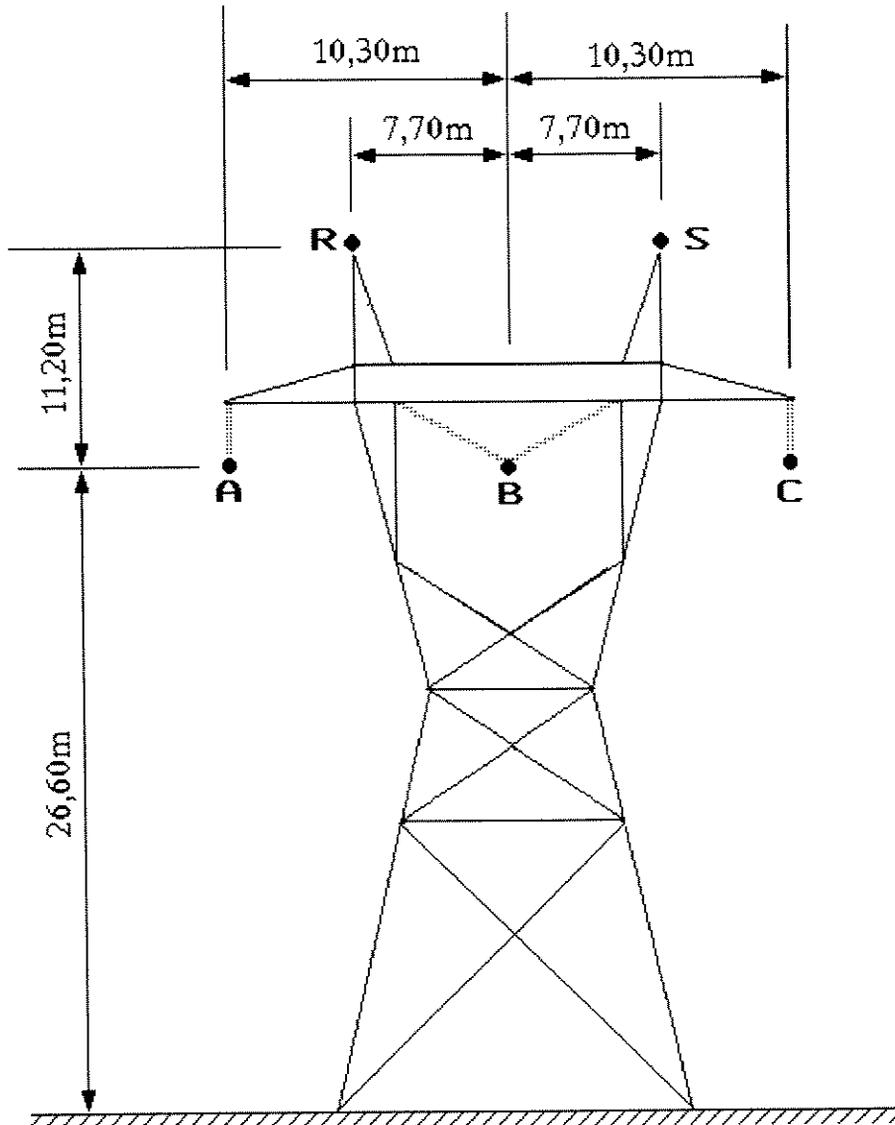


Figura 4.30 - Linha de Transmissão de 345 kV.

O sistema simulado deverá suprir uma potência de 25 kVA e utilizará como equipamento regulador de tensão um indutor sintonizado, com núcleo de ferro. Uma pequena linha monofásica de 10 km é empregada para interligar o centro de carga ao ponto de captação de potência na linha de transmissão.

Com relação à linha monofásica, serão avaliadas duas alternativas. Uma com o indutor sintonizado conectado entre o cabo pára-raios e a linha monofásica, como mostra a figura 4.31, e outra com o indutor junto ao centro de carga, figura 4.32. Definida a alternativa mais interessante, efetuar-se-á a simulação digital do sistema empregando-se, para tanto, uma modelagem compatível com o programa computacional EMTP.

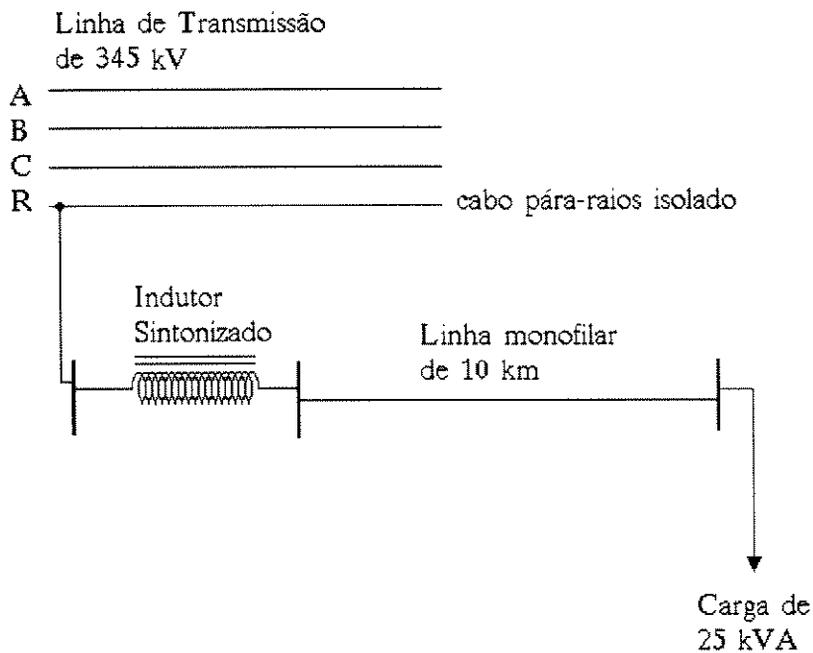


Figura 4.31 - Sistema de Captação de Energia com o Indutor Sintonizado entre o Cabo Pára-Raios e a Linha Monofásica.

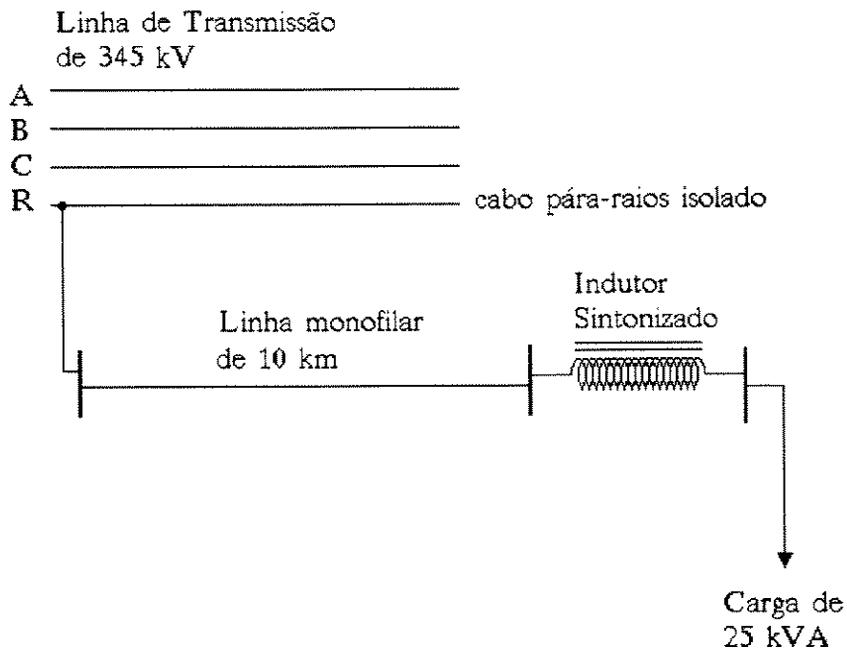


Figura 4.32 - Sistema de Captação de Energia com o Indutor Sintonizado após a Linha Monofásica.

Nas simulações serão avaliados vários aspectos, tais como o efeito da saturação do núcleo de ferro do indutor, efeitos transitórios de chaveamentos na linha de 345 kV, falhas de operação, curtos-circuitos e várias outras situações de carregamento.

4.7.1 - Modelagem e Dimensionamento dos Componentes do Sistema

A modelagem dos diversos componentes do sistema será realizada de forma a atender as exigências de cada caso simulado, observando as recomendações sugeridas pelo manual do usuário do programa EMTP [18]

i) Linha de Transmissão de 345 kV

A linha de transmissão será modelada empregando a mesma técnica de análise modal apresentada no item 3.2 do capítulo 3. Considera-se para o cálculo dos parâmetros modais efetuados através da rotina suporte do EMTP, "Line Constants", a resistividade do solo como um valor constante de 100 ohm.m, e um cabo pára-raios com a mesma resistência elétrica dos condutores fases (0,0727 ohm/km), sendo a parcela restante subdividida entre as duas extremidades conforme a figura 4.33.

Os parâmetros modais para tal linha, calculados para uma frequência de 60 Hz são apresentados na tabela 4.8. Na tabela 4.9 mostra-se a matriz de capacitâncias que define o acoplamento capacitivo do cabo pára-raios isolado com as demais fases. da linha de transmissão.

MODO	$R'_{\text{modal}} (\Omega/\text{km})$	$Z_{\text{modal}} (\Omega/\text{km})$	vel. (km/s)
1	0,1658	715,13	222,725
2	0,0382	340,86	292,650
3	0,0372	279,83	295,276
4	0,0640	432,64	294,516

Tabela 4.8 - Parâmetros Modais da Linha de 345 kV.

-	A	B	C	R
A	9,853			
B	-1,676	1,017		
C	-5,311	-1,676	9,85	
R	-1,158	-8,444	-4,510	6,324

Tabela 4.9 - Matriz de Capacitâncias para Linha de 345 kV (nF/km).

A tensão induzida no cabo pára-raios devido ao acoplamento com os condutores da linha de transmissão é $V_o = 19,44$ kV. Em função desse valor, da capacitância equivalente do sistema obtida da tabela 4.10 ($C_o = 6,324$ nF) e assumindo a queda de tensão no indutor, na condição de plena carga, de 20 kV, chega-se, pela expressão (4.50), ao valor do comprimento do trecho de cabo pára-raios isolado $\ell = 26,97$ km.

Considerando que o menor fator de potência indutivo à plena carga é 0,80, o nível máximo de tensão sob o qual o cabo pára-raios estará submetido em condições de regime permanente, determinado pela expressão (4.51), será: $V_f = 35,28$ kV

Portanto, sugere-se para o trecho correspondente ao cabo pára-raios isolado, uma extensão de 30 km, com uma isolação protegida por hastes centelhadoras devidamente espaçadas para um nível de tensão superior a 50 kV, afim de permitir alguma sobrecarga temporária tal como partidas de motores elétricos.

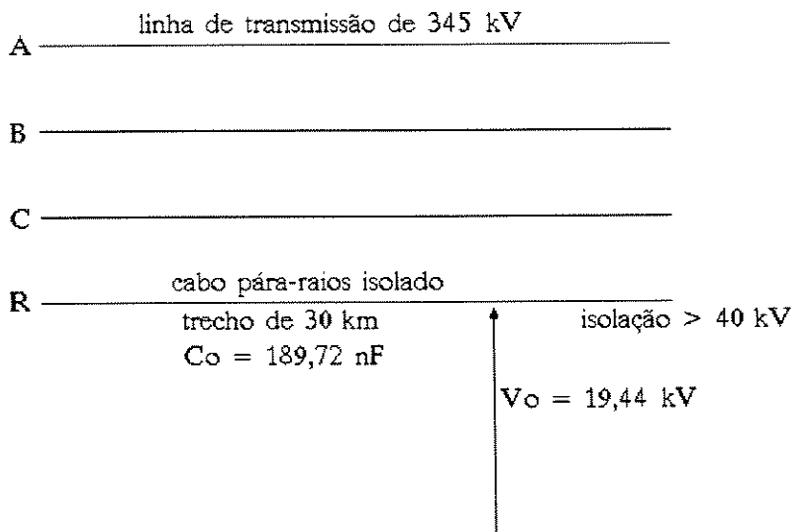


Figura 4.33 - Trecho de Cabo Pára-Raios Isolado.

ii) Linha monofásica de média tensão

Para a modelagem da linha monofásica de 10 km, considerou-se uma linha de distribuição rural típica com retorno pelo solo e com as seguintes características: altura média do condutor ao solo 6,0 m, condutor de alumínio com alma de aço de 4 AWG (5,1 mm) de diâmetro e resistência elétrica de 1,45 ohm/km. Os parâmetros para a modelagem dessa linha são dados na tabela 4.10.

Resistência Elétrica	1,45 Ω /km
Impedância de Surto	666,24 Ω /km
Velocidade de Propagação de Onda	209.546 km/s
Capacitância entre Condutor e o Solo	6,126 nF/km

Tabela 4.10 - Parâmetros da Linha Monofásica.

iii) Indutor sintonizado

Quanto ao indutor sintonizado, como analisado anteriormente, há várias alternativas para sua localização em relação ao transformador. Nas simulações a seguir adotou-se o indutor no primário do transformador.

Serão considerados para uma análise comparativa, dois tipos de indutores com núcleo de ferro: um sem entreferro e outro com 0,4% de entreferro. Em ambos os casos o núcleo de ferro será constituído de chapas de aço silício de grão não orientado

(GNO) cuja característica de magnetização está apresentada na figura 4.27. Portanto, para a modelagem do indutor utilizar-se-á uma característica de excitação obtida da figura 4.27 para o indutor sem entreferro e, para o indutor com 0,4% de entreferro, a característica da figura 4.29.

O dimensionamento do indutor deve ser feito com base na configuração do sistema. Assim, são propostas duas configurações para o posicionamento do indutor em relação à linha monofásica.

a) Indutor entre o cabo pára-raios e a linha monofásica

Considerando o sistema da figura 4.31 tem-se:

$$I_o = \frac{25}{19,44} \cong 1,29 \text{ A}$$

$$L = \frac{1}{377^2 \cdot 30 \cdot 6,324 \cdot 10^{-9}} = 37,09 \text{ H}$$

$$V_L = 377 \cdot 37,09 \cdot 1,29 = 18,04 \text{ kV}$$

$$Q_L = 18,04 \cdot 1,29 = 23,27 \text{ kVAR}$$

$$V_f = \sqrt{19,44^2 + 18,04^2 + 2 \cdot 19,44 \cdot 18,04 \cdot 0,6} = 33,53 \text{ kV}$$

Devido a utilização de 30 km de cabo pára-raios isolado em vez de 26,97 km (valor calculado), a queda de tensão no indutor (V_L) e a tensão no cabo pára-raios (V_f), a plena carga, serão menores que os valores previstos inicialmente.

b) Indutor após a linha monofásica

Esse caso refere-se ao sistema da figura 4.32, e:

$$V'_0 = 19,44 \cdot \frac{6,324 \cdot 30}{6,324 \cdot 30 + 6,128 \cdot 10} = 14,69 \text{ kV}$$

$$C'_0 = 6,324 \cdot 30 + 6,128 \cdot 10 = 251,0 \text{ nF}$$

$$I'_0 = \frac{25}{14,69} = 1,70 \text{ A}$$

$$L' = \frac{1}{337^2 \cdot 251 \cdot 10^{-9}} = 28,03 \text{ H}$$

$$V'_L = 377 \cdot 28,03 \cdot 1,70 = 17,96 \text{ kV}$$

$$Q'_L = 17,96 \cdot 1,70 = 30,24 \text{ kVAR}$$

$$V'_f = \sqrt{14,69^2 + 17,96^2 + 2 \cdot 14,69 \cdot 17,96 \cdot 0,60} = 29,24 \text{ kV}$$

Esses resultados mostram uma elevação na potência do indutor de 31,24% e um crescimento no nível de tensão da linha monofásica de 50,40%. Em vista desses resultados, verifica-se que a utilização do indutor sintonizado entre o cabo pára-raios e a

linha monofásica, conforme a figura 4.31, é uma alternativa mais econômica e deverá ser adotada para a maioria dos sistemas.

iv) Transformador de média/baixa tensão

O transformador monofásico de média/baixa tensão será representado pelo circuito equivalente clássico, mostrado na figura 4.34. Nesse modelo, a saturação magnética é representada pelo indutor não linear junto ao enrolamento de baixa tensão.

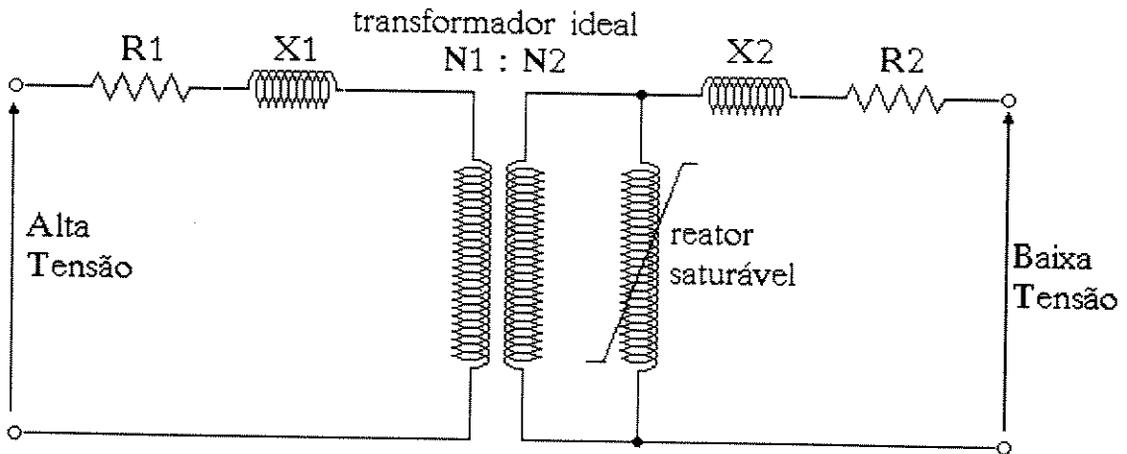


Figura 4.34 - Circuito Equivalente de um Transformador Monofásico de dois Enrolamentos.

Nessa classe de tensão, alguns transformadores possuem o núcleo magnético composto por chapas de aço silício de grão orientado. Assim, adotou-se para a modelagem do transformador, a curva de magnetização da figura 4.35, com o valor de 16 kGs correspondendo à excitação nominal.

a) Indutor entre o cabo pára-raios e a linha monofásica

Empregando um transformador de 25 kVA, 20/0,22 kV, os parâmetros do circuito equivalente serão determinados em função das características típicas dos transformadores dessa classe. Estes são:

Corrente a vazio $\Rightarrow 5\%$

Perda a vazio $\Rightarrow 0,25\%$

Perda em curto-circuito $\Rightarrow 1,5\%$

Impedância $\Rightarrow 4\%$

Com esses dados, pode-se determinar a corrente nominal na baixa tensão:

$$I_n = \frac{25}{0,22} = 113,63 \text{ A}$$

Os parâmetros do circuito equivalente são determinados a seguir:

Resistência e reatância de dispersão referidas a baixa tensão.

$$Z_T = 0,04 \cdot \frac{220}{113,64} = 0,0774 \Omega$$

$$R_T = 0,015 \cdot \frac{25000}{113,64^2} = 0,0290 \Omega$$

$$X_2 = \frac{\sqrt{0,0774^2 - 0,0290^2}}{2} = 0,0359 \Omega$$

$$R_2 = \frac{0,0290}{2} = 0,0145 \Omega$$

No lado da alta tensão:

$$X_1 = \left(\frac{20}{0,22} \right)^2 \cdot 0,0359 = 296,694 \, \Omega$$

$$R_1 = \left(\frac{20}{0,22} \right)^2 \cdot 0,0145 = 119,834 \, \Omega$$

Ramo de magnetização:

$$R_{\text{mag}} = \frac{220^2}{0,0025 \cdot 25000} = 774,40 \, \Omega$$

$$\phi_m = \frac{220}{4,44 \cdot 60} = 0,8258 \, \text{V.s (Valor de pico)}$$

$$i_{\text{ex}} = \sqrt{2} \cdot 0,05 \cdot 113,63 = 8,035 \, \text{A (Valor de pico)}$$

Esses valores de fluxo magnético e corrente de excitação correspondem, respectivamente, aos valores de 16 kGs e 0,4 A/cm na característica de magnetização da figura 4.35. Portanto, nas devidas proporções, tem-se a característica de magnetização do transformador saturável.

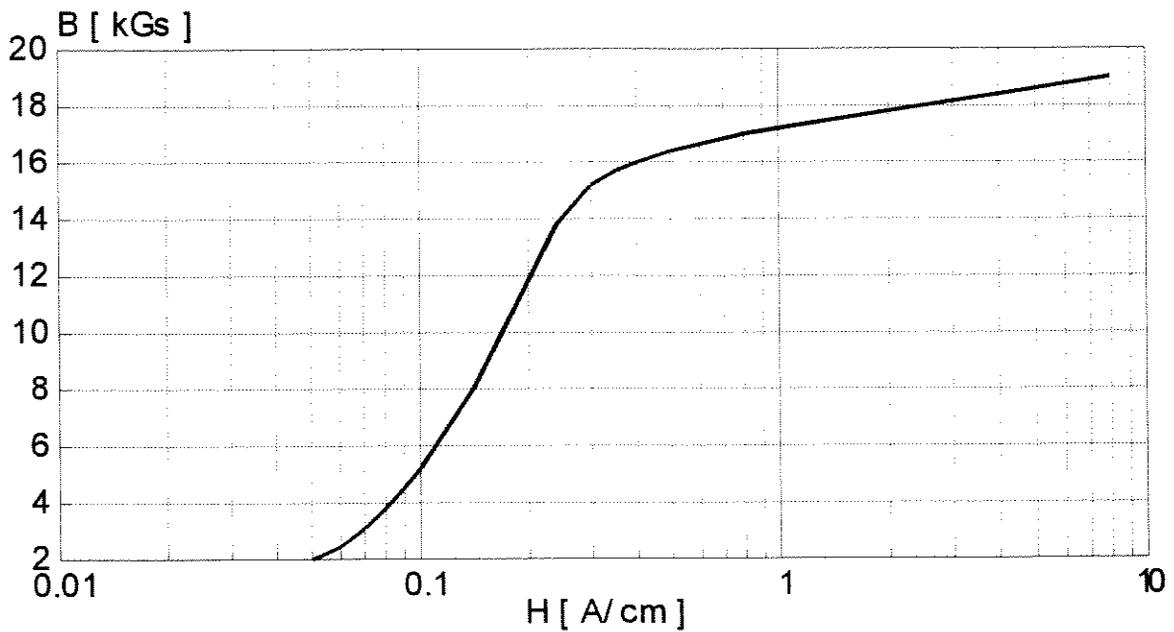


Figura 4.35 - Característica de Magnetização da Chapa de Aço Silício de Grão Orientado de 0,30 mm de Espessura - ACESITA.

b) Indutor após a linha monofásica

Nesse tipo de ligação, o transformador deverá ser de 25 kVA e 14,7/0,22 kV.

Os seus parâmetros e a curva de magnetização podem ser determinados fazendo as devidas correções nos parâmetros determinados no caso anterior.

4.7.2 - Comportamento em Regime Permanente

Para o dimensionamento do indutor sintonizado anterior, na situação correspondente à instalação do indutor entre o cabo pára-raios e a linha monofásica, não se

levou em consideração a corrente de carregamento da linha monofásica. De fato, nessa situação, a linha deverá se comportar como um banco de capacitores, reduzindo a corrente no indutor e, por consequência, a queda de tensão no mesmo. Isto conduz a uma situação de maior segurança para esse dimensionamento. Isto pode ser visualizado pelos resultados das simulações, apresentados na tabela 4.11. Nessas simulações, considerou-se para efeito de análise em regime permanente, que tanto o indutor como o transformador, são constituídos por núcleos lineares, isentos de quaisquer variações. Os sistemas simulados são aqueles das figuras 4.31 e 4.32.

CARGA	FIGURA 4.31			FIGURA 4.32		
	V_f (kV)	V_L (kV)	V_C (V)	V_f (kV)	V_L (kV)	V_C (kV)
00	13,01	6,46	220,17	15,03	0,94	220,41
50	19,64	7,05	214,52	21,53	9,65	202,52
100	27,18	14,08	209,70	28,74	17,93	202,64
150	34,74	21,21	203,88	35,78	25,52	194,47

Tabela 4.11 - Resultados das simulações em regime permanente.

Com a conexão da linha monofásica diretamente ao cabo pára-raios (figura 4.32), tem-se uma redução da tensão disponível e, por consequência, um acréscimo correspondente na corrente de carga no primário do transformador. Isto acarretará maiores perdas de potência tanto na linha monofásica como no cabo pára-raios e uma queda de

tensão na carga mais acentuada. Com a utilização do indutor entre a linha e o cabo pára-raios, além de se ter um maior nível da média tensão, a linha monofásica deverá atuar como um compensador de reativos propiciando a correção do fator de potência e acarretando uma melhor regulação de tensão. Esses resultados constituem em mais um indicativo para a instalação do indutor junto ao ponto de captação de energia.

A seguir, apresenta-se os resultados das simulações do sistema correspondente à figura 4.31, nas quais considerou-se a não linearidade devido ao núcleo de ferro, tanto para o indutor como para o transformador. Nessas simulações, utilizou-se as curvas características das chapas de aço silício de grão não orientado (GNO) para modelar o núcleo do indutor e as de grão orientado (GO) para a modelagem do transformador. A fim de mostrar os efeitos da não linearidade do núcleo magnético do indutor, considerou-se, inicialmente, um núcleo com entreferro nulo.

Os comportamentos da tensão na carga (baixa tensão) para as condições de cargas correspondentes à 10%, 50%, 100% e 150% da potência utilizada no dimensionamento do sistema (25 kVA) são apresentados nas figuras 4.36, 4.37, 4.38 e 4.39, respectivamente. As quedas de tensão no indutor e a sua respectiva corrente, nas mesmas condições anteriores são apresentados nas figuras 4.40, 4.41, 4.42 e 4.43.

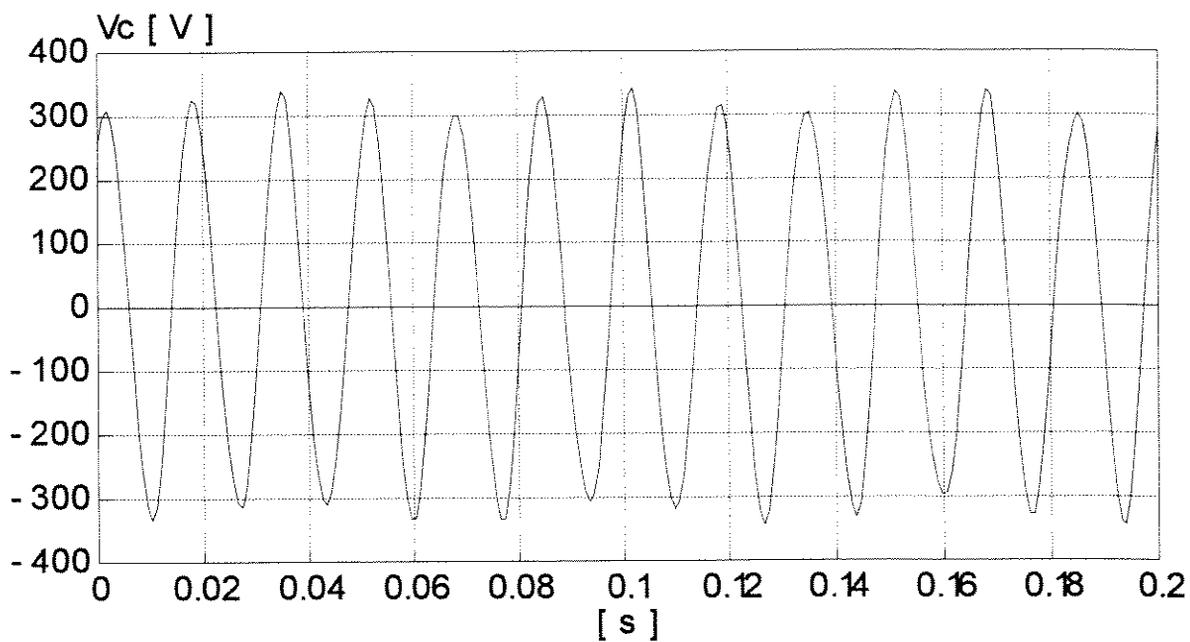


Figura 4.36 - Tensão para potência de carga de 2,5 kVA.

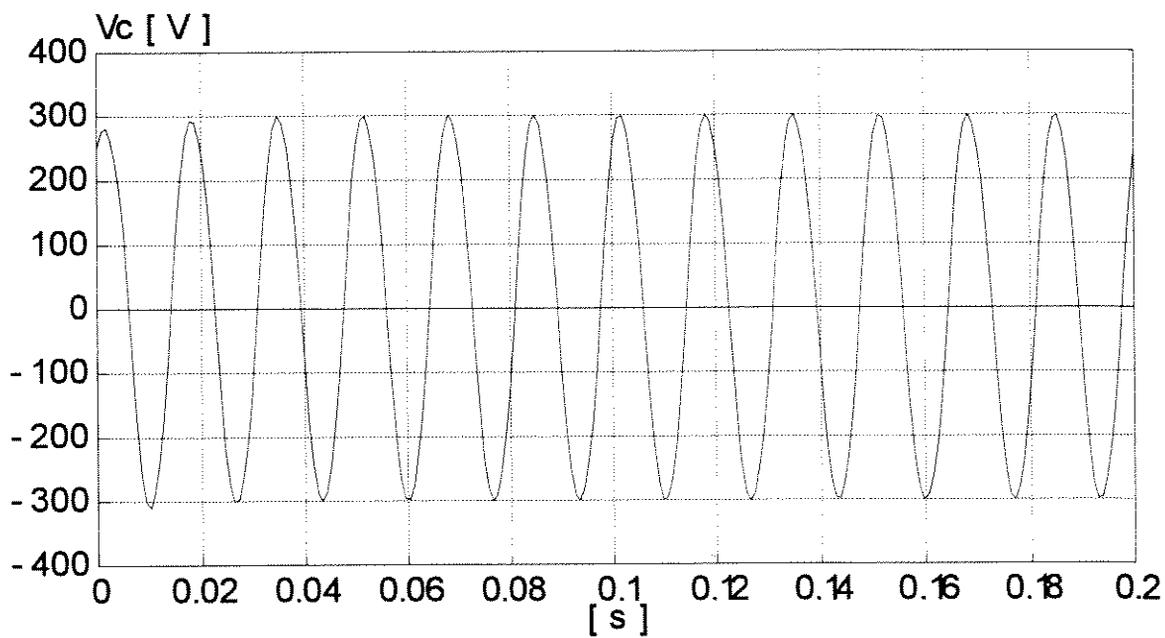


Figura 4.37 - Tensão para potência de carga de 12,5 kVA.

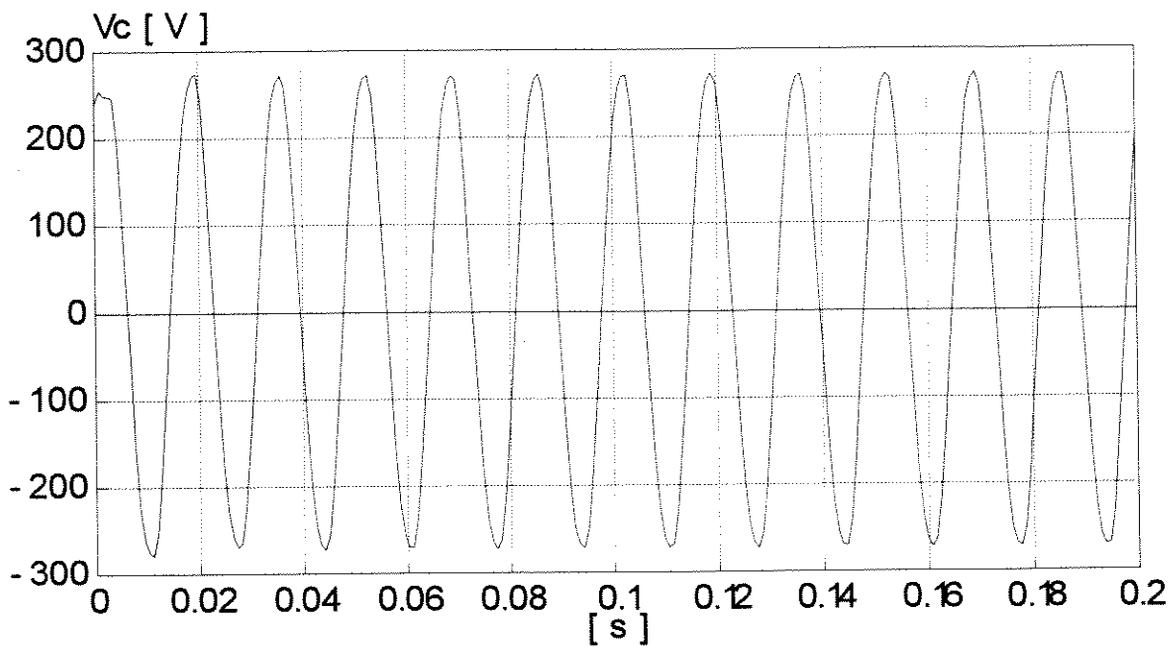


Figura 4.38 - Tensão para potência de carga de 25 kVA.

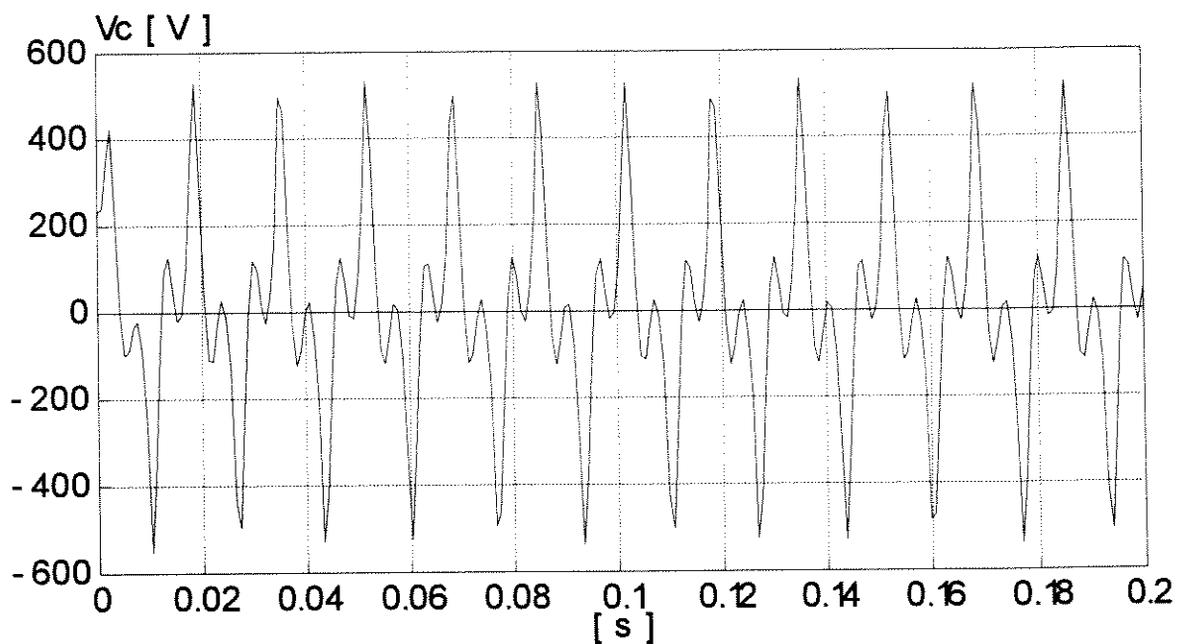


Figura 4.39 - Tensão para potência de carga de 37,5 kVA

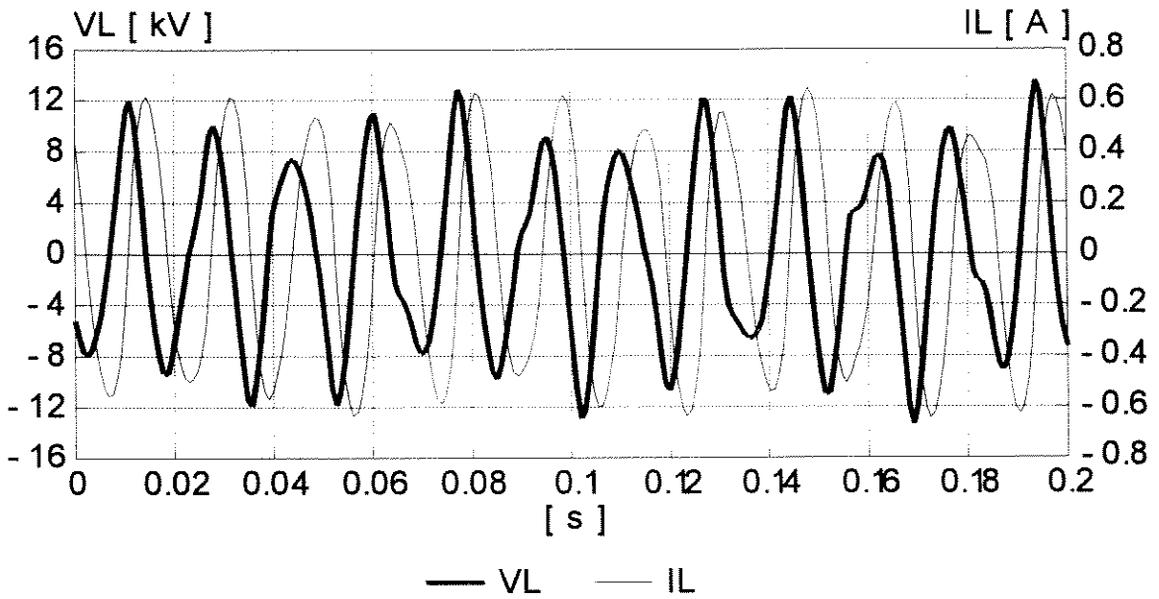


Figura 4.40 - Queda de Tensão e Corrente no indutor para uma potência de carga de 2 kVA.

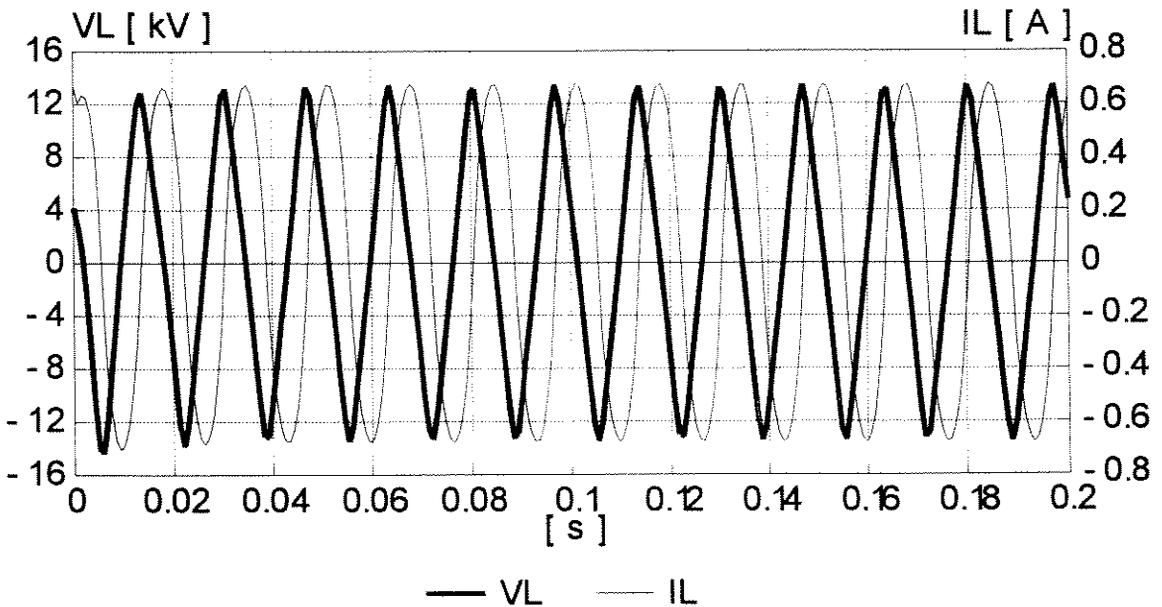


Figura 4.41 - Queda de Tensão e Corrente no indutor para uma potência de carga de 12.5 kVA.

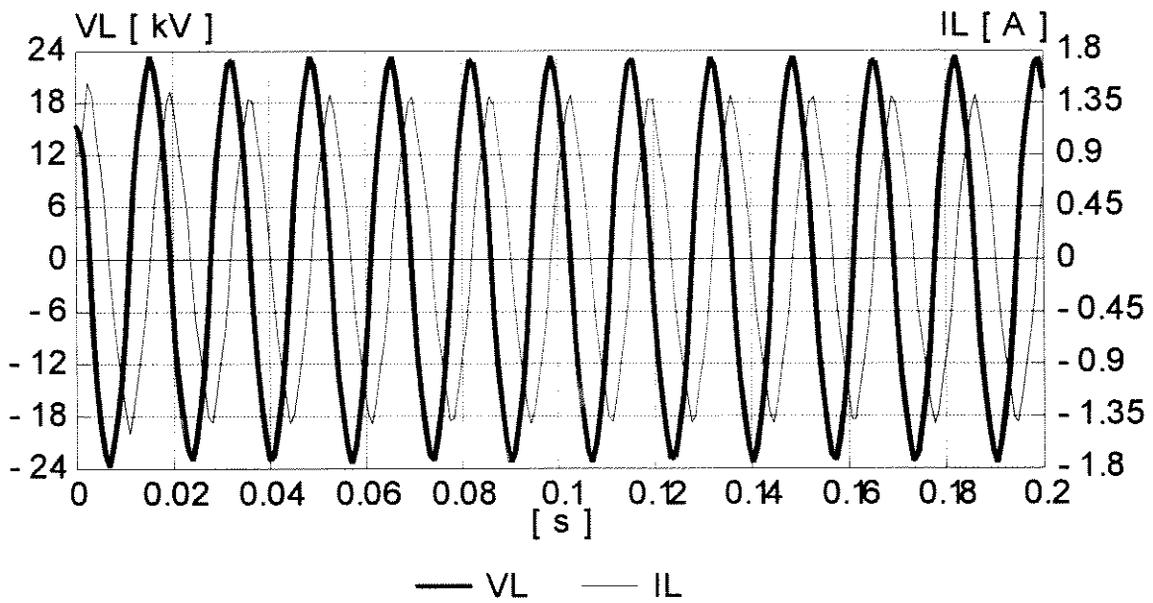


Figura 4.42 - Queda de Tensão e Corrente no indutor para uma potência de carga de 25 kVA.

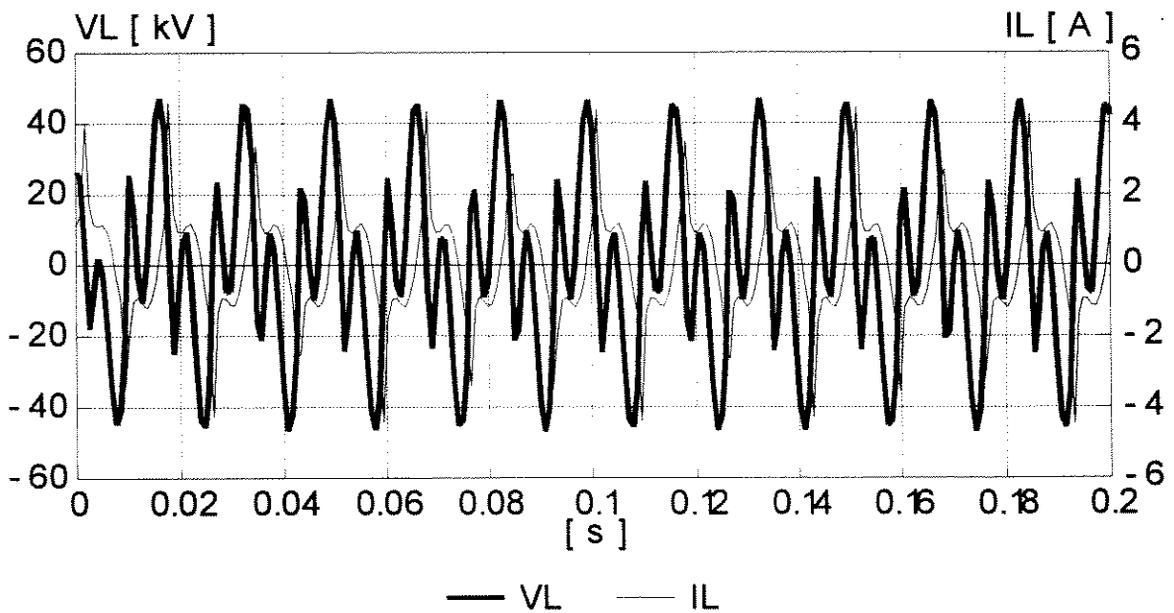


Figura 4.43 - Queda de Tensão e Corrente no indutor para uma potência de carga de 37,5 kVA.

Os resultados mostrados nas figuras anteriores apresentaram perturbações provenientes da variação da indutância (L) do indutor sintonizado. Com o indutor operando nas regiões de baixa permeabilidade magnética, isto significa baixos ou elevados valores da correntes de carga, o sistema de captação deixará de ter uma impedância nula mas sim uma impedância capacitiva devido ao acoplamento com a linha de transmissão. Esta, associada à indutância de magnetização do transformador proporcionará uma elevação de tensão nos terminais do mesmo fazendo com que este atinja a região de saturação dando origem ao fenômeno da ferro-ressonância. Esse fato é evidenciado nas figuras 4.36 à 4.43 para as condições de subcargas e sobrecargas.

Para eliminar as perturbações devido ao efeito de ferro-ressonância deve-se assegurar que o sistema de captação não apresente, dentro de um limite preestabelecido de variação para a corrente de carga, uma impedância capacitiva. Fora desse limite, os mecanismos de proteção deverão atuar rapidamente a fim de evitar a ocorrência de ferro-ressonância. Portanto, se houver previsões de sobrecorrentes temporárias, tais como partidas de motores elétricos ou outros equipamentos equivalentes, a impedância do indutor não deverá sofrer reduções sensíveis para tais sobrecorrentes. Sobre esse aspecto apresenta-se os resultados das simulações do sistema anterior no qual o indutor sintonizado possui 0,4% de entreferro. Nessas simulações, considerou-se o sistema na condição de sobrecarga durante todo o período simulado.

A figura 4.44 mostra a tensão no secundário do transformador para uma condição de 100% de sobrecarga. e a figura 4.45 apresenta queda de tensão no indutor. Nessas figuras tem-se o comportamento normal da tensão na condição de sobrecarga, sem a influência da saturação do indutor.

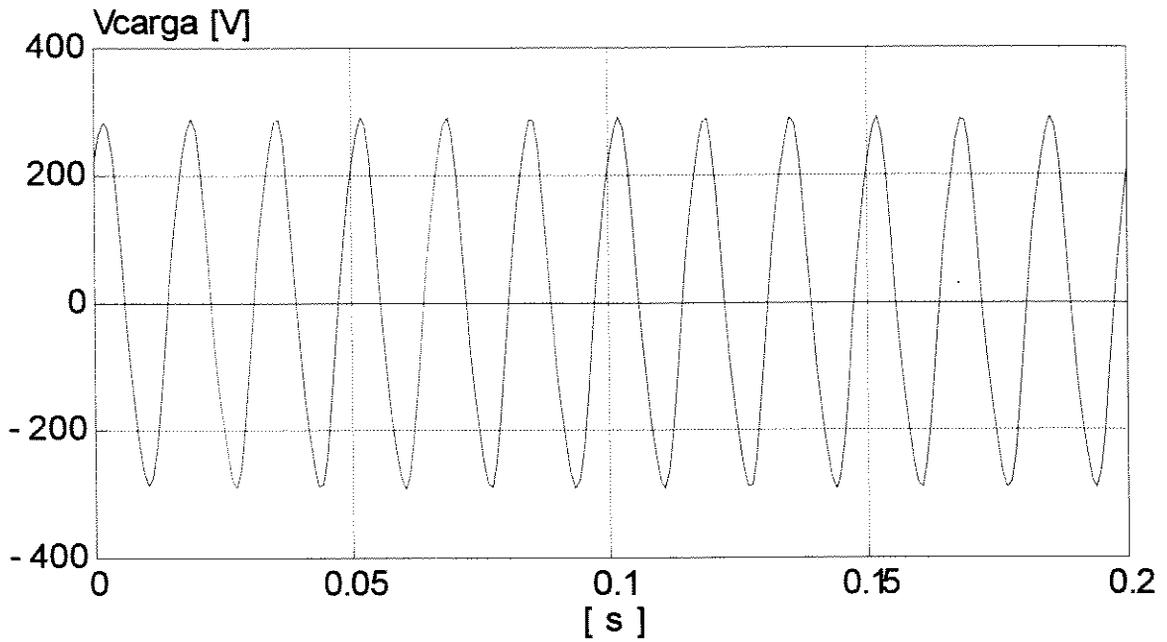


Figura 4.44 - Tensão no secundário do transformador para uma sobrecarga de 100%.

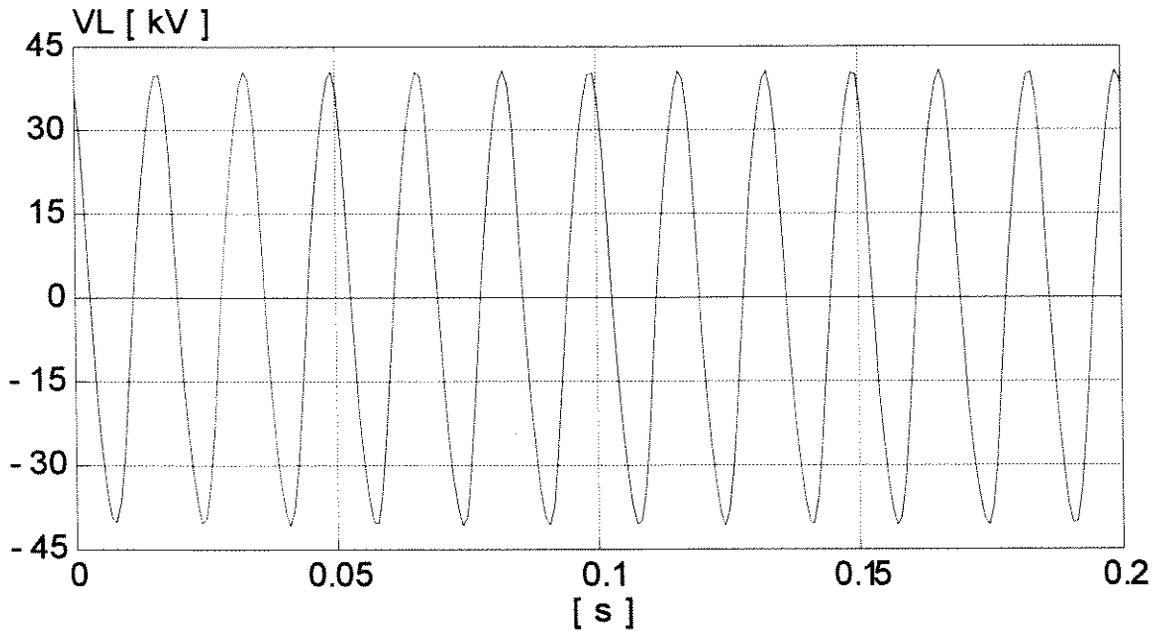


Figura 4.45 - Queda de Tensão no Indutor para uma sobrecarga de 100%.

As figuras 4.46 e 4.47 indicam as variações da tensão na carga e queda de tensão no indutor, respectivamente, para a condição de 400% de sobrecarga. Os resultados indicam uma ligeira deformação nas formas de ondas, proveniente da saturação do indutor.

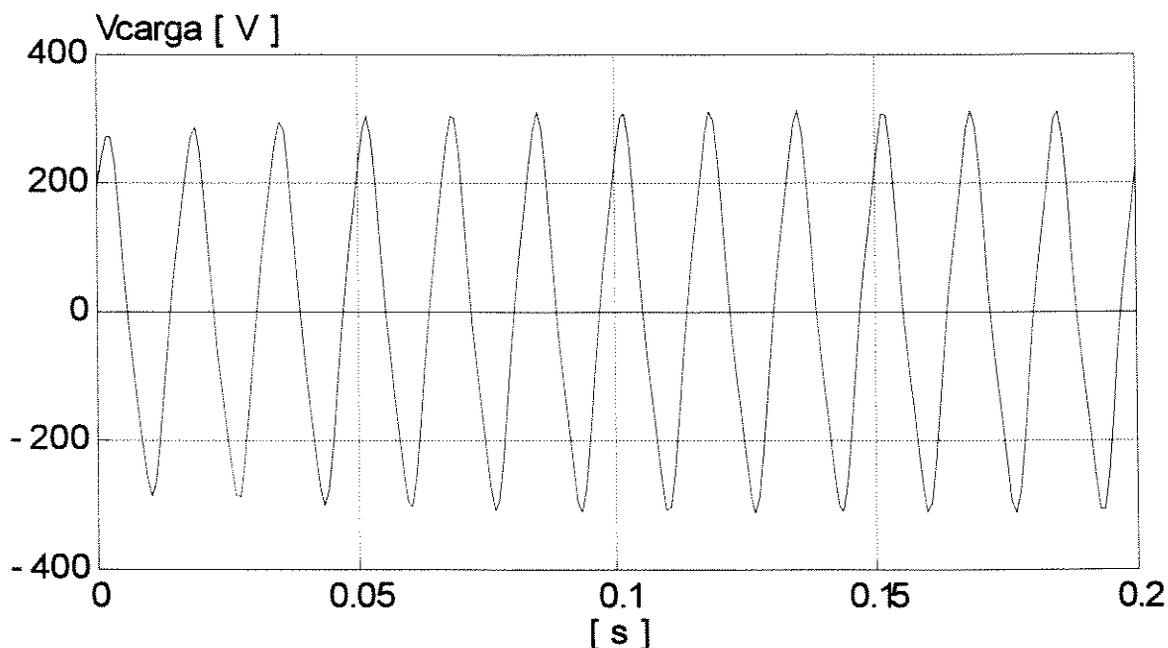


Figura 4.46 - Tensão no secundário do transformador para uma sobrecarga de 400%.

4.7.3 - Comportamento em Regime Transitório

A existência de energia armazenada no indutor sintonizado ($1/2 L.I^2$) e/ou na capacitância equivalente ($1/2 C_o.V^2$), proporciona um circuito oscilador formado pelo indutor e a capacitância. Isto significa que para cada modificação na condição de carga, o circuito deverá se acomodar em um nível energético específico. Portanto, uma variação

repentina na condição de carga, obtida através de chaveamentos, poderão ser acompanhadas de perturbações transitórias indesejáveis. Nesse sentido, a retirada repentina de uma dada carga deve apresentar maiores perturbações transitórias do que a inserção da mesma

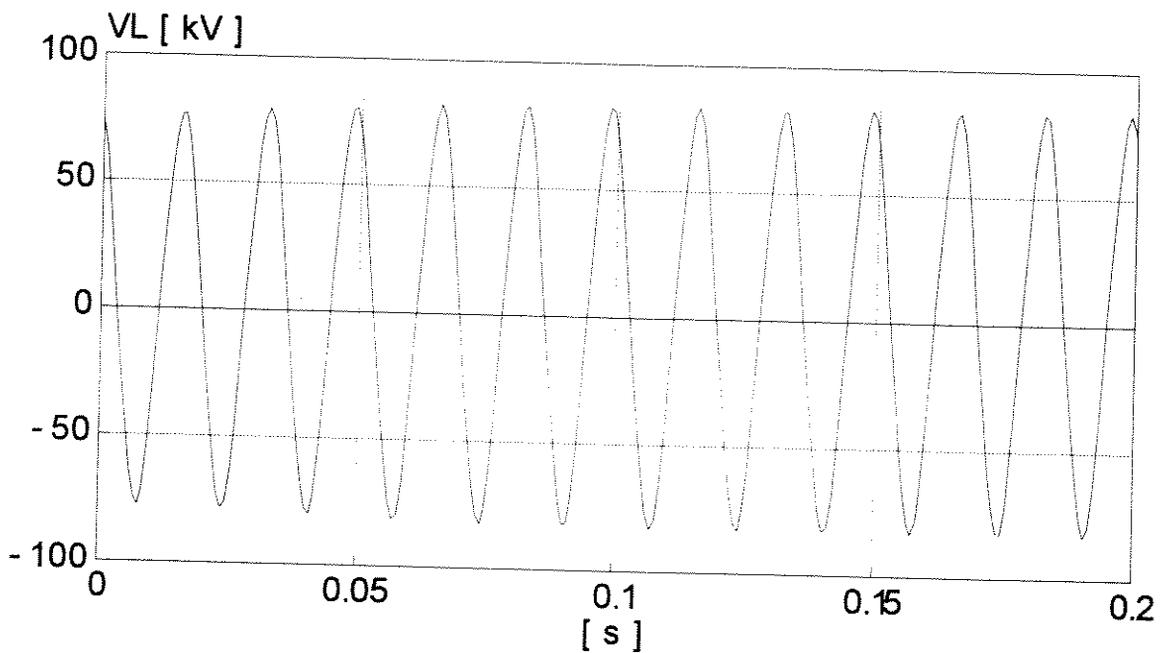


Figura 4.47 - Queda de Tensão no Indutor para uma sobrecarga de 400%.

Para a análise do efeito de retirada de carga, considera-se o circuito da figura 4.48, no qual os parâmetros possuem o seguinte significado:

$C_o \Rightarrow$ Capacitância equivalente do sistema de acoplamento;

$L_o \Rightarrow$ indutância saturável do indutor sintonizado;

$C_1 \Rightarrow$ capacitância equivalente da linha monofásica;

$L_m \Rightarrow$ indutância variável do ramo de magnetização do transformador;

$V_o \Rightarrow$ tensão induzida no cabo pára-raios.

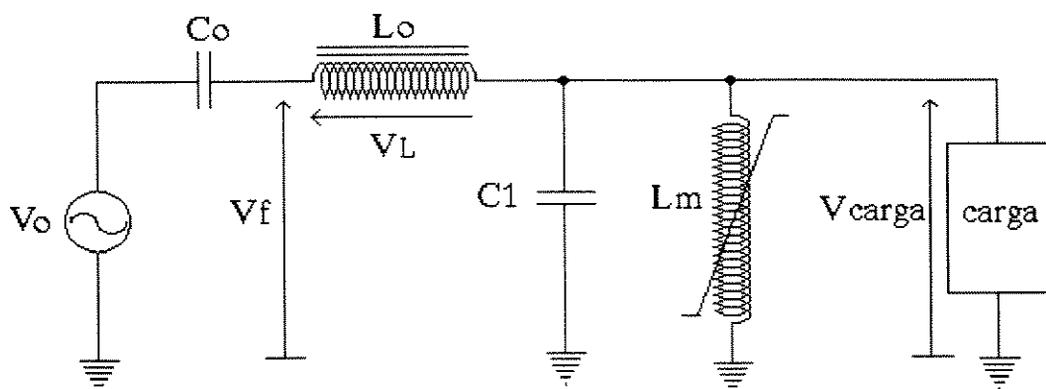


Figura 4.48 - Circuito Equivalente do Sistema de Acoplamento Capacitivo.

Considerando o circuito da figura 4.48, as perturbações transitórias mais comuns são aquelas devido aos chaveamentos da corrente de carga. Nesse sentido, podem ocorrer duas situações limites. A primeira, quando o disjuntor interromper a corrente de carga quando esta estiver em torno do seu valor máximo e, a segunda quando esta estiver em torno do valor nulo. Em ambos os casos as perturbações transitórias serão indesejáveis. No primeiro caso, a variação da corrente será bastante acentuada proporcionando uma considerável sobretensão ($L di/dt$) que poderá estabelecer arcos elétricos sobre as chaves em processo de interrupção e até mesmo a saturação do transformador. Por outro lado, caso a corrente seja interrompida no instante em que esta estiver próxima do seu valor nulo a tensão na capacitância equivalente do sistema estará em torno do seu valor máximo e,

conseqüentemente, esta deverá sobrepor à queda de tensão no indutor e proporcionar a saturação do transformador

A fim de ilustrar tal análise, apresenta-se, a seguir, os resultados de simulações de alguns casos de transitórios provocados por desligamentos de cargas. A figura 4.49 refere-se à situação na qual o sistema está a plena carga e, após 50 ms aproximadamente, 20% da carga é desligada. Esse desligamento é feito no instante em que a corrente de carga passa por um valor nulo. Nota-se nessa figura, uma pequena perturbação transitória que logo desaparece, o que significa que o sistema se acomodou na nova situação de carga. Nesse caso, a variação do estado de energia do circuito sintonizado é relativamente pequena com relação à carga remanescente e pode ser rapidamente absorvida pela mesma.

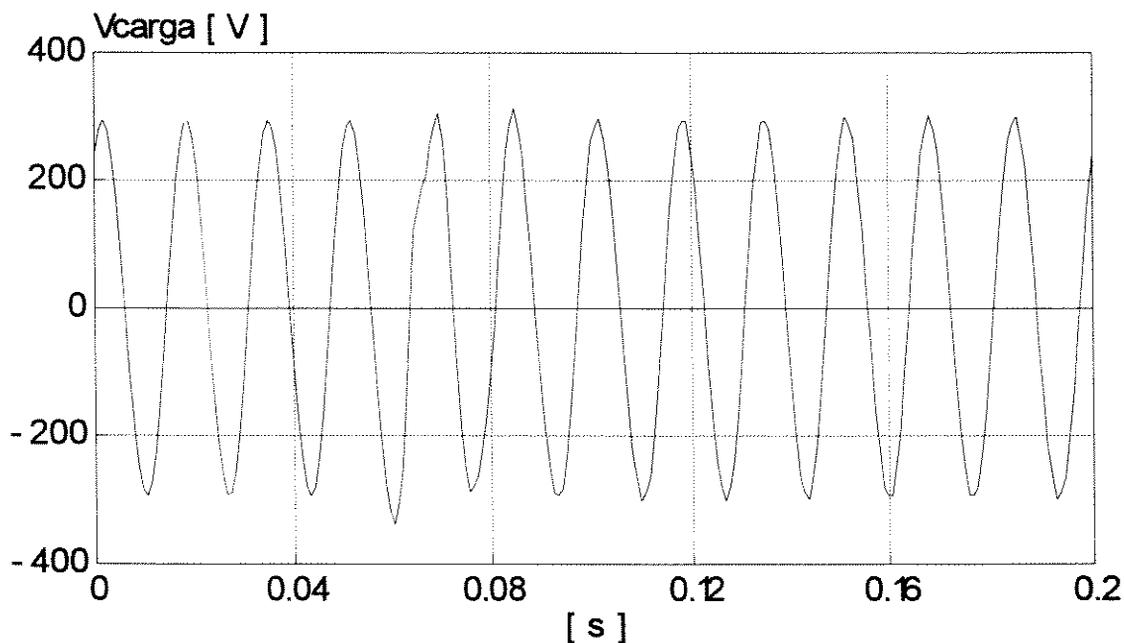


Figura 4.49 - Tensão na carga quando 20% da carga é desligada após 50 ms aproximadamente.

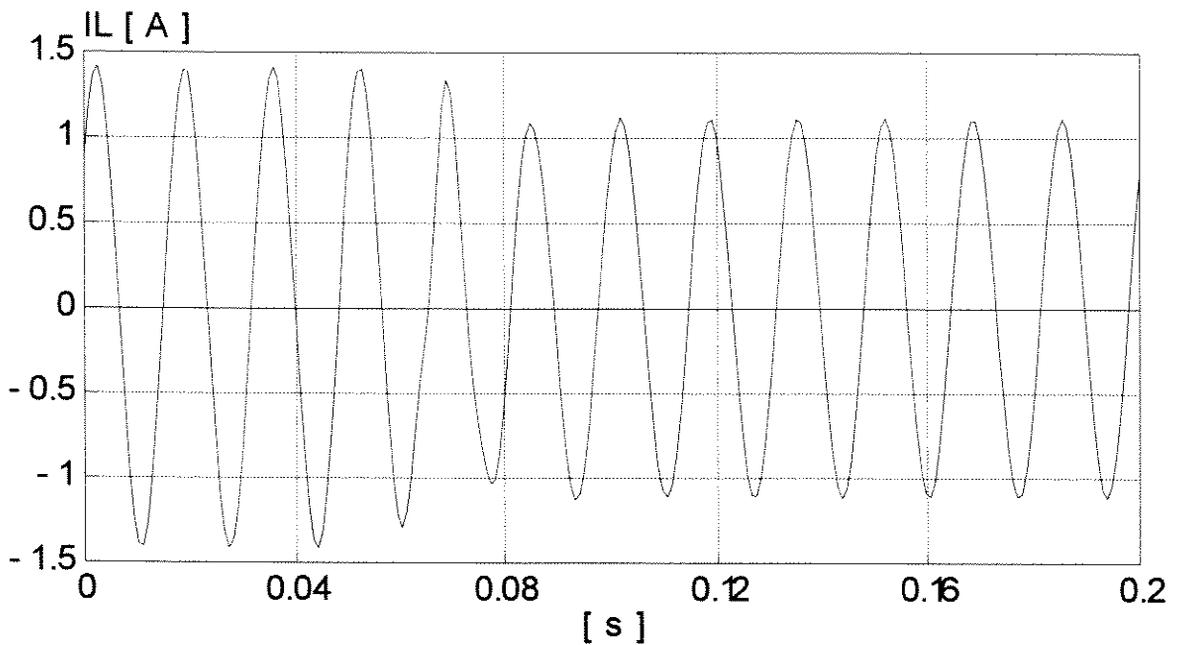


Figura 4.50 - Corrente no Indutor Sintonizado quando 20% da carga é desligada após 50 ms.

Quando a carga remanescente no sistema, após um desligamento, for relativamente pequena comparada com o excedente da energia armazenada no circuito, o nível de sobretensão no transformador pode atingir valores tão elevados que, com tal grau de saturação, a corrente no ramo de magnetização poderá realimentar o processo transitório. A figura 4.51 mostra a tensão na carga de um sistema com 100% de carga e um desligamento de 50% da carga após 50 ms. Nota-se, nessa figura, que o sistema sofre algumas perturbações transitórias mas se acomoda novamente na condição de carga. O mesmo já não acontece quando a carga desligada for maior, como é o caso mostrado na figura 4.52. Nessa figura tem-se a tensão na carga de um sistema com 100% de carga e um desligamento de 60% da carga após 50 ms.

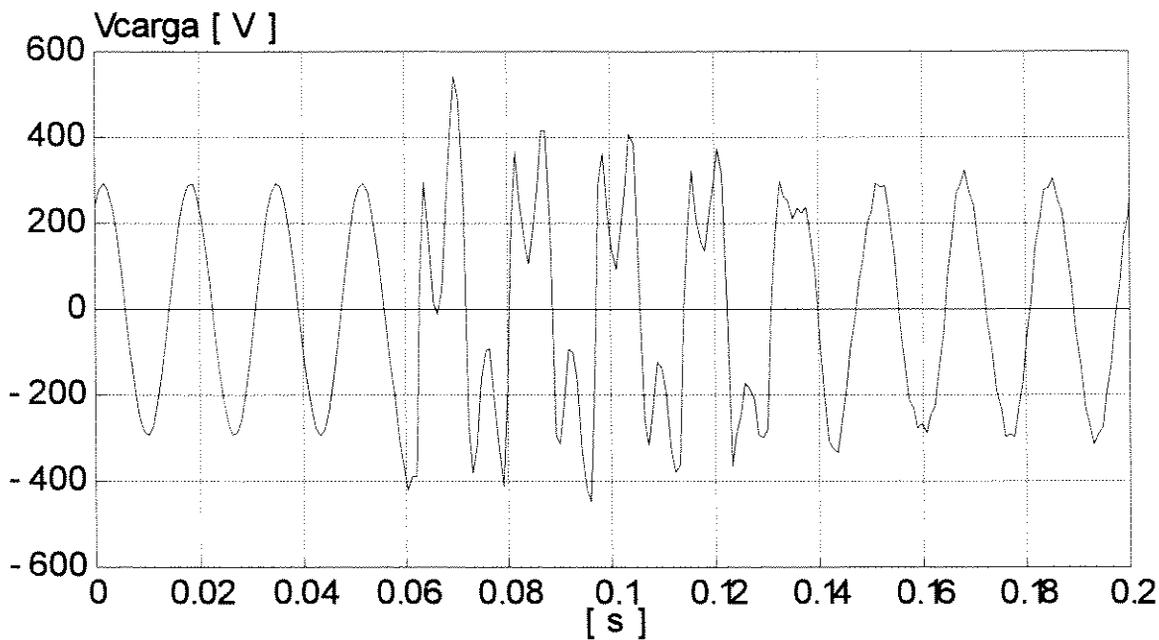


Figura 4.51 - Tensão na carga quando 50% da carga é desligada após 50 ms aproximadamente.

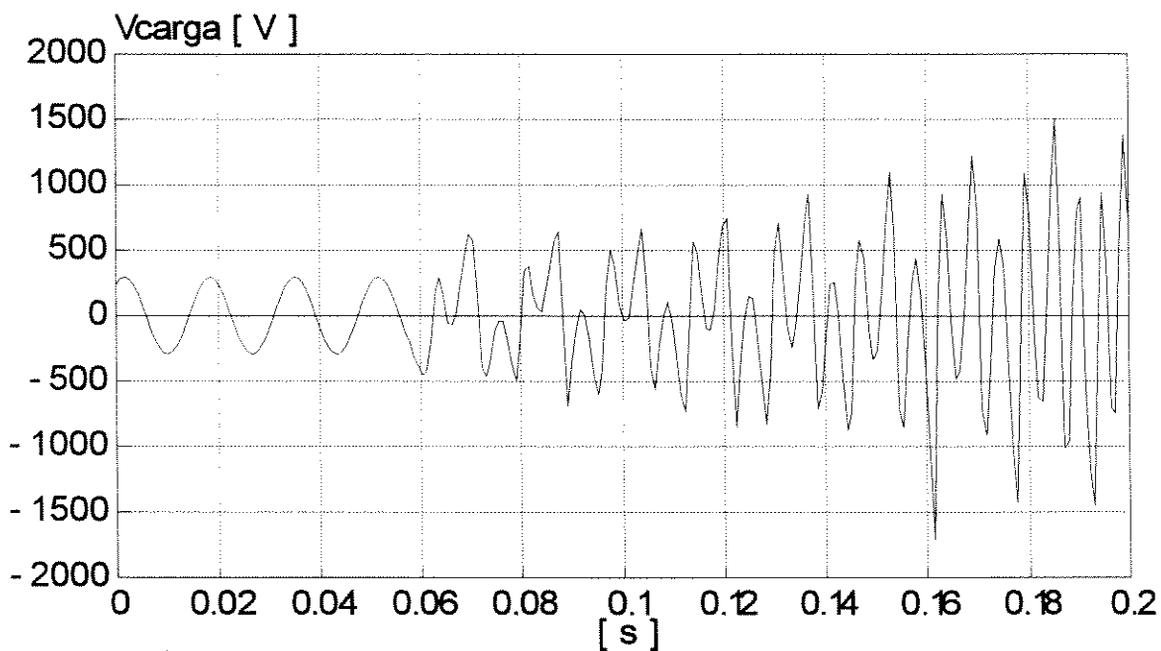


Figura 4.52 - Tensão na carga quando 60% de carga é desligada após 50 ms aproximadamente.

A corrente no indutor sintonizado para a condição de desligamento de 60% da carga é mostrada na figura 4.53.

A realimentação do processo transitório pelo alto grau de saturação do transformador deve ser protegida. Para tanto, pode-se limitar o nível de sobretensão no transformador com a utilização de um pára-raios ZnO ou um tubo de descargas a gás. Com esse arranjo, a saturação e a realimentação do processo transitório podem ser evitadas. Com relação à utilização do pára-raios de óxido de zinco (ZnO) para proteção do transformador sabe-se que os mesmos se danificarão nos casos de descargas sucessivas. Portanto, a utilização deste equipamento de proteção requer um limite tanto na frequência de desligamento de cargas como no valor máximo das cargas a serem desligadas simultaneamente. A duração desse transitório dependerá da capacidade do sistema de absorver o excedente de energia devido ao desligamento, portanto, o valor máximo de carga a ser desligada do sistema é mais um parâmetro a ser considerado

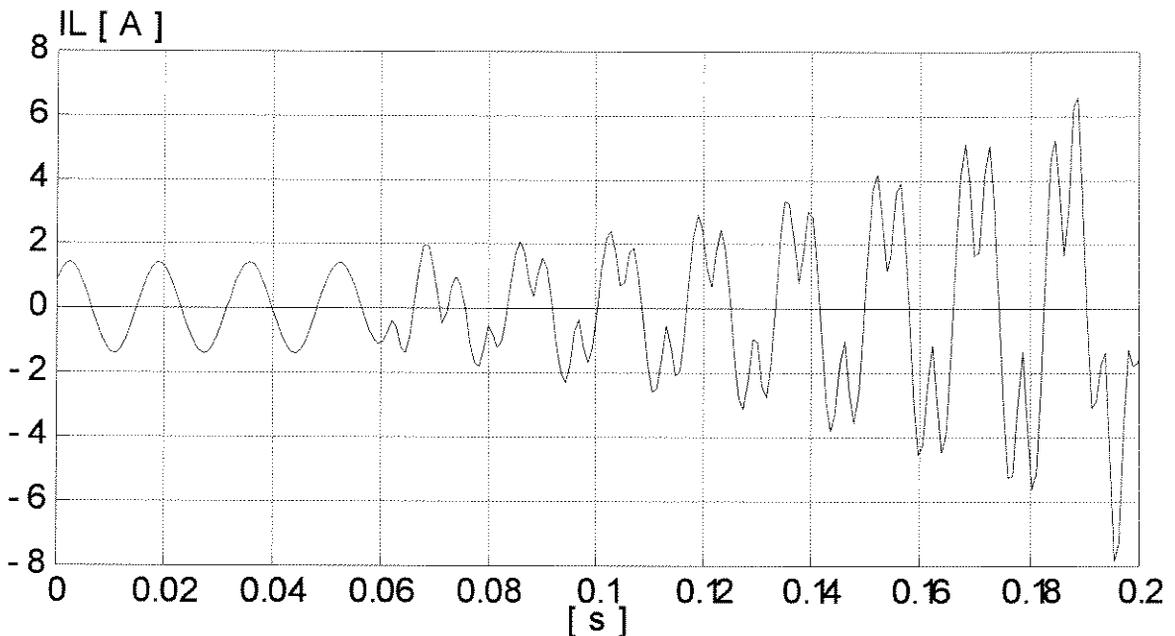


Figura 4.53 - Corrente no Indutor quando 60% de carga é desligada após 50 ms aproximadamente.

Deve-se ressaltar que tal processo transitório não existirá se o transformador for desligado no lado do primário.

No caso de um curto-circuito na linha monofásica ou mesmo no secundário do transformador, tanto a queda de tensão no indutor como a tensão no cabo pára-raios deverão atingir valores muito acima dos valores nominais, e isto colocará em risco as isolações destas partes. A proteção com hastes centelhadoras devidamente espaçadas tanto para o cabo pára-raios como para o indutor deverá limitar o nível de sobretensão até que os equipamentos de proteção contra sobrecorrentes atuem. A fim de ilustrar tal fato, apresenta-se na figura 4.54 a da queda de tensão no indutor sintonizado obtido através da simulação de um curto-circuito no lado de baixa tensão do transformador. Nessa simulação considerou-se o sistema a plena carga quando ocorre um curto-circuito após 50 ms. A corrente no indutor é mostrada na figura 4.55.

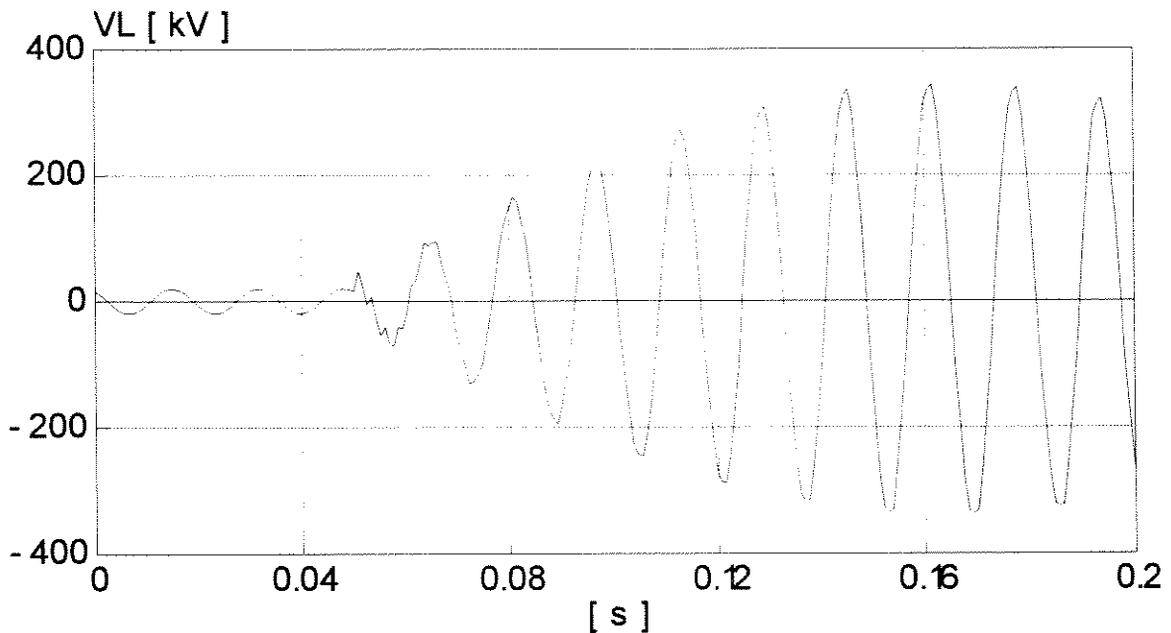


Figura 4.54 - Queda de tensão no indutor. Curto-circuito ocorre após 50 ms.

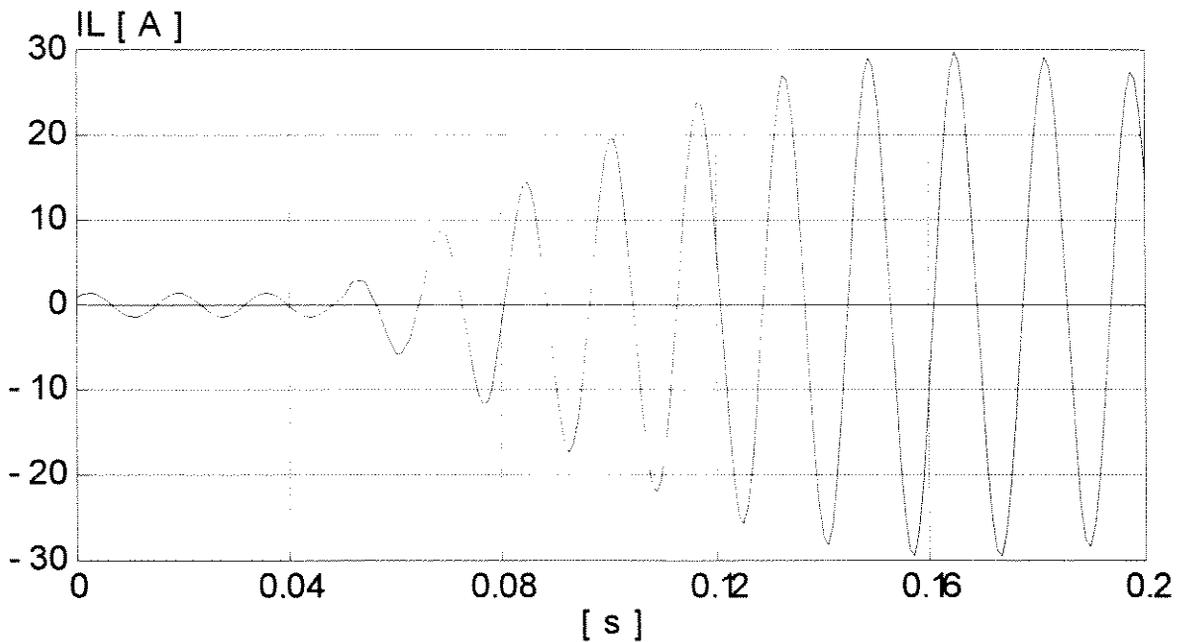


Figura 4.55 - Corrente no indutor. Curto-circuito ocorre após 50 ms

4.8 - CONCLUSÕES

Este capítulo, envolvido com duas alternativas para o suprimento elétrico de pequenos consumidores, procurou explorar os fundamentos e problemas operacionais associados à extração de potências através do acoplamento capacitivo utilizando condutores isolados ou bancos de capacitores. Os resultados dos estudos mostraram que a definição sobre a utilização de cabos pára-raios isolados ou bancos de capacitores está vinculada ao nível de tensão da linha de transmissão. Para tensões de 138 kV ou menos, a tensão induzida no cabo pára-raios é pequena e exige grandes extensões de cabos pára-raios isolados. Nesse caso, a utilização de bancos de capacitores conectados diretamente no condutor fase

da linha de transmissão é uma opção mais econômica. Entretanto, para níveis de tensões superiores a 138 kV a utilização do cabo pára-raios isolado pode ser mais atrativa.

Além destas constatações, as investigações conduzidas permitem que sejam destacados os seguintes aspectos:

- **Desempenho em regime permanente**

Ambos os sistemas foram modelados utilizando a técnica do domínio da frequência e, através de equações específicas foram consideradas as situações operacionais envolvendo o inter-relacionamento entre a tensão final da carga e a potência consumida. Estes estudos evidenciaram grandes problemas relacionados com a estabilização dos níveis das tensões e, a partir deste reconhecimento, foram apresentadas as soluções cabíveis. Para tanto, duas propostas de reguladores de tensão foram analisadas. Uma que utiliza um reator variável em paralelo com a carga, e outra, que emprega um indutor série em sintonia com a impedância capacitiva do sistema de acoplamento. Estas duas alternativas foram modeladas e implementadas nos modelos. A eficiência na regulação de tensão, dentro de limites específicos a cada uma, foi então comprovada através de estudos computacionais. Com relação a estas duas técnicas de regulação de tensão é válido ressaltar que, para o reator variável em paralelo com a carga:

- A potência máxima extraída com esse tipo de regulador de tensão depende exclusivamente dos parâmetros inerentes ao sistema de acoplamento capacitivo;

- O ajuste do indutor deve ser realizado de forma simultânea e contínua com a variação da carga, o que requer um sistema sofisticado para o controle da variação do indutor. Tal fato eleva o custo da instalação;

- As potências do transformador de média/baixa tensão e do reator variável deverão ser, no mínimo, igual ao dobro da potência máxima disponível para carga. Dessa forma, ter-se-á o transformador operando com cargas de baixo fator de potência, sendo que este deverá variar na faixa entre 0 e 0,707 indutivo. Em função dessas características, (controle eletrônico do reator; sobredimensionamento do transformador e do indutor; indutor com núcleo de ar, etc.) pode-se afirmar que esta alternativa será mais onerosa que a utilização do indutor sintonizado, conforme descrito a seguir.

E para o indutor sintonizado em série com a carga, foram feitas as seguintes constatações:

- Esta opção é mais robusta e econômica e se apresenta mais apropriada para utilização em áreas rurais. Seu custo pode ser ainda reduzido com a utilização de um núcleo de ferro com um pequeno entreferro, em torno de 0,4%. Isto é suficiente para linearizar a característica de magnetização evitando possíveis problemas de ferro-ressonância devido à saturação do mesmo;

- Tal como anteriormente, este regulador foi modelado e implementado computacionalmente e, sua eficiência comprovada através da inserção do reator em diferentes partes do sistema;

- A proposta de um procedimento de dimensionamento deste dispositivo também foi apresentada no texto;

- A grande desvantagem desse tipo de regulador de tensão está nas operações de desligamento de cargas.

Finalmente, utilizando dados típicos de um sistema de transmissão em 345 kV, procedeu-se a análise de desempenho do acoplamento capacitivo utilizando um cabo pára-raios. Os resultados se mostraram compatíveis com as expectativas e, as investigações no sentido da busca da melhor alocação do indutor sintonizado, sugerem a colocação do mesmo nas proximidades do cabo pára-raios.

• Desempenho em Regime Transitório

Utilizando o programa EMTP, os sistemas anteriormente propostos foram modelados e simulados quanto a desligamentos das cargas supridas pelo sistema de acoplamento e curto-circuito na baixa tensão. Embora não tenham sido anexados ao texto, estudos compreendendo transitórios na linha de alta tensão foram também considerados. Entretanto, a similaridade dos resultados com aqueles obtidos no capítulo anterior, levou a não incorporação dos mesmos no presente capítulo.

Dentre os resultados considerados mais expressivos ressalta-se as conclusões a seguir, todas associadas ao sistema de 345 kV, empregando o cabo pára-raios isolado e como regulador de tensão, o indutor sintonizado:

- O desligamentos súbitos de cargas podem, para maiores montantes de cargas desconectadas, conduzir ao fenômeno da ferro-ressonância. Este se manifesta na forma de elevadas sobretensões e sobrecorrentes que podem seriamente comprometer a instalação como um todo. Todavia, a instalação de tubos de descargas a gás ou pára-raios

de óxido de zinco se mostrou eficaz no controle dos transitórios. Cabe aqui ressaltar que o emprego de pára-raios de óxido de zinco encontra restrições quando os mesmos são solicitados de forma muito repetitivas;

- A ocorrência de curtos-circuitos na linha de suprimento pode ser uma outra fonte de elevados níveis de transitórios, pois as tensões nos terminais do indutor e do próprio cabo pára-raios podem atingir valores bastantes superiores aos valores nominais. As soluções tradicionalmente utilizadas para limitação de transitórios se mostraram, novamente, apropriadas.

CAPÍTULO V

DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE SISTEMAS ALTERNATIVOS PARA EXTRAÇÃO DE PEQUENOS MONTANTES DE POTÊNCIA DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

5.1 - INTRODUÇÃO

Com base nos aspectos teóricos, formulações analíticas e considerações operativas dos sistemas alternativos apresentados nos capítulos anteriores, procede-se o dimensionamento e a simulação de alguns sistemas típicos para eletrificação de pequenas comunidades rurais, nas proximidades de uma linha de transmissão.

Dentro dessa linha, este capítulo tem por objetivo detalhar sobre as necessidades básicas das cargas rurais e o dimensionamento de três sistemas alternativos para extração de pequenos montantes de potência, considerando as seguintes técnicas:

- Acoplamento capacitivo com o cabo pára-raios isolado;
- Utilização de divisores de tensão capacitivo conectados aos condutores fases;

- Cabos pára-raios isolados e energizados em média tensão.

Sabe-se que cada um desses três sistemas possui uma característica própria que relaciona a potência de carga com o nível de tensão da linha de transmissão. Com a finalidade de estabelecer uma relação de comparação entre desempenho, flexibilidade, custos e etc., entre esses sistemas alternativos, considerou-se para fins de dimensionamento que o sistema a ser estudado deverá suprir uma carga de 100 kVA, distante de 10 km de uma linha de transmissão de 500 kV. Por isso, será necessário a utilização de uma pequena linha de distribuição rural para fazer a interligação do centro de carga ao sistema dimensionado.

Uma vez dimensionados os sistemas, far-se-á uma análise a respeito do comportamento dos mesmos em situações de regime permanente e alguns transitórios de chaveamentos de cargas como partida de motores etc., considerados críticos. Para tanto, utilizar-se-á os resultados de simulações computacionais empregando o programa EMTP.

Ainda, com base nos dados de custos dos equipamentos fornecidos por empresas locais e com as devidas projeções apresentar-se-á, finalmente, uma avaliação financeira de cada um dos três sistemas propostos.

5.2 - CARACTERÍSTICAS DAS CARGAS RURAIS

A eletrificação de pequenas comunidades rurais deve propiciar, além da melhoria do padrão de vida do homem do campo, um crescimento na produtividade, motivando a população dessas áreas a procurar novas explorações, minimizando o tradicional êxodo para as grandes concentrações urbanas. Nesse sentido, a utilização de

motores elétricos para o acionamentos de equipamentos como, trituradores, desintegradores, misturadores de ração, sistemas de irrigação e, etc., torna-se inevitável.

Em geral, o custo de motores monofásicos é da ordem de duas vezes o custo de motores trifásicos de mesma potência, além do que, os motores trifásicos apresentam melhor desempenho na partida, menor manutenção e maior disponibilidade de mercado, principalmente, para potências acima de 10 cv. Dessa forma, um sistema de eletrificação trifásico é requerido para algumas cargas importantes para estas regiões. Entretanto, as técnicas de extração de potência detalhadas nos capítulos anteriores, mostraram-se mais atrativas para o suprimento de um sistema elétrico monofásico. Todavia, pode-se possibilitar a utilização de motores de indução trifásicos em sistemas monofásicos, de forma segura e confiável. Para tanto, deve-se empregar dispositivos que proporcionem a conversão de número de fases [25].

5.2.1 - Conversores Mono-Trifásicos

As técnicas atuais para proporcionar a conversão mono-trifásica podem ser classificadas em três grupos distintos, tendo como base o princípio de operação de cada uma:

- Conversores estáticos mono-trifásicos, quando o princípio de operação baseia-se na utilização de elementos reativos (indutores e/ou capacitores) convenientemente associados de forma a compor o conversor mono-trifásico;
- Conversores rotativos, quando a conversão de número de fases for obtida através da utilização de máquinas rotativas;

- Conversores Eletrônicos, quando componentes eletrônicos, tais como diodos, tiristores e etc., são utilizados no sistema de conversão de número de fases.

O sistema de conversão mono-trifásico mais adequado para a aplicação em áreas rurais deve apresentar, dentre outras características, a de ser robusto, altamente confiável, operacional e construtivamente simples, de baixa e fácil manutenção.

Dentre os três grupos citados, os conversores estáticos mono-trifásicos apresentam as características mais convenientes às exigências das áreas rurais e, portanto, serão empregados nas simulações posteriores [25].

A utilização de elementos reativos (indutores e/ou capacitores) nos conversores mono-trifásicos, torna o problema da conversão de fases puramente linear. Isto é, os parâmetros do conversor são determinados segundo os parâmetros do sistema trifásico. No caso em questão, a necessidade do sistema trifásico é basicamente para suprir motores de indução, cujos parâmetros são variáveis em função da carga mecânica no eixo. Assim, sendo os conversores determinados para uma dada condição de carga nos motores, uma alteração nessa condição de carga conduz a assimetria do sistema trifásico.

A referência [25] analisa o desempenho de dois modelos de conversores estáticos mono-trifásicos, mostrados nas figuras 5.1 e 5.2. Na figura 5.1, o conversor é constituído por um autotransformador e um capacitor em série com a fase originada. Enquanto que na figura 5.2, uma associação de um indutor e um capacitor possibilita a composição da terceira fase.

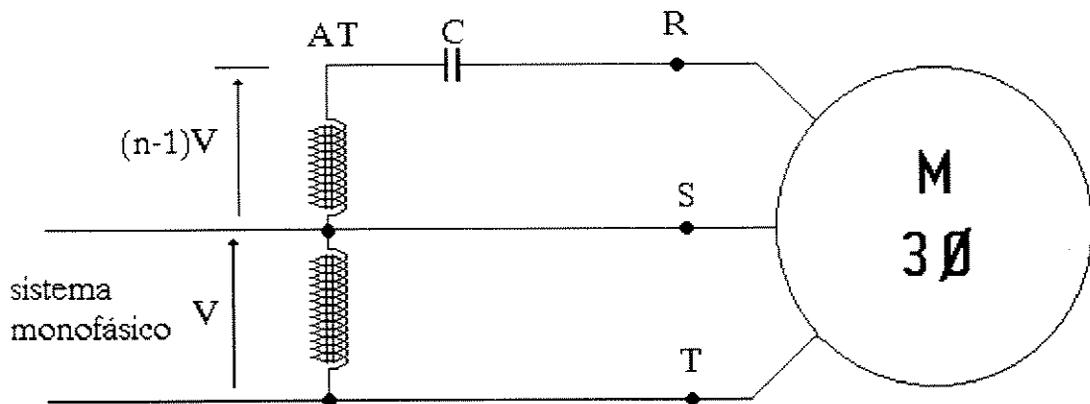


Figura 5.1 - Conversor Estático Mono-Trifásico a Autotransformador.

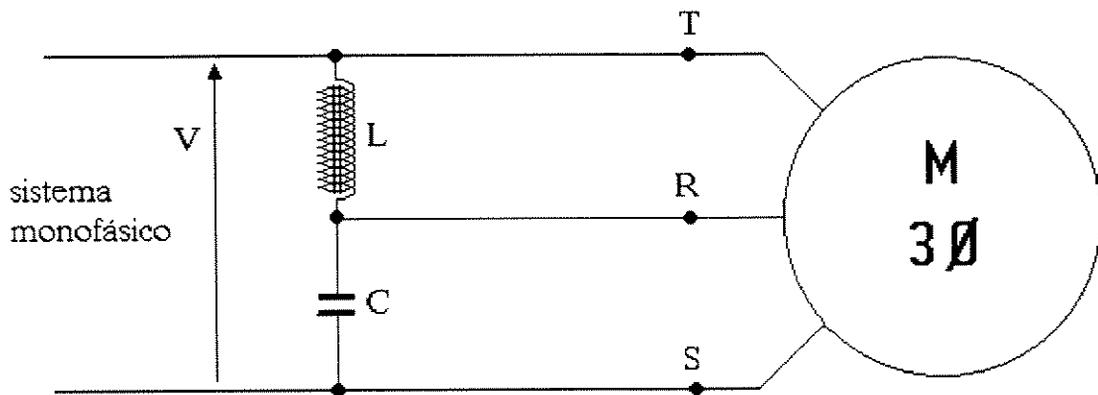


Figura 5.2 - Conversor Estático Mono-Trifásico a Reator.

O comportamento do sistema trifásico para situações de cargas variáveis no eixo do motor, demonstrou ser o mesmo para qualquer um desses dois tipos de conversores

e a assimetria do sistema trifásico não se mostrou prejudicial à operação dos motores, a não ser para os casos extremos de variação de carga. Com relação a esse aspecto o conversor a autotransformador apresenta uma particularidade mais interessante, pois somente com o ajuste da relação de transformação pode-se reduzir o desequilíbrio do sistema trifásico a níveis aceitáveis para o motor, o que pode ser conseguido através da mudança de "taps" do autotransformador.

Para a partida do motor é sugerido um arranjo simples constituído de um capacitor de partida como mostra a figura 5.3.

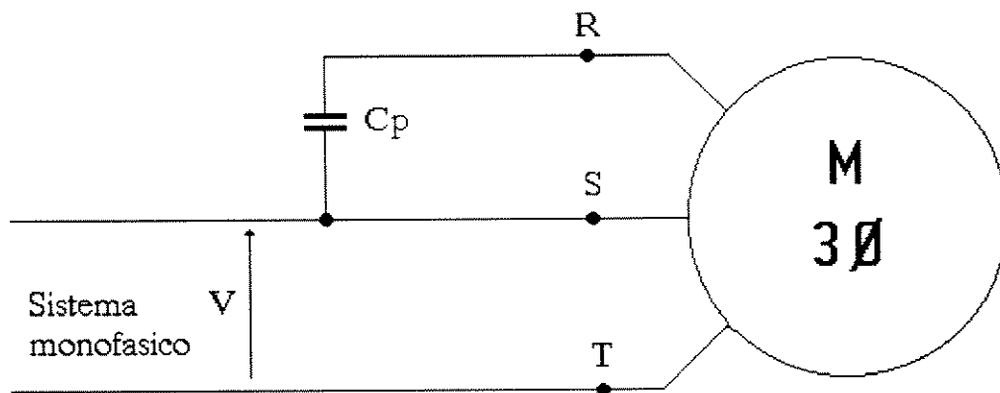


Figura 5.3 - Condição de Partida.

A figura 5.4 mostra um diagrama esquemático para a operação de um motor trifásico através da utilização de um conversor a autotransformador, considerando somente o chaveamento de partida. Nesse figura, a partida do motor é realizada através do fechamento das chaves S1, S2 e S3. Após o regime de aceleração do motor, abre-se a chave S3 e fecha-se a chave S4, estabelecendo a condição de regime permanente.

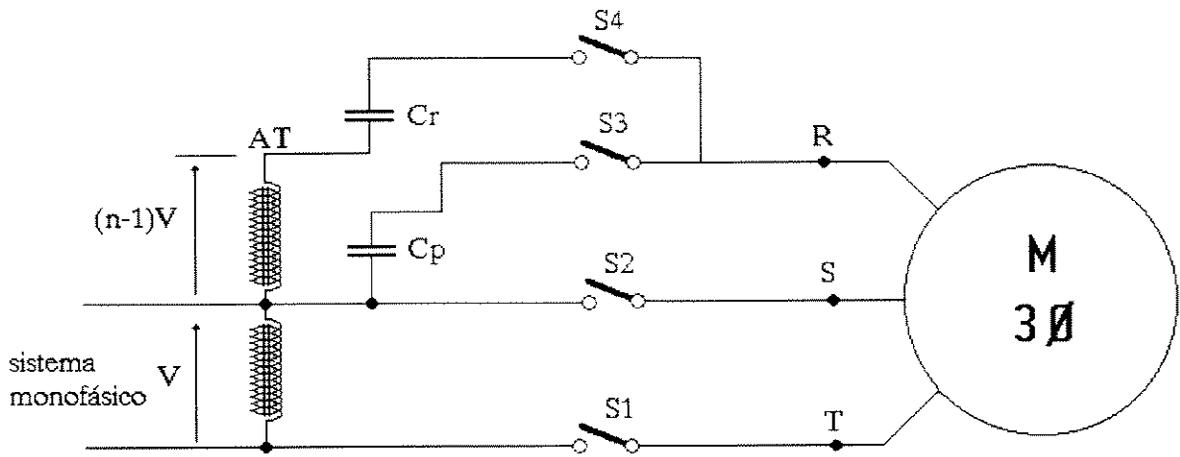


Figura 5.4 - Chaveamento de Partida do Conversor a autotransformador.

Testes de laboratório em um motor de 5 cv comprovaram a eficiência desse procedimento para partida e regime do motor trifásico alimentado por um sistema monofásico através de um conversor a autotransformador [25]. É interessante ressaltar que com esse procedimento, a corrente de partida no sistema monofásico fica em torno de 70% da corrente de partida de um motor monofásico de mesma potência. Esse fato vem de encontro com a necessidade de limitação das sobrecorrentes temporárias nos sistemas alternativos que empregam o acoplamento capacitivo com os condutores da linha de transmissão.

5.2.2 - Modelagem das Cargas Motrizes

Para a representação das cargas motrizes será utilizado um motor de indução trifásico com o rotor em gaiola, com características típicas dos motores utilizados nos acionamentos de equipamentos agrícolas, bombas de irrigação, etc. O motor será alimentado pelo sistema monofásico através de um conversor estático a autotransformador.

Levando-se em consideração as limitações de sobrecorrentes temporárias impostas pelos sistemas alternativos que utilizam o acoplamento capacitivo, analisadas no capítulo IV, a potência adotada para a carga motriz será definida em função da máxima capacidade de sobrecorrentes temporárias admissível pelo sistema.

O motor de indução será modelado pelas suas tradicionais equações no domínio d-q-0 com os parâmetros referidos ao estator representadas pelos circuitos equivalentes como mostra a figura 5.5.

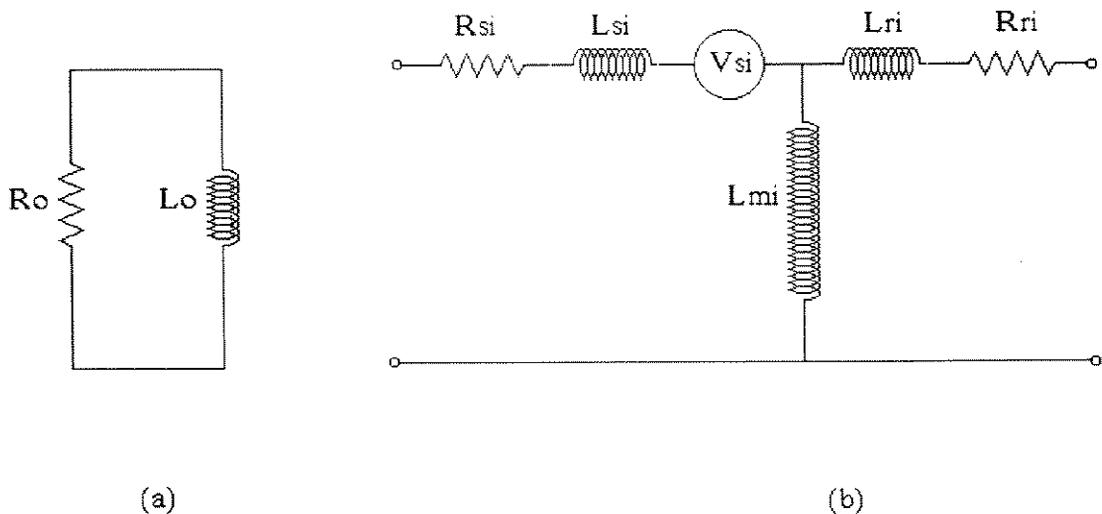


Figura 5.5 - Circuito Equivalente do Motor de Indução no Domínio d-q-0.

(a) Eixo zero (b) Eixo d ou q.

Com relação ao circuito de seqüência zero mostrado na figura 5.5(a), este poderá ser desprezado, pois nos motores de indução com o rotor em gaiola não haverá circulação da corrente de seqüência zero, visto que os enrolamentos do estator não são aterrados.

Na figura 5.5(b) o índice *i* dos parâmetros denota o eixo *d* ou *q*, sendo que R_{si} e L_{si} representam a resistência e a indutância de dispersão dos enrolamentos do estator no seu respectivo eixo. A tensão V_{si} representa a força-eletromotriz devido à velocidade a qual acopla os circuitos de eixo direto e em quadratura; L_{mi} representa a indutância de magnetização e R_{ri} e L_{ri} a resistência e a indutância de dispersão dos enrolamentos do rotor nos seus respectivos eixos. No caso do motor de indução com o rotor em gaiola, o entreferro entre rotor e estator é praticamente uniforme e, conseqüentemente, os parâmetros para o eixo *d* são iguais aos do eixo *q*.

A carga mecânica no eixo do motor será modelada empregando uma analogia entre os sistemas elétrico e mecânico. O conjugado mecânico em newton-metro é numericamente igual à corrente em amperes e a velocidade em radianos por segundo é numericamente igual à tensão em volts.

A fim de confrontar os resultados das simulações com testes realizados em laboratório, considerou-se para a modelagem da carga mecânica um conjugado resistente constituído de uma pequena parcela constante, e uma parcela proporcional à velocidade. Então, a dinâmica desse acionamento pode ser descrita por:

$$M = K_o + K_1 \cdot \omega + J \frac{d\omega}{dt} \quad (5.1)$$

onde:

$M \Rightarrow$ conjugado motor

$K_o \Rightarrow$ parcela do conjugado resistente constante

$K_1 \cdot \omega \Rightarrow$ parcela do conjugado proporcional à velocidade

$J \cdot d\omega/dt \Rightarrow$ conjugado de inércia das massas rotativas.

Aplicando a analogia entre os sistemas elétrico e mecânico, obtém-se o circuito equivalente da figura 5.6 para representar o sistema mecânico

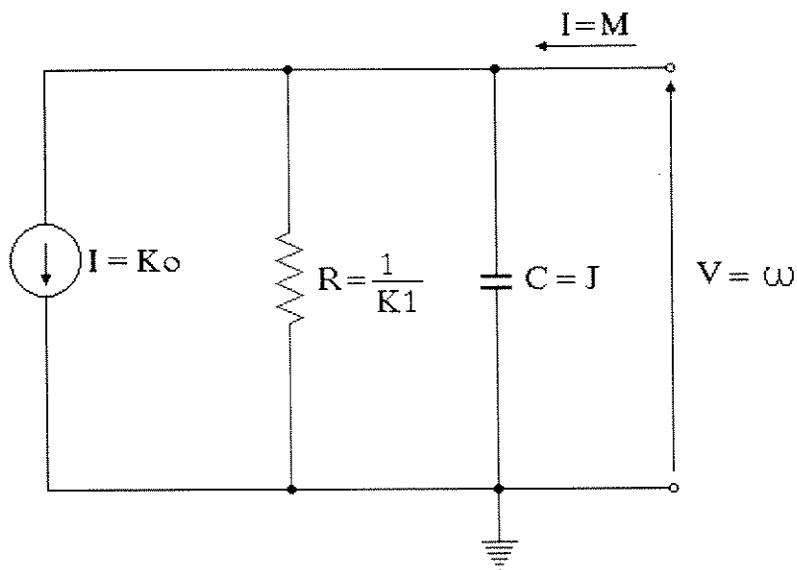


Figura 5.6 - Modelo Elétrico do Sistema Mecânico.

Para a comprovação da modelagem do motor associado ao conversor monofásico empregou-se um motor de indução trifásico, com o rotor em gaiola de 5 cv,

220 volts, 4 pólos. Tal motor foi empregado pela referência [25] em testes operacionais de laboratório associado ao conversor mono-trifásico a autotransformador. Portanto, os resultados das simulações podem ser facilmente confrontados com aqueles obtidos por testes de laboratório.

A tabela 5.1 apresenta os dados nominais do motor. Os parâmetros do circuito equivalente foram determinados em função dos resultados dos ensaios de rotina realizados no laboratório. Esses parâmetros estão apresentados na tabela 5.2.

Motor de Indução Trifásico				
P _n (cv)	V _n (V)	I _n (A)	Rotação (rpm)	F.P. cosφ
5	220	15	1750	0,81

Tabela 5.1 - Dados Nominais do Motor de Indução de 5 cv.

Parâmetros do Circuito Equivalente				
R _s	X _s	R _r	R _r	X _m
0,381	0,660	0,258	0,447	14,40

Tabela 5.2 - Parâmetros do Circuito Equivalente do Motor de Indução de 5 cv.

Os parâmetros do circuito elétrico que modela a carga mecânica, foram determinados adotando valores típicos para o motor de 5 cv. Para a parcela de conjugado constante atribuiu-se o valor de 2,0 N.m, equivalente às perdas rotacionais. Para o

conjugado proporcional à velocidade atribuiu-se o valor do conjugado nominal (20 N.m) na velocidade nominal e para a constante de inércia das massas rotativas, o valor de 0,048 N.m.s².

Com esses valores o modelo elétrico da carga mecânica é mostrado na figura 5.7.

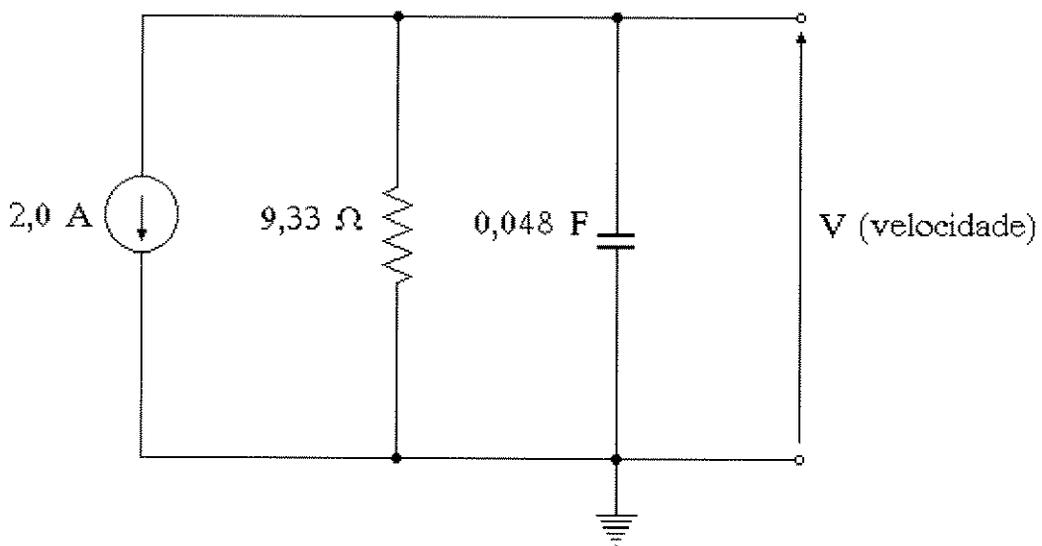


Figura 5.7 - Modelo Elétrico da Carga no Eixo do Motor.

Na figura 5.8, apresenta-se o resultado da simulação de partida do motor quando este é conectado à uma fonte trifásica simétrica. Nessa figura, mostra-se as correntes de linha drenadas pelo motor onde, verifica-se que a corrente de partida está em torno de 100 A caindo para o valor de regime aproximadamente 15 A. Tais valores, já verificados em laboratório, podem comprovar o modelo utilizado.

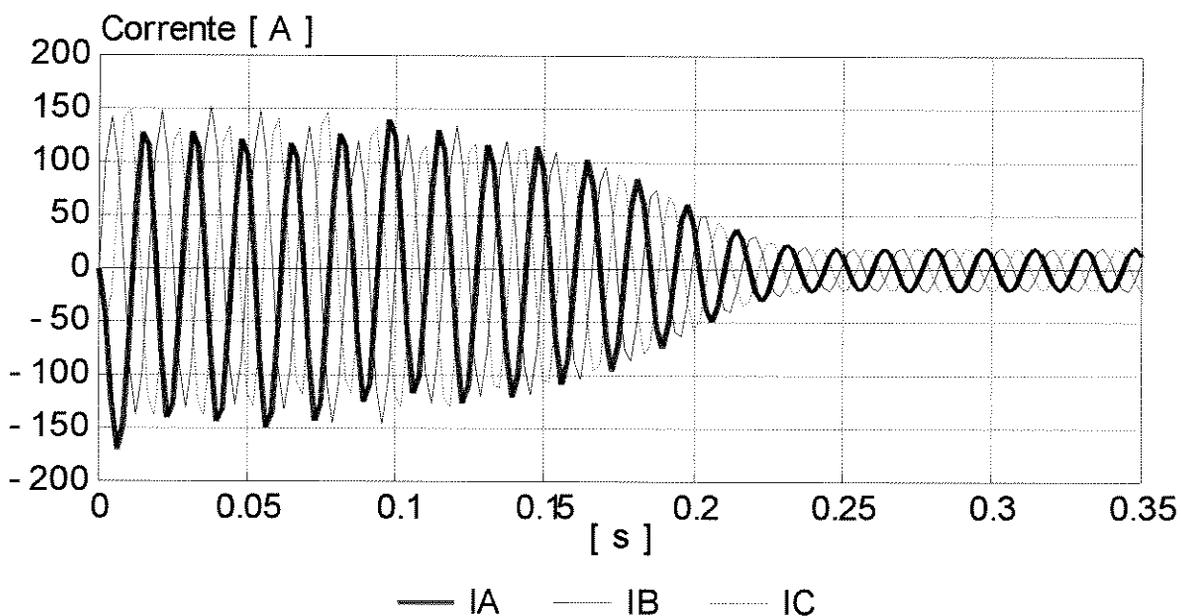


Figura 5.8 - Corrente de Partida nos Terminais do Motor de 5 cv.

Utilizando os valores de corrente de partida, corrente nominal e fator de potência nominal pode-se determinar, de acordo com a referência [25], os parâmetros do conversor mono-trifásico que será utilizado na simulação da operação do motor em uma fonte monofásica. Tais valores são apresentados na tabela 5.3.

Conversor a Autotransformador		
	relação de transformação	capacitância (μF)
partida	1,00	1200
Regime	1,60	105,0

Tabela 5.3 - Parâmetros do Conversor Mono-Trifásico.

O diagrama de ligação do motor com o conversor a autotransformador utilizado nos testes de laboratório é apresentado na figura 5.9. Na simulação digital, a partida é realizada no instante inicial ($t = 0$) ligando o motor conforme o esquema da figura 5.9 com a chave reversora na posição "P". após 150 ms o motor é desligado permanecendo assim durante 50 ms e, a partir desse instante, o motor é religado com chave na posição "R"

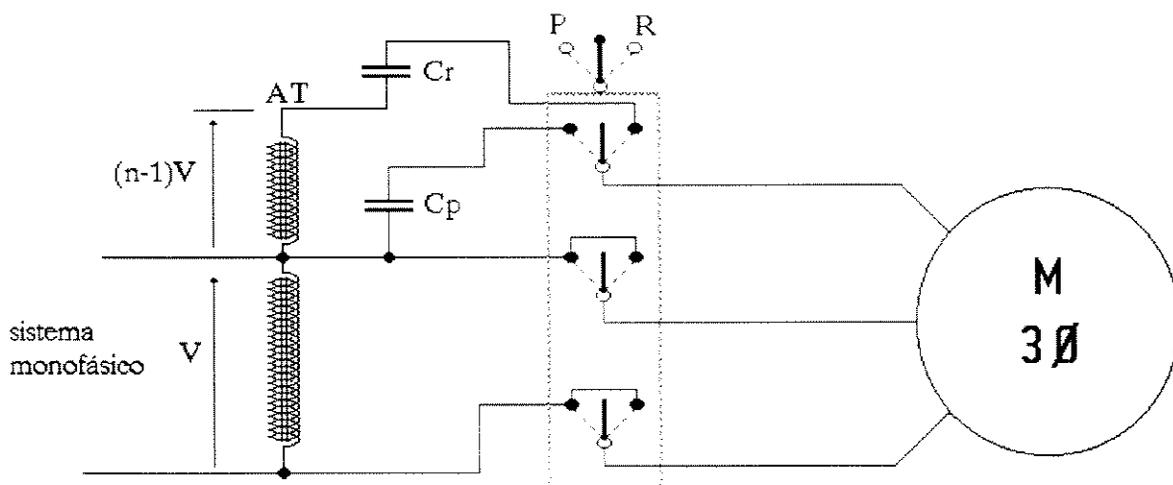


Figura 5.9 - Diagrama de Ligação utilizado nos Testes de Operação do Motor-Convertor

Como resultado dessa simulação, apresenta-se na figura 5.10 um oscilograma da corrente na linha monofásica durante a operação da partida do motor. Nesse oscilograma pode-se constatar que o valor inicial da corrente na linha monofásica está em torno do valor inicial da corrente de partida do motor trifásico.

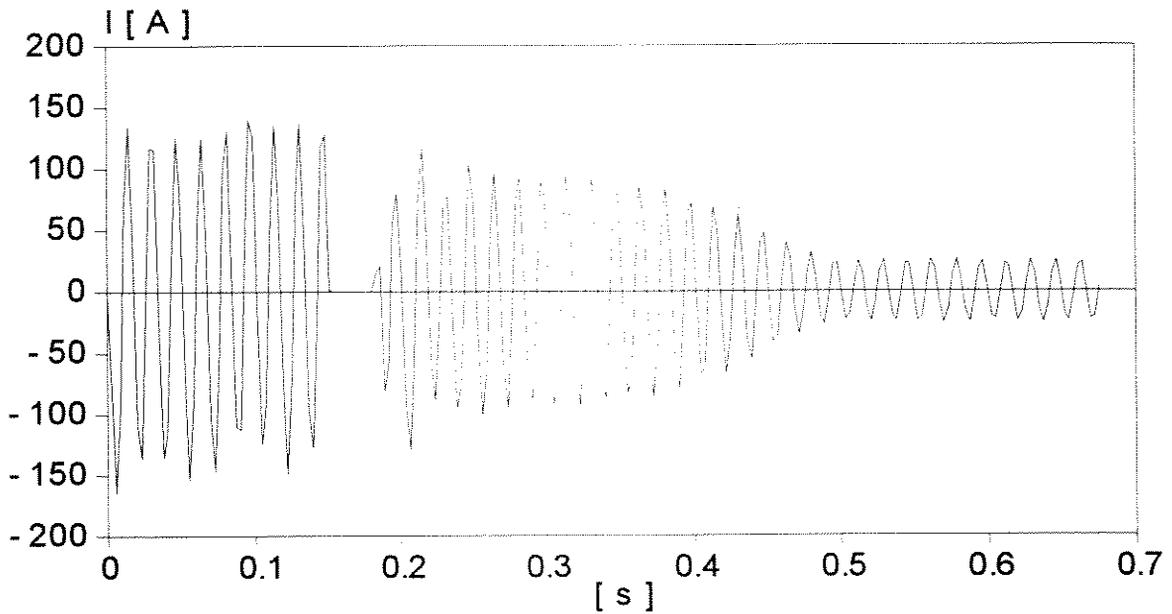


Figura 5.10 - Oscilograma da corrente na linha monofásica durante a partida do motor obtido pela simulação digital.

A fim de confrontar os resultados da simulação com os resultados obtidos através de testes de laboratórios, apresenta-se na figura 5.11 o oscilograma da corrente na linha monofásica obtido em um teste de laboratório com o motor de 5 cv alimentado através de um conversor mono-trifásico a autotransformador .

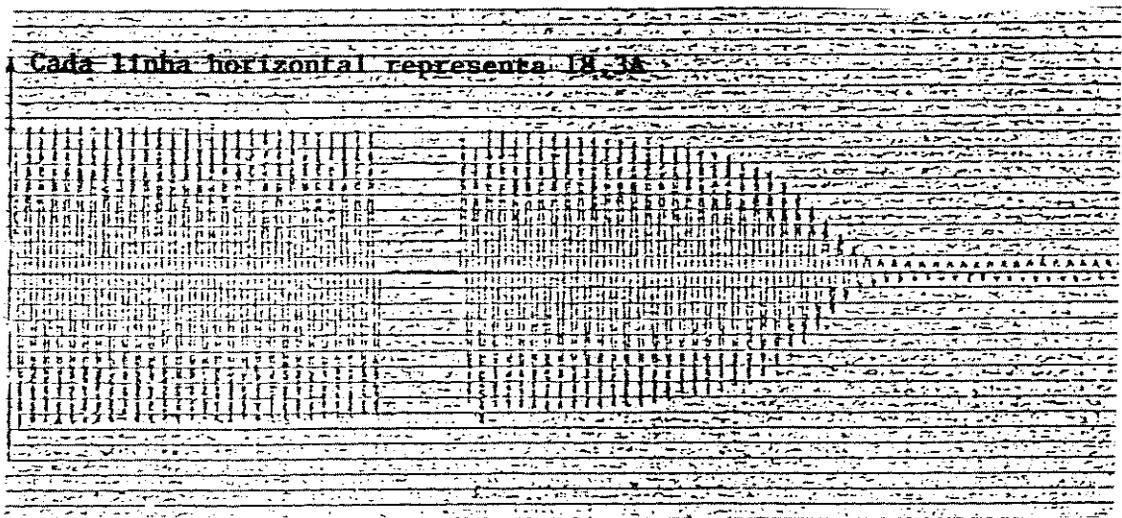


Figura 5.11 - Oscilograma da corrente na linha monofásica durante a partida do motor obtido em um teste de laboratório.

Esses dois oscilogramas mostrados nas figuras 5.10 e 5.11 confirmam a precisão dos modelos.

5.2.3 - Cargas de Iluminação e Aquecimento

Com exceção das cargas motrizes, as demais cargas elétricas de uma pequena comunidade rural são tipicamente cargas de iluminação e aquecimento. Estas, que representam uma parte significativa do consumo de energia elétrica, serão modeladas como cargas de impedância constante através de conjuntos de resistores associados a indutores de forma a se estabelecer um fator de potência 0,90 indutivo para as mesmas.

5.3 - ACOPLAMENTO CAPACITIVO COM O CABO PÁRA-RAIOS ISOLADO

O dimensionamento do sistema de extração de potência através do acoplamento capacitivo com o cabo pára-raios isolado, será efetuado considerando uma linha de transmissão de 500 kV cujas características dos condutores e a geometria da estrutura são fornecidas na tabela 5.4 e figura 5.12. Essa linha será utilizada nesse capítulo, para o dimensionamento dos três métodos alternativos propostos inicialmente.

Condutores	Fase	Pára-Raios
tipo	3 cond./fase Grosbeak	HS 3/8'
diâmetro	2,8986 cm	0,953 cm
altura no meio do vão	17,00 m	25,95 m
resistência elétrica	0,07271 Ω /km	3,915 Ω /km
espaçamento/subcondutores	45,70 cm	-

Tabela 5.4 - Características dos Condutores da Linha de 500 kV.

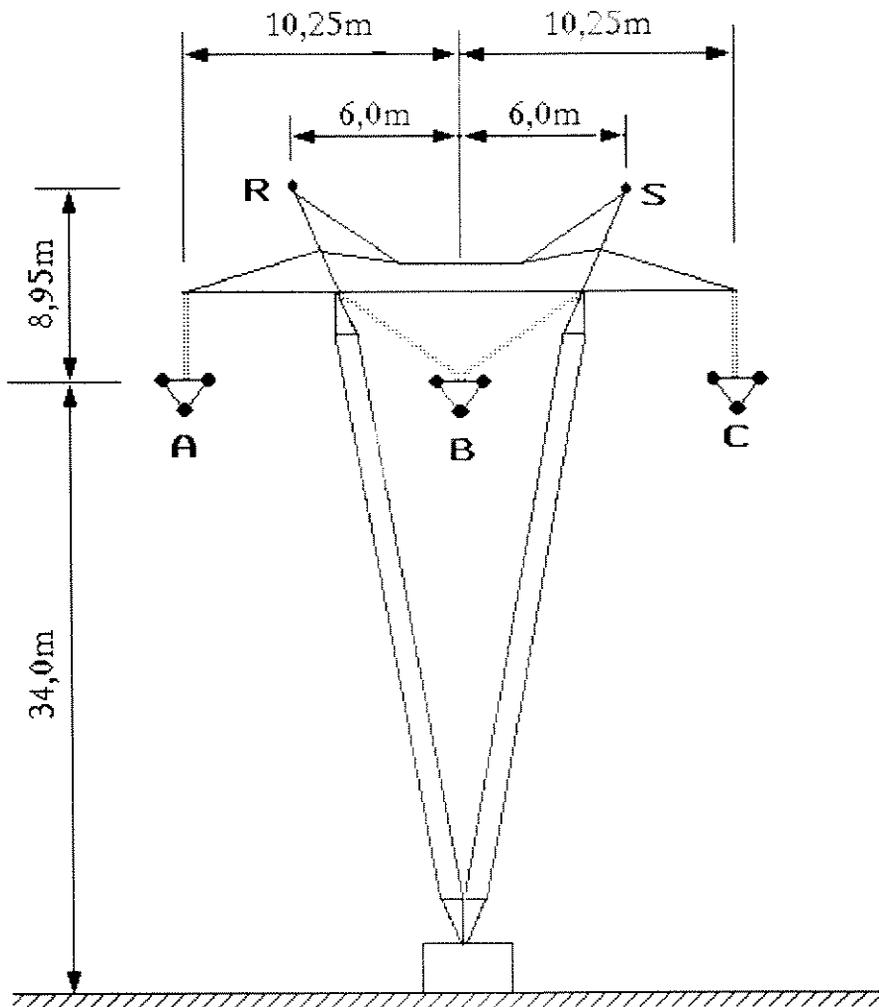


Figura 5.12 - Características Geométricas da Estrutura de uma Linha de 500 kV.

Isolando um cabo pára-raios nessa linha de transmissão, a tensão induzida no mesmo, devido ao acoplamento capacitivo com os demais condutores da linha, é de 34,38 kV e este apresenta uma capacitância equivalente, em série com tensão induzida, de 6,50 nF/km. De posse desses dados e, tendo-se em conta o valor de potência adotada para a carga (100 kVA), e ainda, adotando o indutor sintonizado como o dispositivo

regulador de tensão a ser utilizado e atribuindo-se para tal dispositivo uma queda de tensão a plena carga de 34,5 kV (valor de média tensão padronizado mais próximo de V_0), pode-se determinar pela expressão (4.50) a extensão do trecho de cabo pára-raios isolado, como a seguir:

$$\ell = \frac{10^8}{34,5 \cdot 34,38 \cdot 377 \cdot 6,50} = 34,40 \text{ km}$$

O trecho de cabo pára-raios isolado será aproximado para 35,0 km.

Sobrecargas temporárias causadas pelos picos de correntes nas partidas dos motores elétricos promoverão sobretensões no cabo pára-raios e no indutor sintonizado. O sistema deverá ser dimensionado de forma a suportar um determinado limite de sobrecargas temporárias com um fator de potência indutivo mínimo. Para tanto, adotou-se o limite de sobrecarga de 200% a um fator de potência 0,50 indutivo. Nessas condições, pode-se determinar as sobretensões no indutor e no cabo pára-raios como a seguir:

A sobretensão no indutor é determinada por:

$$V_{L\max} = \frac{2 \cdot S_{\text{carga}}}{\omega \cdot C'_0 \cdot \ell \cdot V_0}$$

$$V_{L\max} = \frac{2 \cdot 10^{11}}{377 \cdot 6,50 \cdot 35 \cdot 34,38} = 67,83 \text{ kV}$$

E a sobretensão no cabo pára-raios é determinada por:

$$V_{fmax} = \sqrt{34,38^2 + 67,83^2 + 2 \cdot 34,38 \cdot 67,83 \cdot \text{sen } 60^\circ}$$

$$V_{fmax} \cong 100 \text{ kV}$$

De posse desses resultados, deve-se estabelecer um nível de isolamento para o cabo pára-raios de 100 kV e uma queda de tensão máxima no indutor sintonizado de 68 kV.

O indutor sintonizado deverá possuir uma indutância praticamente constante para toda a faixa de variação de tensão sobre o mesmo, desde zero até o valor máximo de 68 kV. Com a utilização de um núcleo de ferro, visando minimizar o custo do mesmo, deve-se prever um pequeno entreferro a fim de se obter maior linearidade na curva de magnetização. No capítulo IV verificou-se que com um entreferro em torno de 0,4% no núcleo a indutância permanece praticamente constante para sobrecargas de até 400%. Portanto, o indutor calculado e simulado será constituído de um núcleo de ferro com um entreferro de 0,4%.

A indutância é determinada por:

$$L = \frac{10^9}{377^2 \cdot 6,50 \cdot 35} = 30,93 \text{ H}$$

A potência do indutor será, nesse caso, aproximadamente igual à potência da carga. Entretanto, adotou-se a potência de 112,5 kVAR por ser uma potência padronizada de transformadores de média tensão mais próxima. A tabela 5.5 apresenta as características o indutor sintonizado.

Indutor Sintonizado				
P_n (kVAR)	V_{Ln} (kV)	ΔV_{Lmax} (kV)	L (H)	entreferro (%)
112,5	34,5	68	30.93	0,4

Tabela 5.5 - Características do Indutor Sintonizado.

As situações de sobrecargas temporárias previstas anteriormente devem ser proporcionadas pelas correntes de partidas dos motores elétricos. Em consequência disso, as cargas motrizes deverão ser determinadas em função dos limites preestabelecidos. Considerando como carga motriz um único motor de indução e, que este apresenta uma corrente de partida em torno de 6 vezes a corrente nominal, então, essa corrente de partida associada às demais correntes de carga do sistema não poderá exceder o limite máximo de sobrecarga estabelecido (200%). Portanto, pode-se concluir que a potência máxima de carga motriz, constituída por um único motor é em torno de 20 cv. Nessa potência, a disponibilidade de mercado é praticamente de motores trifásicos e, conseqüentemente, torna-se necessário a utilização de um conversor mono-trifásico. O conversor além de viabilizar o emprego do motor trifásico, reduz a corrente de partida e eleva o fator de potência da mesma. Estes dois fatos são favoráveis para que não se ultrapasse os limites de sobretensões temporárias estabelecidos anteriormente.

A tabela 5.6 mostra os dados nominais típicos de um motor de indução trifásico de 20 cv. Os parâmetros do circuito equivalente desse motor é dado na tabela 5.7.

Com esses dados determinou-se os parâmetros do conversor estático mono-trifásico, que são apresentados na tabela 5.8.

Motor de Indução				
P_n (cv)	V_n (V)	I_n (A)	Rotação (rpm)	$\cos\phi$ (%)
20	220	50	1750	85

Tabela 5.6 - Dados Nominiais do Motor de 20 cv.

Parâmetros do Circuito Equivalente				
R_s (Ω)	X_s (Ω)	R_r (Ω)	X_r (Ω)	X_m (Ω)
0,0794	0,1375	0,0794	0,1375	4,8224

Tabela 5.7 - Parâmetros do Circuito Equivalente do Motor de 20 cv.

Conversor Estático a Autotransformador		
Regime	relação de transformação	Capacitor (μF)
Partida	1,00	4.824,0
Permanente	1,90	367

Tabela 5.8 - Parâmetros do Conversor Mono-Trifásico para o Motor de 20 cv.

O restante da carga, equivalendo a 80 kVA, será representado por um modelo típico para cargas de iluminação e aquecimento que corresponde a uma impedância constante de fator de potência 0,90 indutivo. Essa impedância foi subdividida em duas partes de 40 kVA cada, ou seja, duas impedâncias de $1,089+j0,527$ ohms conectadas em paralelo, possibilitando, dessa forma, uma variação na condição de carga.

Um transformador monofásico de 112,5 kVA e 34,5/0,22 kV foi utilizado para reduzir a tensão ao nível de utilização. Esse transformador foi conectado ao indutor sintonizado através de uma linha aérea monofilar típica para as áreas rurais de 10 km de comprimento. Essa mesma linha será utilizada nos outros dois sistemas. A modelagem do transformador monofásico e indutor sintonizado, ambos considerando o problema da saturação, bem como a modelagem da linha de transmissão de 500 kV, da linha monofilar e, dos demais componentes do sistema, foi efetuada da mesma forma já utilizada nos capítulos e itens anteriores e, portanto, não requer maiores detalhes.

A figura 5.13 mostra o diagrama elétrico do sistema de extração de potência de 100 kVA, através do acoplamento capacitivo com o cabo pára-raios isolado em uma linha de transmissão de 500 kV. Nesse sistema, o procedimento de partida do motor de 20 cv é o mesmo já utilizado anteriormente na partida do motor de 5 cv através do conversor mono-trifásico.

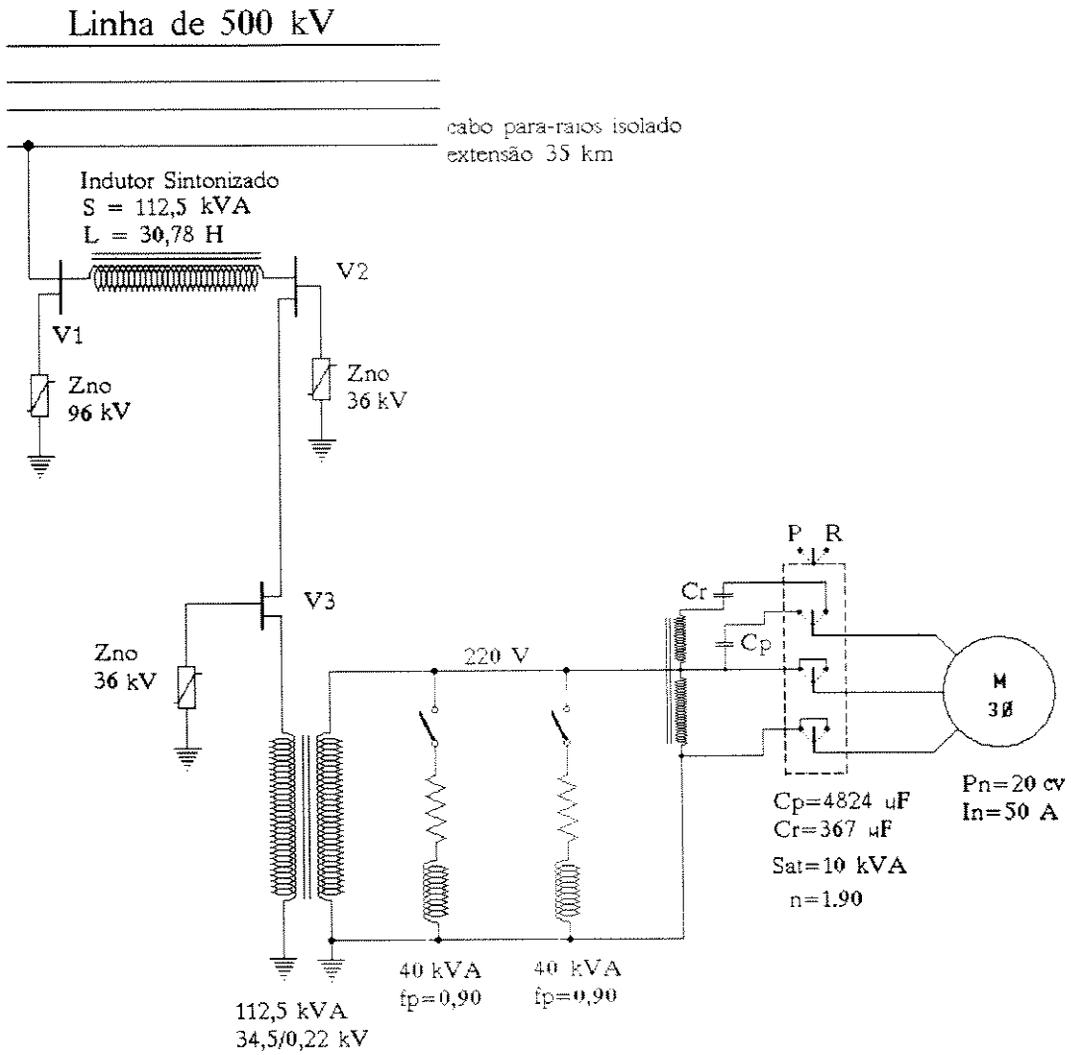


Figura 5.13 - Sistema de Extração de Potência de 100 kVA através do Acoplamento Capacitivo com o Cabo Pára-Raios Isolado em uma Linha de Transmissão de 500 kV.

5.3.1 - Comportamento em Regime Permanente

A análise da operação em regime permanente do sistema da figura 5.13 foi realizada através da simulação digital de alguns casos típicos. Os resultados das simulações

desses casos estão apresentados na tabela 5.9. Nessa tabela, mostra-se as tensões nos barramentos (V_1 , V_2 e V_3), a queda de tensão e a corrente no indutor sintonizado (V_L e I_L), a tensão e a corrente no secundário do transformador monofásico (V_C e I_C) para seis casos típicos descritos a seguir:

Caso 1

Inicialmente, considerou-se o sistema sem carga. E o transformador monofásico desconectado do mesmo.

Caso 2

Para o segundo caso, o transformador encontra-se conectado e o sistema continua ainda sem carga.

Casos 3 e 4

O terceiro e o quarto caso incluem somente as cargas de iluminação e aquecimento modeladas por impedâncias constantes. Sendo, no terceiro caso, o sistema simulado com uma carga de 40 kVA e, no quarto caso, 80 kVA.

Caso 5

No quinto caso, considerou-se o motor na condição de partida (rotor bloqueado) juntamente com a carga de 80 kVA.

Caso 6

Finalmente, no sexto caso, simulou-se o sistema na condição de plena carga, ou seja, com o motor de 20 cv na condição nominal mais carga de 80 kVA.

No primeiro caso simulado, o cabo pára-raios deverá suprir somente a corrente de carregamento da linha monofilar que é predominantemente capacitiva. Os resultados da tabela 5.9 demonstraram tal fato. Observa-se que a corrente no indutor para a condição sem carga (0,93 A) não é desprezível comparada com a corrente de plena carga. Mas, sendo essa corrente de característica capacitiva, esta deverá compensar a componente indutiva da corrente de carga resultando em uma redução da corrente no indutor e, por consequência, a queda de tensão no mesmo. Devido a isso, e como nos cálculos anteriores esse valor de corrente não foi considerado, os resultados obtidos ficarão abaixo dos limites preestabelecidos. Com a inclusão do transformador a vazio (segundo caso), a corrente no indutor deverá reduzir do valor correspondente à corrente de magnetização do transformador. Nesse caso a corrente foi 0,76 A.

Caso	V ₁ (kV)	V ₂ (kV)	V ₃ (kV)	V _L (kV)	I _L (A)	V _C (V)	I _C (A)
1	23,56	34,37	34,40	10,83	0,93	00	00
2	25,52	34,39	34,39	8,88	0,76	221,37	00
3	33,68	34,24	34,22	12,73	1,09	220,04	180,12
4	44,29	34,09	34,06	24,49	2,09	218,70	358,07
5	70,85	33,79	33,71	51,79	4,44	213,84	714,19
6	45,36	34,06	33,99	29,58	2,54	216,20	412,10

**Tabela 5.9 - Simulação em Regime Permanente do Sistema da
Figura 5.13.**

5.3.2 - Comportamento em Regime Transitório

O circuito oscilante, constituído pelo indutor em série com a capacitância equivalente do sistema de acoplamento capacitivo apresenta uma instabilidade transitória que é mais crítica para as operações de desligamento de cargas. Esse fato, analisado no item 4.7.2 do capítulo anterior, sugere a utilização de tubos de descargas ou pára-raios de óxido de zinco para proteção contra sobretensão. No sistema da figura 5.13 esses pára-raios são colocados em pontos estratégicos a fim de proteger o sistema contra sobretensões transitórias. Entretanto, nas simulações que se seguem, esses pára-raios não serão considerados para possibilitar a visualização de toda sobretensão transitória que possa ocorrer. Neste item será analisado o efeito da corrente de partida do motor de 20 cv no sistema verificando-se os limites de sobrecargas estabelecidos inicialmente.

No sistema da figura 5.13, o motor é conectado ao sistema pela chave tripolar S1 e a comutação da conexão de partida para a conexão de regime permanente é feita por uma chave centrífuga CS. Com essa técnica de chaveamento para a partida do mesmo seja desligado do sistema e logo a seguir religado, como nas simulações anteriores do motor de 5 cv. Dessa forma os efeitos transitórios do chaveamento de partida são minimizados.

Para a investigação desse procedimento de partida, fez-se a simulação do sistema da figura 5.13 considerando as características de magnetização típicas dos núcleos de ferro do transformador e, do indutor sintonizado com seu respectivo entreferro. Nessa simulação, o sistema se encontra com uma carga de 80 kVA quando é feita a partida do motor de 20 cv. A partida se dá após 50 ms do início da simulação e no instante de 230 ms é

feita a comutação da conexão para a posição de regime. Os resultados da simulação são mostrados nas figuras 5.14, 5.15, 5.16, 5.17 e 5.18.

A figura 5.14 mostra as correntes nos terminais do motor. Nessa figura pode-se ver que, após o chaveamento da chave centrífuga e a aceleração do motor, as correntes estão praticamente equilibradas. Para uma melhor visualização dessas correntes mostra-se na figura 5.15 os 100 ms finais da simulação.

A figura 5.16 mostra a queda de tensão no indutor. Pode-se comprovar nessa figura que o limite de sobretensão temporária não foi atingido, fato já esperado. As sobretensões transitórias com esse tipo de chaveamento de partida são totalmente eliminadas.

Na figura 5.17 tem-se a tensão na carga, onde pode-se notar uma variação de tensão no instante da partida do motor. Tal variação de tensão não deve causar nenhum transtorno em um sistema de eletrificação rural pois o sistema se restabelece rapidamente. As sobretensões transitórias são pequenas e também não são motivos para preocupações.

Com relação à tensão no cabo pára-raios, o limite de sobretensão temporária também não foi atingido como mostra a figura 5.18. Esses resultados mostram que o sistema da figura 5.13 admite a partida de um motor de até 20 cv. Deve-se observar que durante a partida do motor não houve o desligamento do mesmo o que poderia causar sobretensões transitórias acompanhadas de ferro-ressonância.

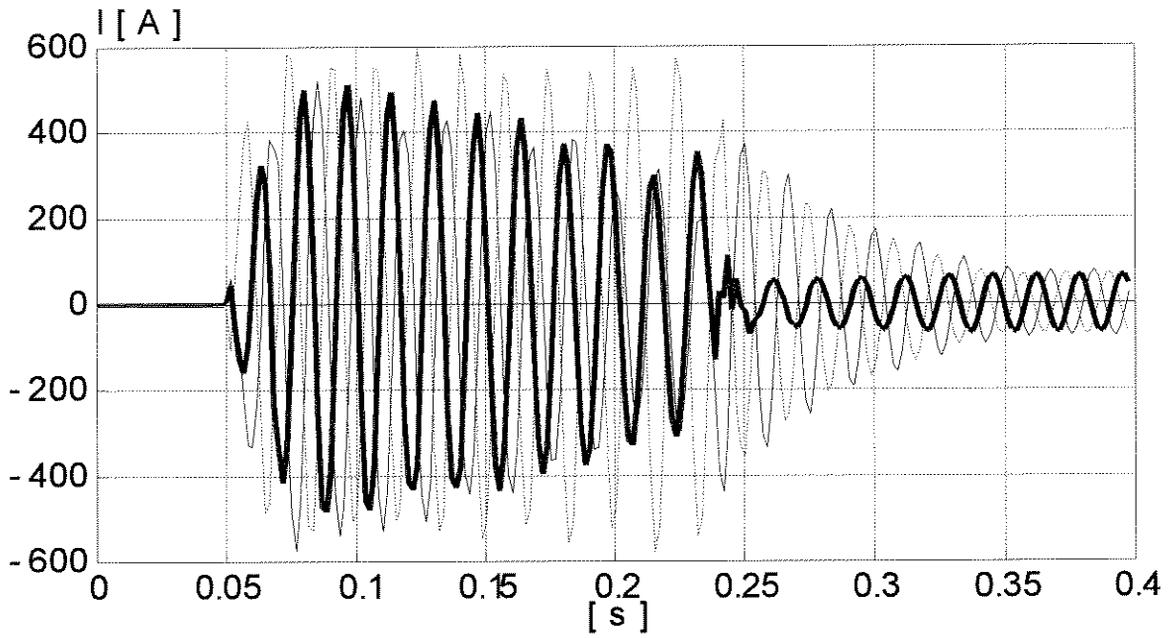


Figura 5.14 - Correntes nos terminais do motor

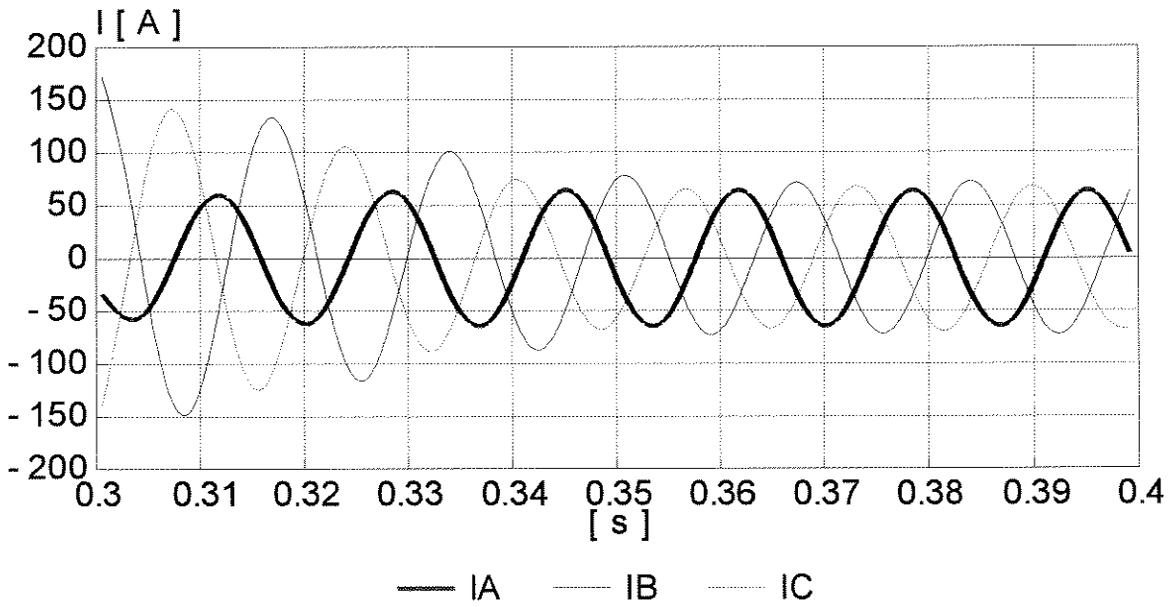


Figura 5.15 - Correntes nos terminais do motor nos 100 ms finais

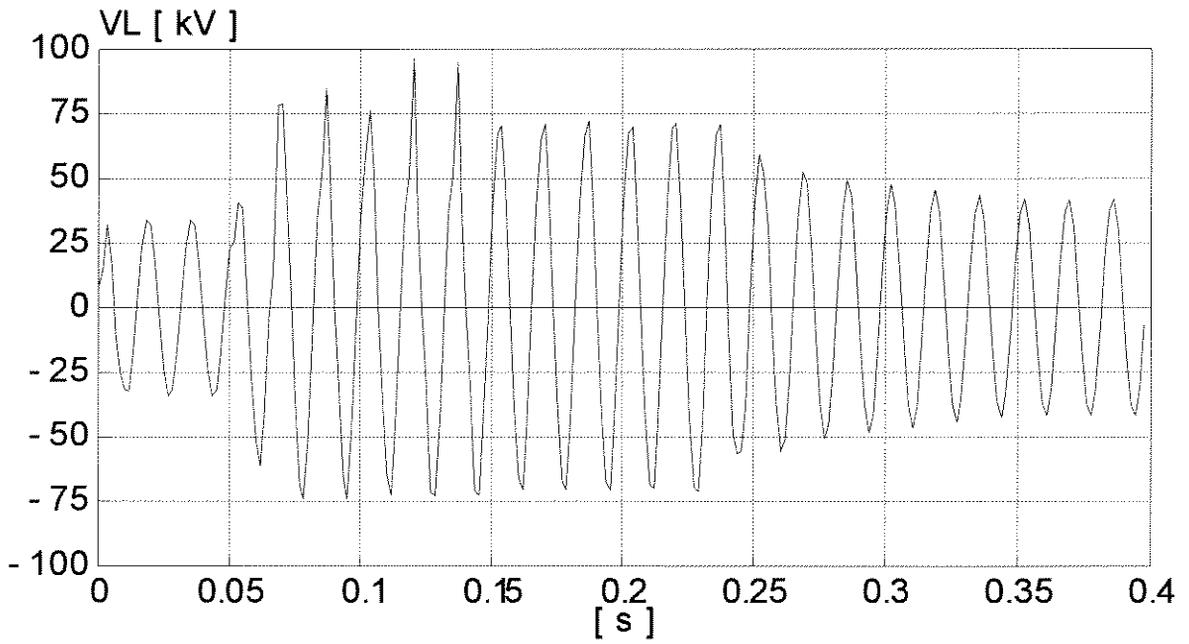


Figura 5.16 - Queda de tensão no indutor

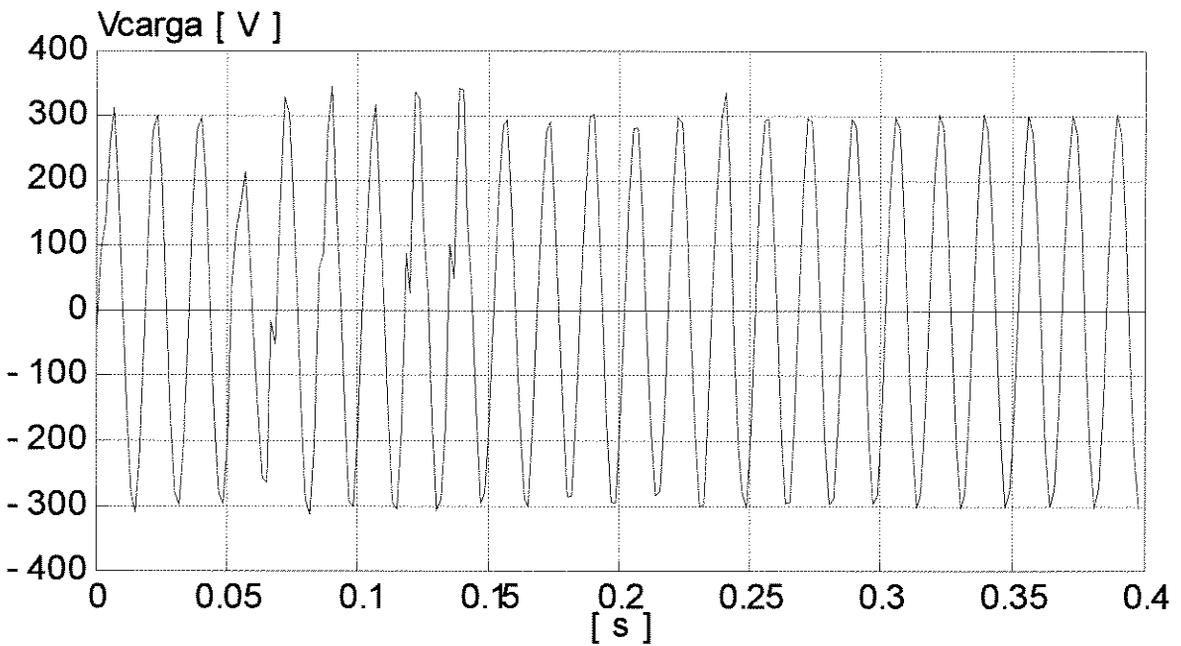


Figura 5.17 - Tensão na carga.

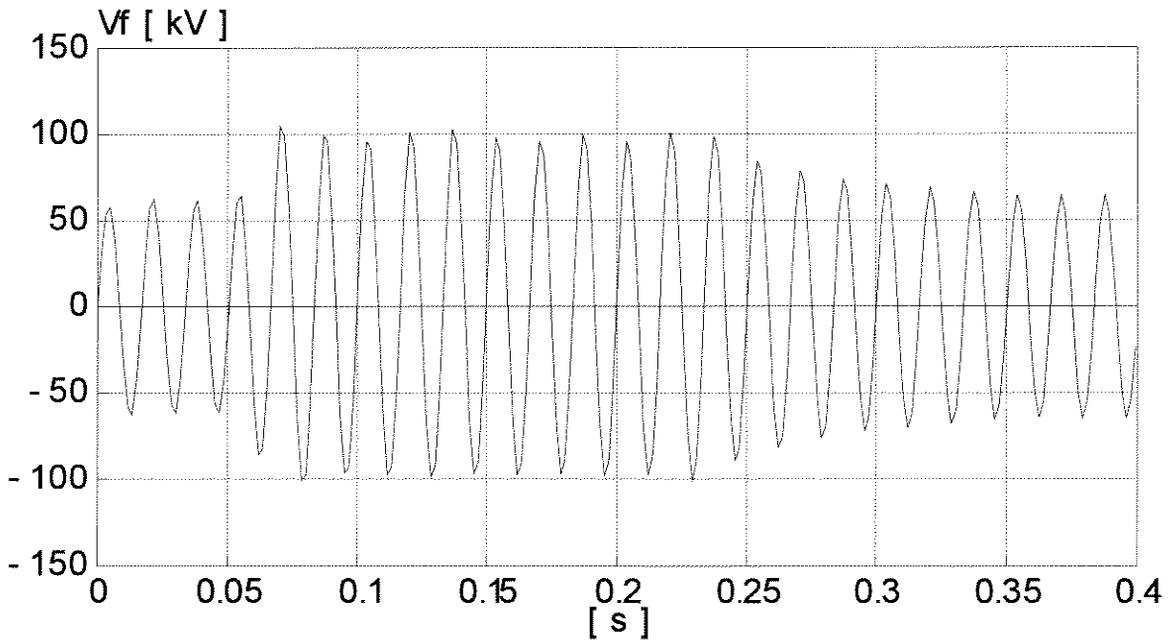


Figura 5.18 - Tensão no cabo pára-raios durante a partida do motor de 20 cv.

Uma situação comum que pode ocorrer durante a partida de um motor é a interrupção do processo de partida antes que este tenha se concretizado. Isto pode ocorrer devido a uma operação inadequada do usuário, uma sobrecarga mecânica no eixo do motor que o impede de acelerar e a atuação do relé de proteção, ou vários outros motivos. Nesse sentido apresenta-se a seguir os resultados de uma simulação de partida do motor de 20 cv na qual o motor é desligado antes da operação da chave centrífuga. Na figura 5.19 apresenta-se os resultados da tensão na carga durante a simulação da partida e desligamento do motor, estando o sistema com 80 kVA de carga. A figura 5.20 refere-se a mesma situação de chaveamento estando, nesse caso, o sistema com 40 kVA de carga.

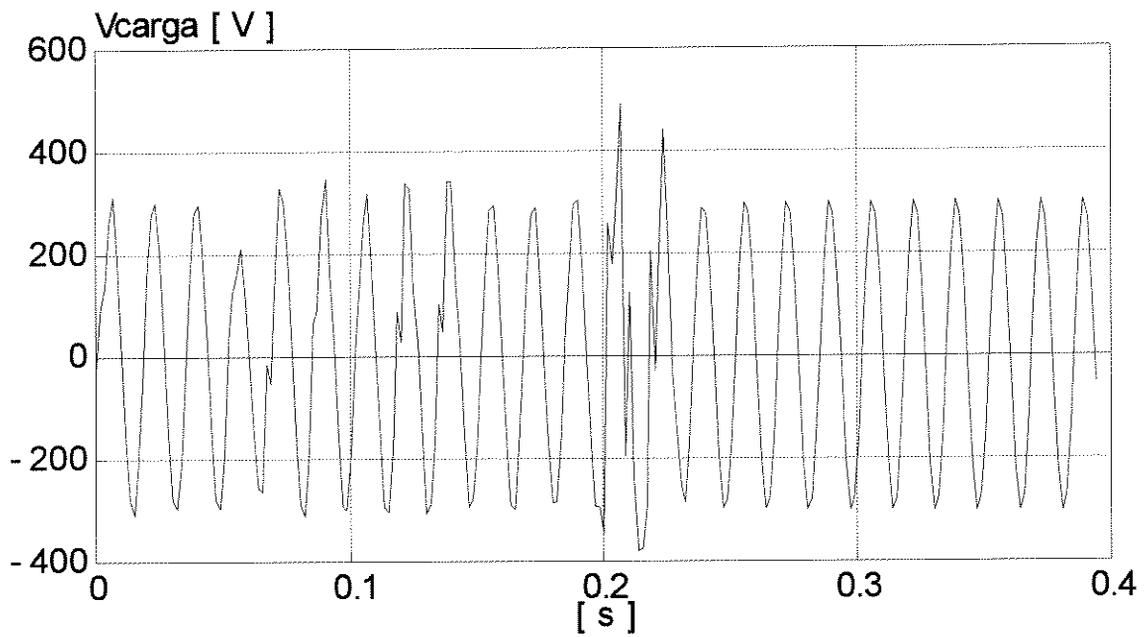


Figura 5.19 - Tensão na carga durante a partida e desligamento do motor. sistema com 80 kVA de carga

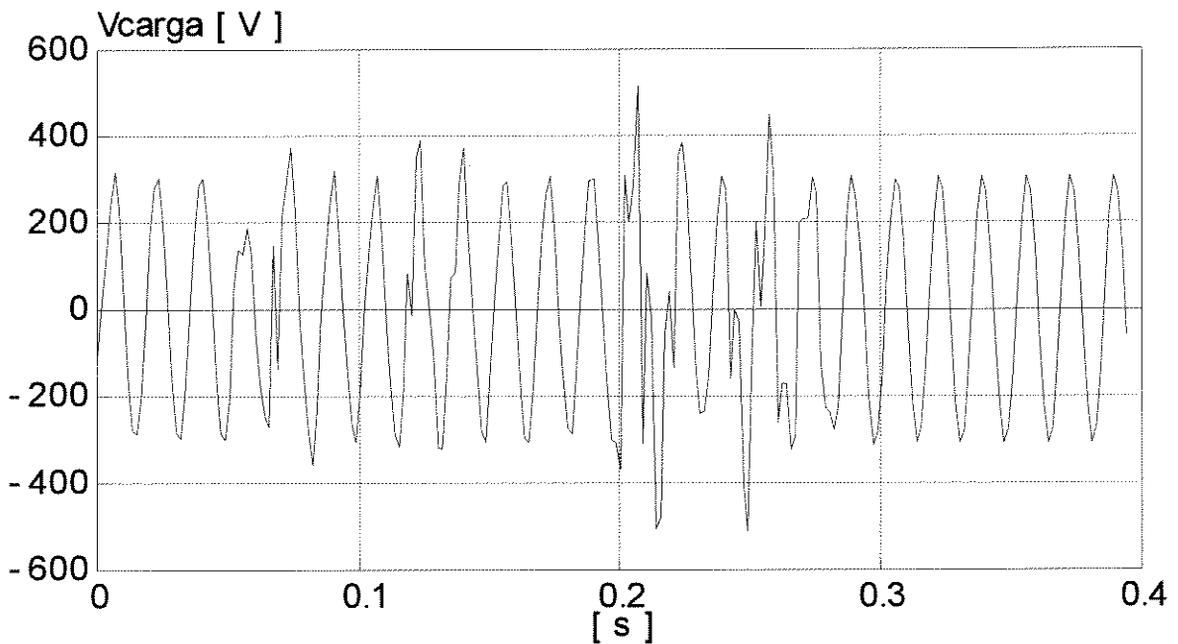


Figura 5.20 - Tensão na carga durante a partida e desligamento do motor. Sistema com 40 kVA de carga

As sobretensões transitórias mostradas nas figuras 5.19 e 5.20 estão associadas ao efeito de ferro-ressonância provocado pelo desligamento do motor. Estas serão minimizadas pelo pára-raios ZnO instalado junto ao transformador. Entretanto, esses pára-raios são limitados quanto ao número de operações e a duração da mesma. Nos casos onde operações de desligamento de cargas ou partidas de motores são mais frequentes, sendo considerável o porte destas cargas ou motores com relação à carga remanescente, a utilização de tubos de descarga é mais indicada para a proteção do transformador contra sobretensões.

A fim de comparar os efeitos de desligamento do motor durante a partida, mostra-se na figura 5.21 a tensão na carga quando um motor de 5 cv é desligado durante o processo de partida, sendo a carga remanescente do transformador de 40 kVA. Essa figura mostra que para motores menores as sobretensões transitórias também serão menores.

Considerando a possibilidade da chave fusível utilizada na proteção do transformador operar no momento da partida do motor, apresenta-se na figura 5.22, a tensão na linha monofásica quando esse fato ocorre. Nesse caso os pára-raios de proteção da mesma deverão atuar eliminando as sobretensões.

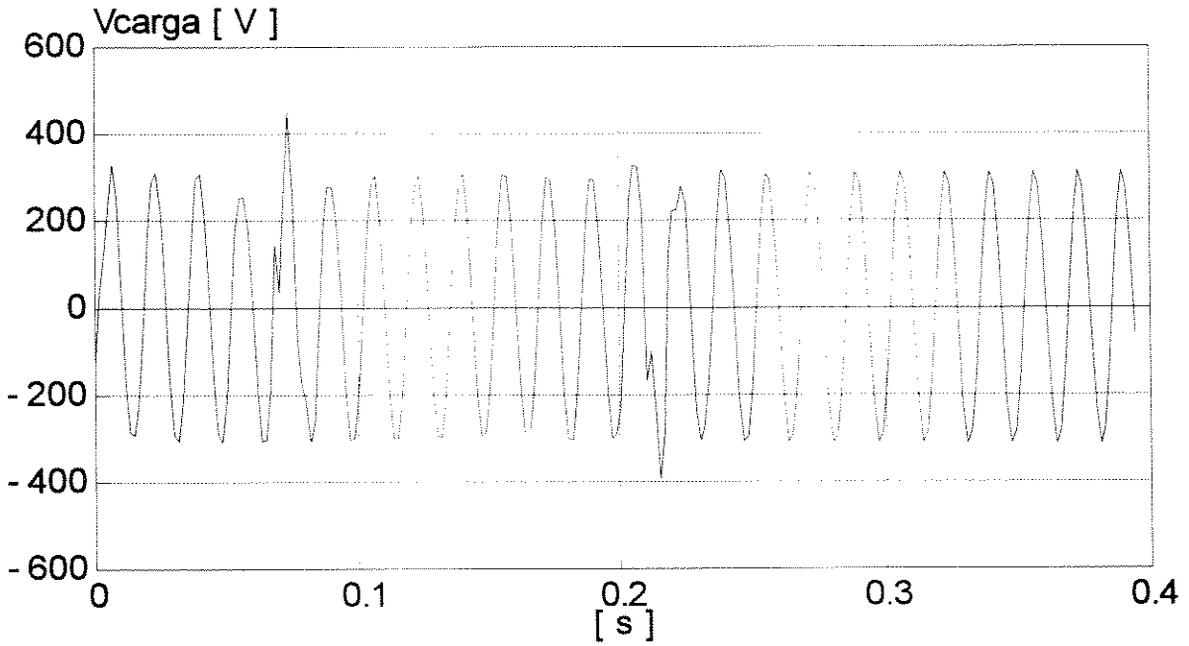


Figura 5.21 - Tensão na carga durante a partida e o desligamento de um motor de 5 cv. Sistema com uma carga de 40 kVA

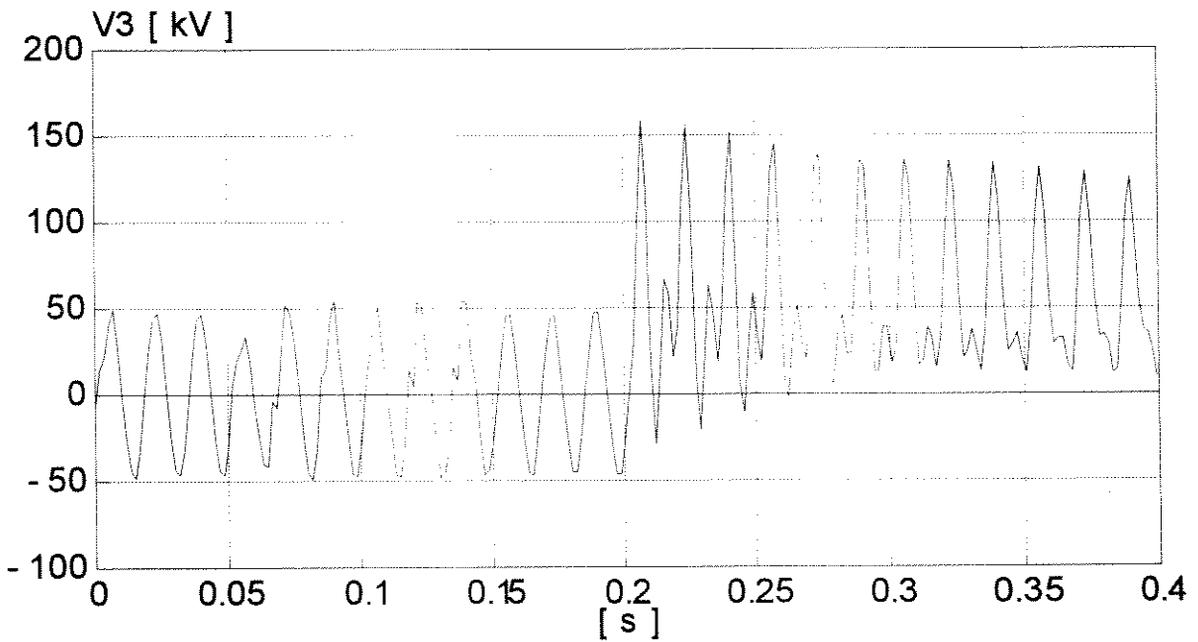


Figura 5.22 - Tensão na linha monofásica após a desconexão do transformador durante a partida do motor de 20 cv.

5.4 - DIVISOR DE TENSÃO CAPACITIVO

A potência reativa dos bancos de capacitores que compõem o divisor de tensão capacitivo cresce substancialmente com a elevação do nível da alta tensão da linha de transmissão. Desta forma, esta técnica de extração de potência se apresenta atrativa para linhas cujo nível da tensão de transmissão é mais baixo, tal como 138 kV ou menor. Entretanto, com finalidade de comparar os resultados obtidos através das simulações dessa alternativa com a utilização cabo pára-raios isolado, empregou-se para o dimensionamento do sistema as mesmas características básicas do sistema dimensionado no item anterior, que são: linha de transmissão de 500 kV; potência de plena carga 100 kVA; média tensão obtida pelo divisor de tensão, 34,5 kV e queda de tensão no indutor sintonizado a plena carga 34,5 kV.

A partir desses valores, pode-se determinar a capacitância equivalente do sistema:

$$C_o = \frac{100.000}{34,5^2 \cdot 377 \cdot 10^6} = 222,85 \text{ nF}$$

Com base no arranjo da figura 5.23, pode-se determinar os valores do banco de capacitores C_1 e C_2 :

$$C_1 = \frac{34,5}{500/\sqrt{3}} \cdot 222,85 = 26,63 \text{ nF}$$

$$C_2 = 222,85 - 26,63 = 196,22 \text{ nF}$$

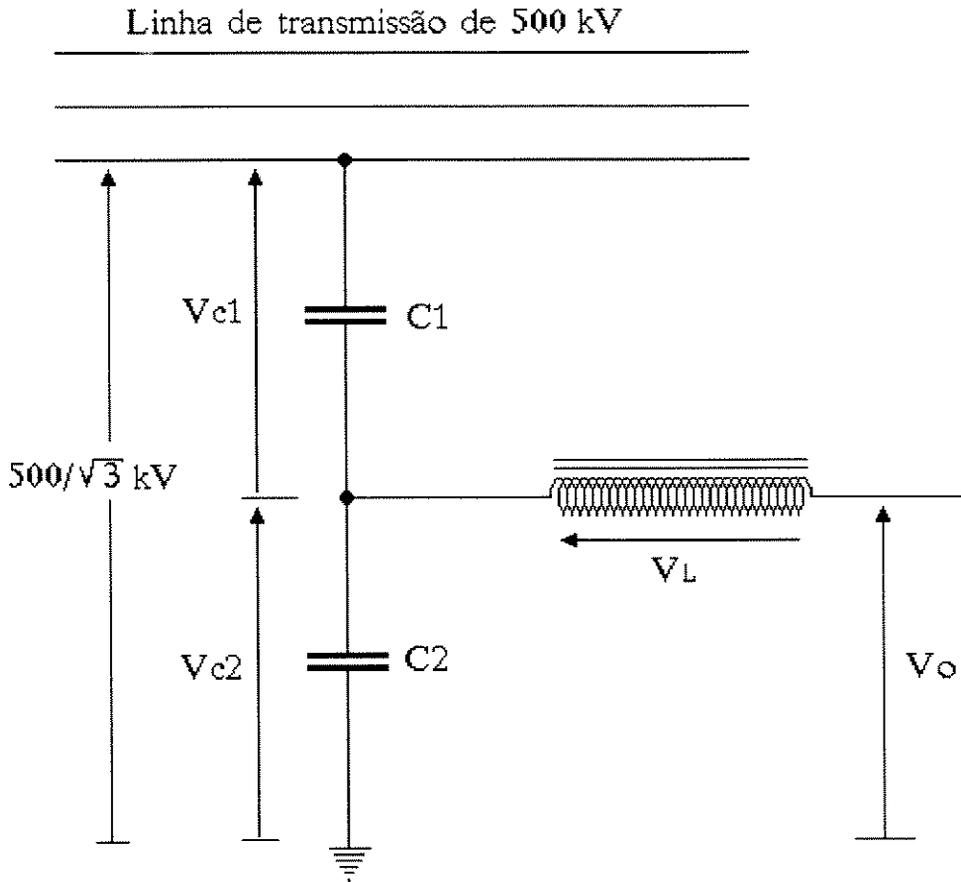


Figura 5.23 - Divisor de Tensão Capacitivo Conectado à Linha de 500 kV.

Para o cálculo da tensão sobre os bancos de capacitores, na condição de plena carga, considerou-se como condições limites do fator de potência a faixa compreendida entre 0,80 indutivo e 0,95 capacitivo. Portanto, as quedas de tensão sobre os bancos de capacitores para as condições limites de plena carga são determinadas por:

$$V_{C1} = \sqrt{34,5^2 + 288,67^2 + 2 \cdot 34,5 \cdot 288,67 \cdot \text{sen} 8,19^\circ} = 301,23 \text{ kV}$$

$$V_{C2} = \sqrt{34,5^2 + 34,5^2 + 2 \cdot 34,5 \cdot 34,5 \cdot \text{sen} 36,87^\circ} = 61,72 \text{ kV}$$

Para a composição dos bancos de capacitores C_1 e C_2 , optou-se por utilizar unidades de 13,8 kV. Dessa forma, o banco de capacitores C_1 será composto por 22 unidades de 40 kVAR cada e o banco de capacitores C_2 , por 5 unidades de 70 kVAR cada, todas conectadas em série.

Devido às aproximações feitas nos cálculos das unidades capacitivas que compõem os bancos de capacitores C_1 e C_2 , os parâmetros utilizados para o dimensionamento inicial sofrerão uma pequena alteração. Cada unidade de 70 kVAR apresenta uma capacitância (C_{n2}) de:

$$C_{n2} = \frac{70.000}{13.800^2 \cdot 377} = 975 \text{ nF}$$

Como são 5 unidades iguais em série, então a capacitância total do banco C_2 será:

$$C_2 = \frac{975}{5} = 195 \text{ nF}$$

Similarmente para o banco C_1 , tem-se:

$$C_1 = \frac{40.000}{13.800^2 \cdot 377 \cdot 22} = 25,32 \text{ nF}$$

Então, a capacitância equivalente do sistema será:

$$C_o = 25,32 + 195 = 220,32 \text{ nF}$$

A média tensão obtida através do divisor de tensão será:

$$V_o = \frac{25,32}{220,32} \cdot 288,67 = 33,17 \text{ kV}$$

Esses resultados mostram uma pequena redução nos valores de C_o e V_o .

Para compensar a redução desses parâmetros, mantendo a mesma potência da carga, a queda de tensão sobre o indutor deverá se elevar proporcionalmente. Portanto, a queda de tensão no indutor será:

$$V_L = \frac{100,00}{33,17 \cdot 377 \cdot 220,32 \cdot 10^{-6}} = 36,30 \text{ kV}$$

Considerando a possibilidade do sistema alimentar cargas motrizes, estas poderão causar sobrecargas temporárias devido ao elevado valor da corrente de partida. Nesse sentido, essas sobrecargas, causadas pela partida dos motores elétricos, são mais críticas, em termos de sobretensão proporcionada aos bancos de capacitores, para o banco de capacitores C_2 . Esse fato se deve ao baixo fator de potência indutivo da corrente de partida. Portanto, o limite de sobrecarga deve ser estabelecido em função da máxima sobretensão temporária suportável pelo banco C_2 . Tendo-se em conta que o tempo de partida dos motores trifásicos é, geralmente, inferior a 10 s, uma sobretensão de 150% em cada unidade do banco de capacitores C_2 é bastante aceitável. Considerando esse limite, a sobretensão total admissível sobre o banco de capacitores C_2 é de 103,5 kV. A partir desse

valor pode-se determinar a queda de tensão temporária no indutor sintonizado adotando-se, para tanto, uma condição extrema de fator de potência indutivo igual a 0,5. Portanto:

$$V_{L_{\max}} = 73,4 \text{ kV}$$

Esse valor de $V_{L_{\max}}$ define um coeficiente de sobrecarga temporária (K) de:

$$K = \frac{73,4}{36,3} \cong 2,0$$

Esse resultado mostra que a carga utilizada no item anterior é perfeitamente aceitável nesse sistema e as sobrecargas temporárias devido a partida de motores de até 20 cv não comprometerão os bancos de capacitores. Portanto, representou-se como carga para esse sistema o mesmo modelo utilizado na figura 5.13.

Como no item anterior, o indutor sintonizado deve possuir uma característica de magnetização aproximadamente linear dentro da sua faixa limite de operação, que corresponde à máxima sobrecarga admissível. Nesse sentido, a sugestão é a mesma do item anterior, utilizar um indutor com núcleo de ferro e um pequeno entreferro que garanta a linearidade necessária. A indutância é determinada a partir da capacitância equivalente C_o do sistema de acoplamento.

$$L = \frac{1}{377^2 \cdot 220,32 \cdot 10^{-9}} = 31,93 \text{ H}$$

A potência do indutor é determinada por:

$$S_{\text{ind}} = \frac{36,30^2 \cdot 10^3}{377 \cdot 31,93} = 109,46 \text{ kVAR}$$

Similarmente, como no item anterior, utilizar-se-á uma potência de 112,5 kVAR para o indutor, que é o valor mais próximo das potências padronizadas para transformadores. As características do indutor são mostradas na tabela 5.10.

Indutor Sintonizado				
P_n (kVAR)	V_{Ln} (kV)	V_{Lmax} (kV)	L (H)	entreferro (%)
112,5	36.80	73,40	31,93	0,4

Tabela 5.10 - Característica do Indutor Sintonizado.

A figura 5.24 mostra o sistema de extração de potência utilizando o divisor de tensão capacitivo. Nesse sistema considerou-se as mesmas cargas e a linha monofilar do sistema da figura 5.13 alterando somente o sistema de extração de potência.

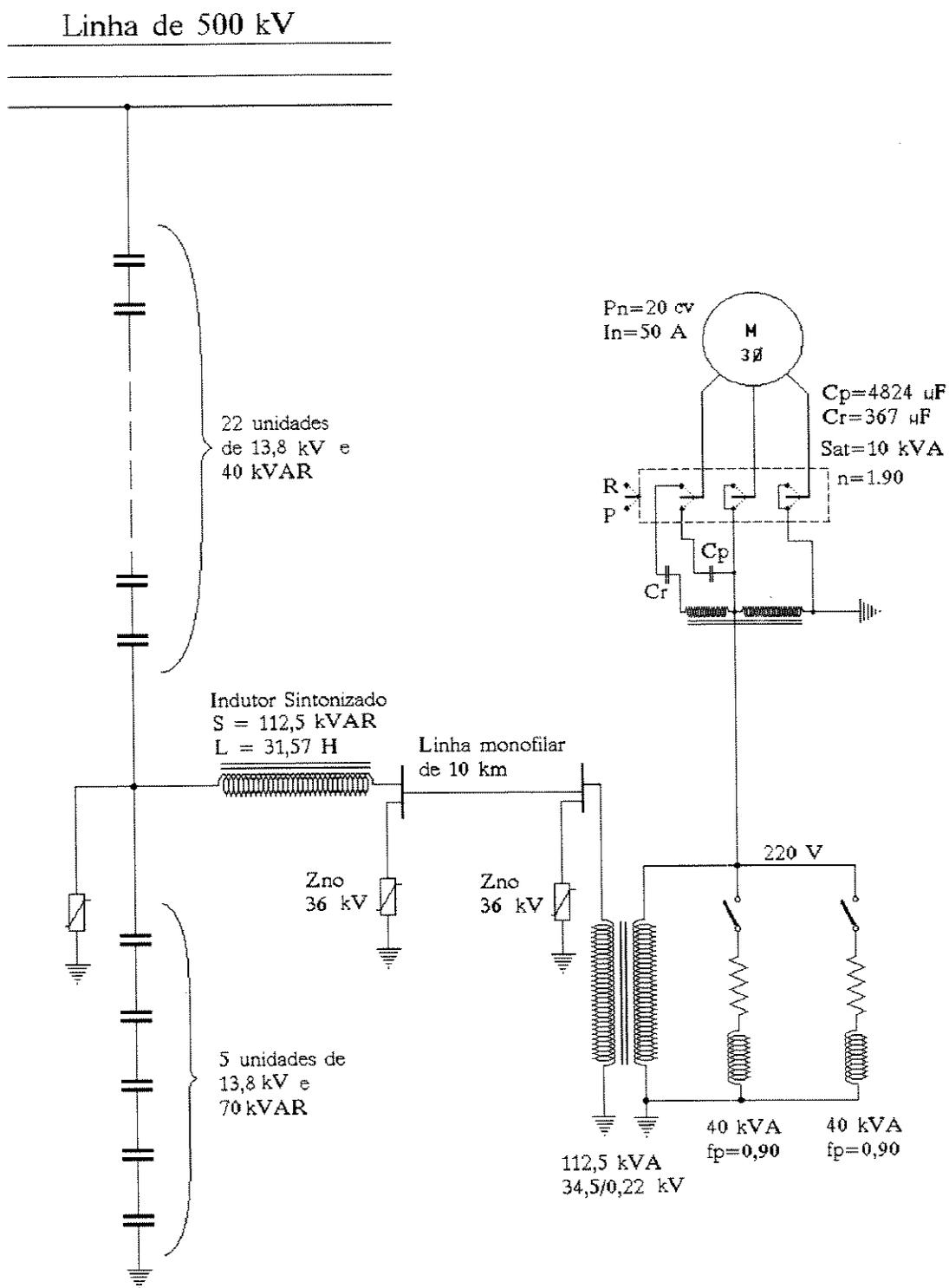


Figura 5.24 - Sistema de 100 kVA Empregando o Divisor de Tensão Capacitivo em uma Linha de 500 kV.

5.4.1 - Operação em Regime Permanente

A análise do comportamento do sistema de extração de potência através do divisor de tensão capacitivo, apresentado na figura 5.24, em regime permanente, foi realizada pelos resultados da simulação digital de alguns casos típicos. Nessas simulações, observou-se as quedas de tensão nos bancos de capacitores V_{C1} e V_{C2} que, segundo as características próprias da carga que se pretende alimentar, é mais crítica para o banco C_2 , a queda de tensão e a corrente no indutor sintonizado, a queda de tensão e a corrente na carga (no secundário do transformador).

A simulação em regime permanente baseou-se em alguns casos típicos, objetivando evidenciar os limites de sobrecargas e comprovar os resultados obtidos através do projeto.

Caso 1

Nesse caso, considerou-se somente o divisor e o indutor sintonizado conectados ao sistema. Dessa forma, com a corrente nula no indutor, poder-se-á verificar a média tensão obtida (V_o).

Caso 2

Acrescenta-se ao sistema simulado anteriormente, uma linha monofilar conectada após o indutor sintonizado. Dessa forma, pode-se visualizar o efeito da corrente de carregamento da linha monofilar isoladamente.

Caso 3

A fim de verificar, passo a passo, os efeitos de cada equipamento no sistema, inclui-se, nesse caso, o transformador monofásico sem carga na extremidade da linha

monofilar. Verifica-se pelos resultados da tabela 5.11 que a corrente no indutor sintonizado (I_L) foi reduzida comprovando o efeito de compensação de reativos obtido pela linha monofilar.

Nos casos a seguir, efetuou-se algumas simulações do sistema da figura 5.24 em diferentes condições de carga.

Caso 4

Simulou-se, nessa situação, o sistema suprindo uma carga típica de iluminação e aquecimento de 40 kVA com fator de potência 0,90 indutivo, conectada ao secundário do transformador.

Caso 5

A carga simulada no caso anterior é alterada para 80 kVA, mantendo o mesmo fator de potência.

Caso 6

Acrescentou-se, nesse caso, à carga do caso anterior, o motor de 20 cv na condição de regime permanente.

Caso 7

Para a simulação da condição mais crítica referente às sobrecargas temporárias, considerou-se, nesse caso, o motor de 20 cv na condição de partida, juntamente com a carga de 80 kVA.

Os resultados das simulações desses casos são mostrados na tabela 5.11, de onde verifica-se que os limites de queda de tensão no indutor sintonizado e nos bancos de capacitores não são atingidos em função da compensação parcial de reativos proporcionada pela linha monofilar. Portanto, quanto ao aspecto de operação em regime permanente pode-

se assegurar a operacionalidade do sistema da figura 5.24 com uma certa margem de segurança.

Caso	V_{C1} (kV)	V_{C2} (kV)	V_L (kV)	I_L (A)	V_2 (kV)	V_3 (kV)	V_C (V)	I_C (A)
1	255,50	33,18	0	0	-	-	-	-
2	266,29	22,39	10,78	0,90	33,17	33,18	-	-
3	264,16	24,52	8,67	0,72	33,17	33,17	221,12	0
4	254,94	33,73	13,69	1,14	33,10	33,08	220,12	181,99
5	242,95	45,73	26,83	2,23	33,03	32,98	219,29	362,48
6	241,48	47,20	32,34	2,69	32,99	32,94	219,01	429,48
7	213,30	75,37	57,02	4,74	32,88	32,79	217,36	766,50

Tabela 5.11 - Resultados da Simulação em Regime Permanente do Sistema da Figura 5.24.

5.4.2 - Comportamento em Regime Transitório

O divisor de tensão capacitivo apresenta uma característica muito semelhante ao cabo pára-raios isolado, esse fato pode ser comprovado pelos resultados apresentados na tabela 5.11. De modo que, as perturbações transitórias devido às situações de chaveamentos de cargas ocorrem também de forma muito semelhante. Entretanto, para esse tipo de sistema, os maiores cuidados, em termos de sobretensões transitórias, deverão recair sobre o comportamento da queda de tensão sobre o banco de capacitores C_2 .

No capítulo anterior concluiu-se que a condição de chaveamento mais crítica, dava-se na operação de desligamento das cargas supridas pelo sistema, de tal forma que, as sobretensões transitórias seriam tão mais acentuadas quanto maior fosse o valor da carga desconectada e menor fosse o valor da carga remanescente. Portanto, analisa-se, a seguir, o comportamento da queda de tensão sobre o banco de capacitores C_2 em situações de desligamento de cargas. Para a simulação dessa condição não se considerou os pára-raios mostrados na figura 5.24, a fim de que os picos de sobretensão ficassem evidentes.

Na figura 5.25 mostra-se o resultado da simulação do sistema a plena carga quando o motor de 20 cv, na condição de regime, é desligado do sistema. A desconexão do motor foi realizada quando a corrente no lado monofásico do conversor assumir um valor nulo após 100 ms do início da simulação. Nessa figura, nota-se a redução da tensão devido a redução de carga, sem alguma perturbação transitória expressiva, pois o excedente de energia do circuito sintonizado, é rapidamente dissipado nas cargas remanescentes.

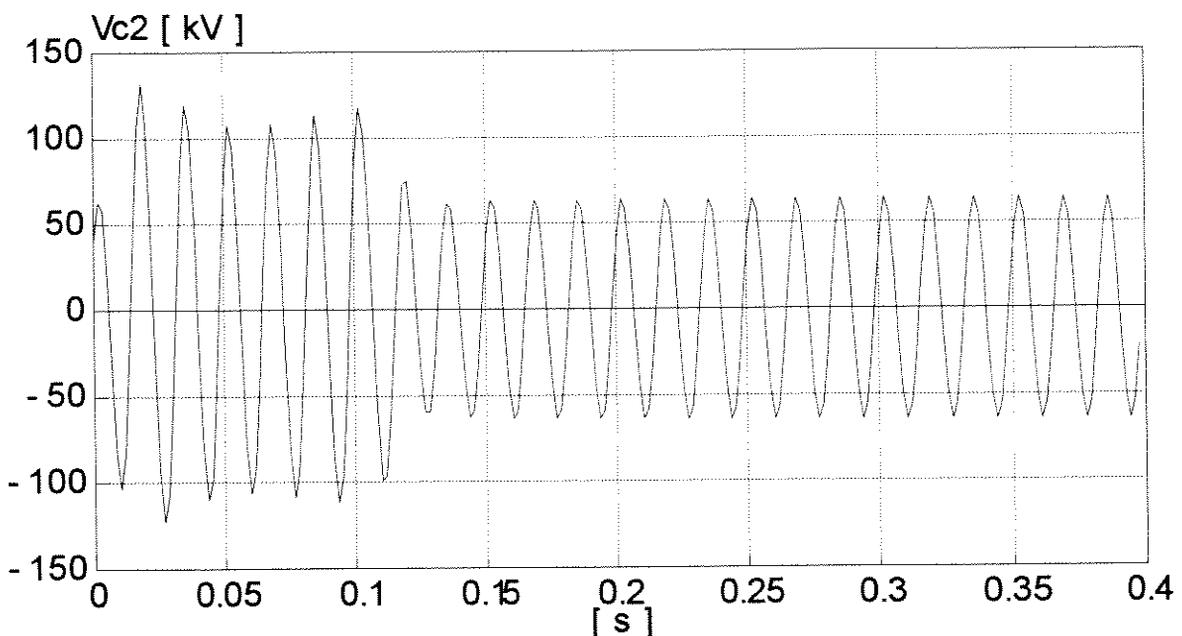


Figura 5.25 - Queda de Tensão no Banco de Capacitores C_2 durante a Desconexão do Motor de 20 cv.

A figura 5.26 mostra o comportamento da tensão no banco de capacitores C_2 quando toda a carga é desligada, através da desconexão do primário do transformador. Nesse caso, considerou-se o motor de 20 cv na condição de partida.

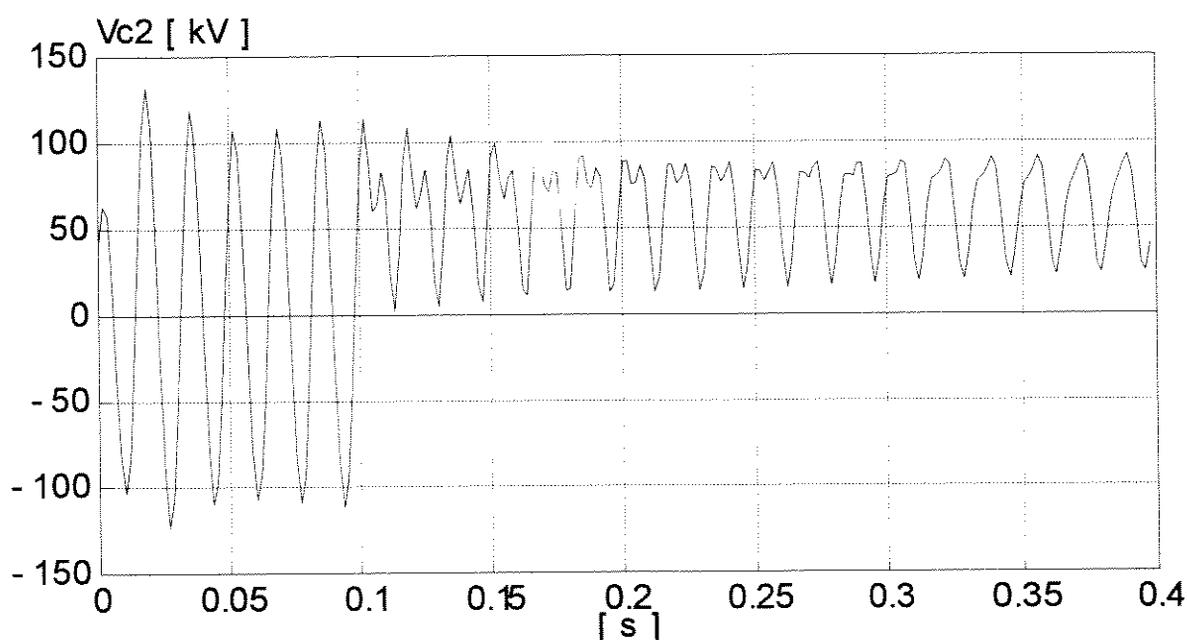


Figura 5.26 - Queda de Tensão no Banco de Capacitores C_2 durante a Desconexão do Transformador.

5.5 - CABO PÁRA-RAIOS ENERGIZADO EM MÉDIA TENSÃO

Nesse dimensionamento, adotou-se para a média tensão aplicada ao cabo pára-raios o valor de 34,5 kV. Dessa forma, os transformadores de média/baixa tensão e a linha monofásica serão semelhantes, permitindo uma melhor comparação entre esses sistemas alternativos. Adotou-se ainda uma distância de 100 km entre a subestação

transformadora de alta/média tensão e o ponto de conexão do cabo pára-raios com a carga. O sistema adotado para o dimensionamento foi o sistema monofásico com retorno pelo solo, que é o que mais se assemelha aos sistemas anteriores.

Isolando o cabo pára-raios "R" da torre de transmissão (mostrada na figura 5.12) a tensão induzida no mesmo é de 34,38 kV e a capacitância equivalente devido ao acoplamento capacitivo com os demais condutores da linha e a terra é de 6,50 nF/km. De acordo com o exposto no capítulo III, para esse tipo de torre de transmissão deve-se energizar o cabo pára-raios, no caso o condutor "R", com uma tensão cujo o ângulo de fase seja igual ao da fase diametralmente oposta (no caso a fase "C") mais 180°, para minimizar o efeito da variação de tensão em função da condição de carregamento da linha de transmissão de 500 kV.

O dimensionamento do banco de capacitores anti-ferro-ressonante, necessário a esse sistema, foi realizado tomando como base os resultados das simulações de ferro-ressonância apresentados no item 3.6.1 do capítulo III. Os resultados de simulações de transitórios devido ao desligamento do disjuntor alimentador do cabo pára-raios, permitiram determinar um banco de capacitores de 3,20 μF , como sendo o menor valor, a partir do qual pode-se prevenir o fenômeno da ferro-ressonância. Entretanto, como já constatado no capítulo III, esse valor poderá ser reduzido para 0,60 μF se uma pequena carga, em torno de 10 kW, ficasse ligada permanentemente ao sistema. Mesmo assim, a potência desse banco seria superior ao valor que se propõe transmitir (100 kVA). Nesse caso, o sistema não se mostrou viável para a transmissão da referida potência a uma distância de 100 km. A transmissão de tal potência nesse sistema de 500 kV, via cabo pára-raios energizados em

34,5 kV, seria viável para uma extensão de até 15 km. Com essa extensão, o banco de capacitores, considerando uma carga de 10 kW ligada ao sistema, seria de 0,20 μ F.

Entretanto, para dar continuidade ao dimensionamento proposto, admitir-se-á que o banco de transformadores seja instalado junto à subestação de alta/média tensão, de forma a não sobrepor à potência de carga no cabo pára-raios, e que o transformador de alta/média tensão disponível na subestação possua potência suficiente para suprir o banco de capacitores e a carga.

A figura 5.27 mostra o sistema de transmissão através do cabo pára-raios energizado em média tensão (34,5 kV) empregado nas simulações a seguir. Nesse sistema, empregou-se o mesmo modelo de carga utilizado nas simulações anteriores. Com relação ao transformador de alta/média tensão, considerou-se a disponibilidade deste em uma potência suficientemente grande para suprir as cargas e o banco de capacitores anti-ferro-ressonante, ou seja, superior a 1,5 MVA.

5.5.1 - Operação em Regime Permanente

A análise em regime permanente do sistema da figura 5.27 foi realizada como nos sistemas anteriores, fazendo-se a simulação digital de alguns casos com variações na potência de carga. Nesse sistema, devido a maior extensão do cabo pára-raios isolado, o acoplamento indutivo deste com os demais condutores da linha é mais pronunciado. Nesse acoplamento, a tensão induzida é proporcional à corrente na linha de 500 kV e adicionar-se-á vetorialmente à tensão induzida pelo acoplamento capacitivo e à queda de tensão devido à corrente de carga. Sobre esse aspecto, esse efeito poderá ser analisado considerando a

linha principal com carga e sem carga alternadamente. Para a carga da linha de 500 kV, adotou-se o mesmo valor de carga utilizado no capítulo III (1000 MVA com um fator de potência 0,90 indutivo).

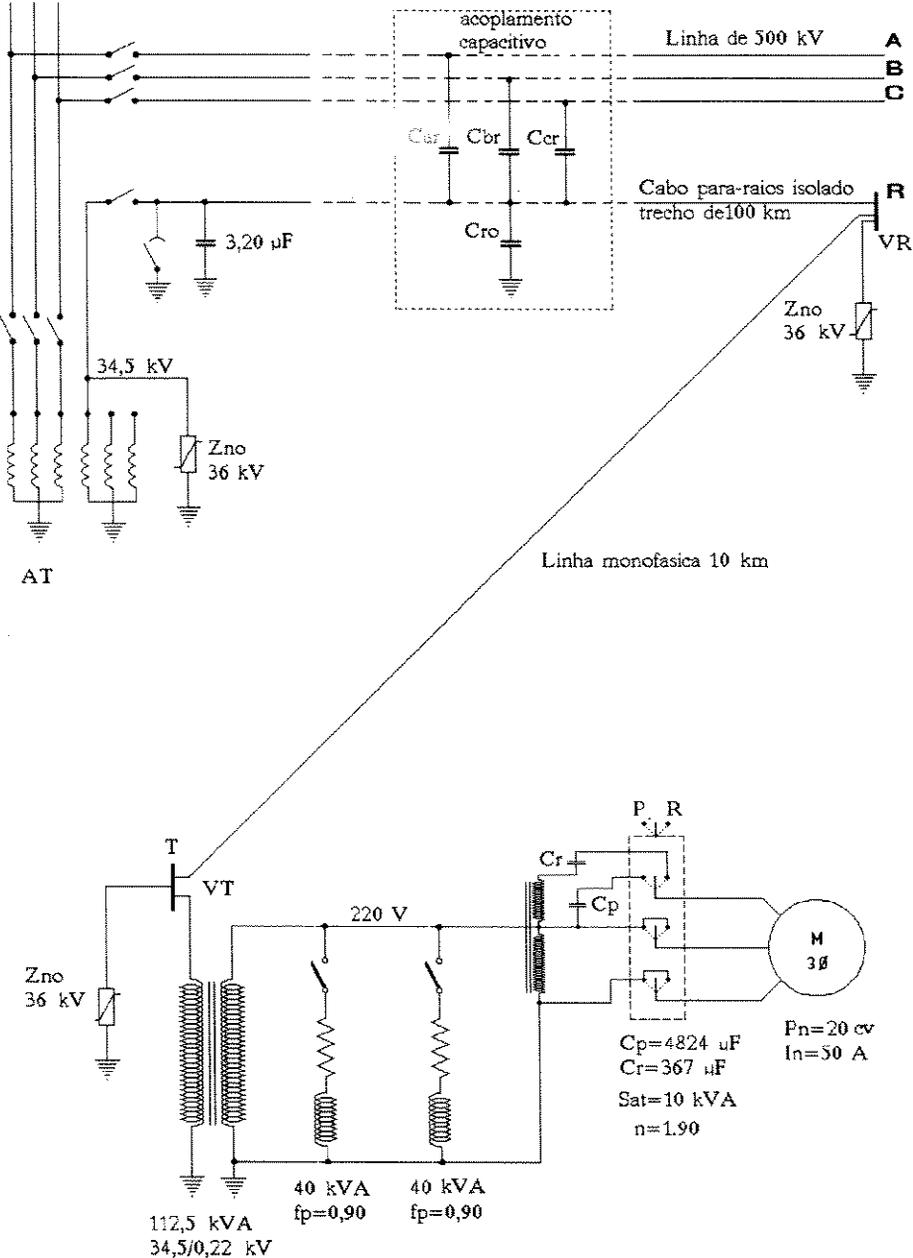


Figura 5.27 - Cabo Pára-Raios Isolado Energizado em 34,5 kV

Nas simulações dos casos a seguir, determinaram-se as tensões nas barras "R" (V_R) e "T" (V_T), a tensão e a corrente na carga (V_c e I_c).

Caso 1

O primeiro caso simulado, refere-se à situação do sistema sem o transformador de média/baixa tensão ligado.

Caso 2

Nesse segundo caso, o transformador sem carga é conectado ao sistema.

Caso 3

Acrescenta-se, nesse caso, uma carga de 40 kVA com um fator de potência 0,90 indutivo ao secundário do transformador.

Caso 4

A carga no transformador é, nesse caso, de 80 kVA com fator de potência 0,90 indutivo

Caso 5

Nesse caso, adiciona-se à carga de 80 kVA o motor de 20 cv na condição de regime.

Caso 6

Para finalizar, nesse caso, considerou-se o motor na condição de partida (rotor bloqueado). Os resultados dessas simulações são apresentados na tabela 5.12, para a condição sem carga na linha principal (linha de 500 kV), e na tabela 5.13 para a condição de plena carga na linha principal.

Linha Principal Sem Carga				
Caso	V_R (kV)	V_T (kV)	V_C (V)	I_C (A)
1	34,31	34,32	-	-
2	34,29	34,29	220,56	00
3	33,84	33,82	217,28	179,58
4	33,41	33,37	214,11	353,90
5	33,24	33,20	213,01	405,92
6	32,51	32,43	207,53	720,30

Tabela 5.12 - Simulação em Regime Permanente do sistema da Figura

5.27. Linha Principal sem carga

Linha Principal Com Carga				
Caso	V_R (kV)	V_T (kV)	V_C (V)	I_C (A)
1	34,31	34,32	-	-
2	34,29	34,29	220,55	00
3	33,84	33,82	217,26	179,56
4	33,40	33,36	214,07	353,84
5	33,24	33,20	212,96	405,83
6	32,50	32,42	207,48	720,13

Tabela 5.13 - Simulação em Regime Permanente do sistema da Figura 5.27. Linha Principal com carga

Comparando os resultados das tabelas 5.12 e 5.13, nota-se que a condição de carga na linha principal praticamente não apresenta nenhuma influência na linha de média tensão, constituída pelo cabo pára-raios. Essa pequena influência da condição de carga na linha principal é devido à escolha do ângulo de fase da tensão aplicada ao cabo pára-raios (em oposição de fase à fase C), como sugere o capítulo III.

5.5.2 - Operação em Regime Transitório

O comportamento do sistema da figura 5.27 em situações transitórias de chaveamentos é muito semelhante aos sistemas de média tensão usuais, diferenciando-se, principalmente, pelo fato de haver um acoplamento com a linha principal. Com relação a isso, destaca-se o efeito de ferro-ressonância que surge quando se desconecta o cabo pára-raios do transformador de alta/média tensão. Nessa situação o efeito de ferro-ressonância causado pela tensão residual no cabo pára-raios pode ser realimentado pela tensão induzida devida ao acoplamento capacitivo, aumentando o tempo de duração da condição de saturação do transformador. Sob esse aspecto, de acordo com o que foi exposto no capítulo III, é necessário a utilização de bancos de capacitores anti-ferro-ressonantes. Esses bancos de capacitores tem a função de atuar como um divisor de tensão para a tensão induzida, reduzindo o valor dessa a fim evitar a realimentação do fenômeno.

Para comprovar a eficiência dos bancos de capacitores anti-ferro-ressonantes apresentam-se, a seguir, os resultados das simulações de ferro-ressonância no sistema da figura 5.27. Nessas simulações, considerou-se a pior condição para se obter o efeito de ferro-ressonância que corresponde ao transformador de média/baixa tensão sem carga e máxima tensão residual no instante da desconexão do transformador de alta/média tensão. A máxima tensão residual é obtida fazendo com que a chave de desconexão faça a interrupção de corrente quando a esta atingir um valor nulo.

Nas figuras 5.28 e 5.29 mostram-se a tensão e a corrente no primário do transformador de média/baixa tensão, durante a simulação de ferro-ressonância do sistema da figura 5.27, sem a utilização do banco de capacitores anti-ferro-ressonante (C_f) e sem os

pára-raios mostrados nesse sistema. Notam-se nessas figuras que as oscilações atingem um elevado nível de sobretensão e que provoca a saturação do transformador. Essa situação pode ser mantida por um período de tempo bastante elevado, dependendo do valor da tensão induzida e da indutância de magnetização de saturada do transformador.

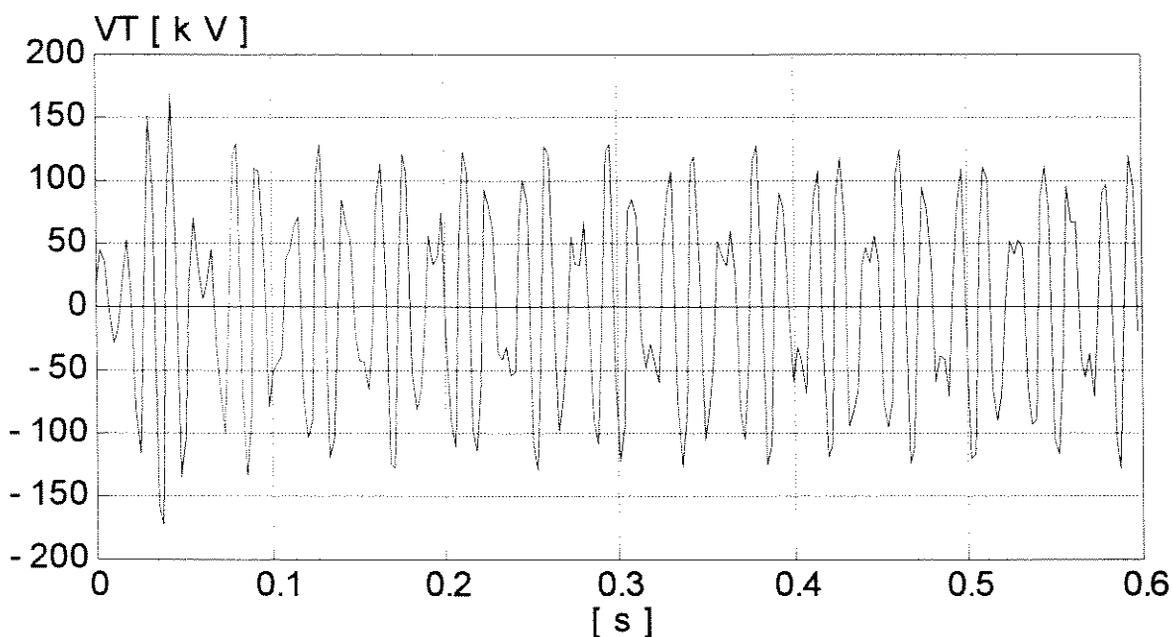


Figura 5.28 - Tensão no Transformador de Baixa Tensão na Simulação de Ferro-ressonância

A corrente de magnetização no transformador de carga, mostrada na figura 5.29, evidencia a condição de saturação do transformador de baixa tensão.

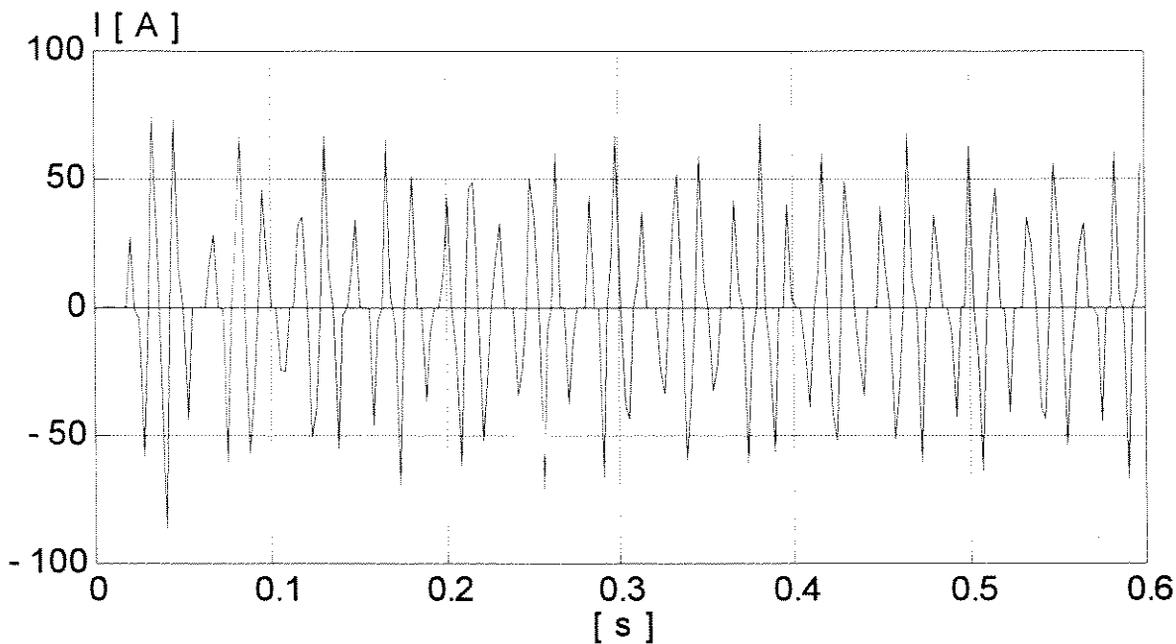


Figura 5.29 - Corrente no Transformador de Baixa Tensão na Simulação de Ferro-Ressonância

Similarmente, as figuras 5.30 e 5.31 mostram a tensão e corrente no transformador de média/baixa obtidas em uma simulação de ferro-ressonância semelhante, considerando o banco de capacitores (C_f) de $3,20 \mu\text{F}$ ligado ao cabo pára-raios junto a subestação de alta/média tensão. Nessas figuras verifica-se que a tensão induzida, agora reduzida pelo banco de capacitores de $3,20 \mu\text{F}$, não realimenta a ferro-ressonância. Assim, a condição de saturação do transformador irá reduzindo a medida que a tensão residual vai decaindo.

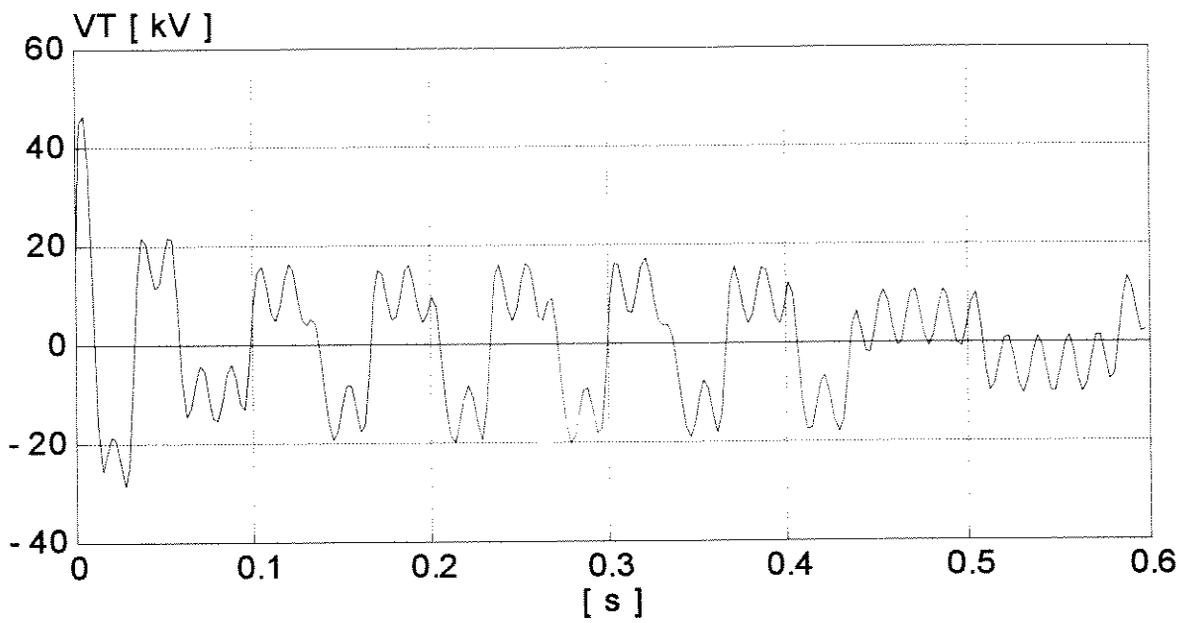


Figura 5.30 - Tensão no Transformador durante a Simulação de Ferro-Ressonância com o Banco de Capacitores de 3,20 μ F .

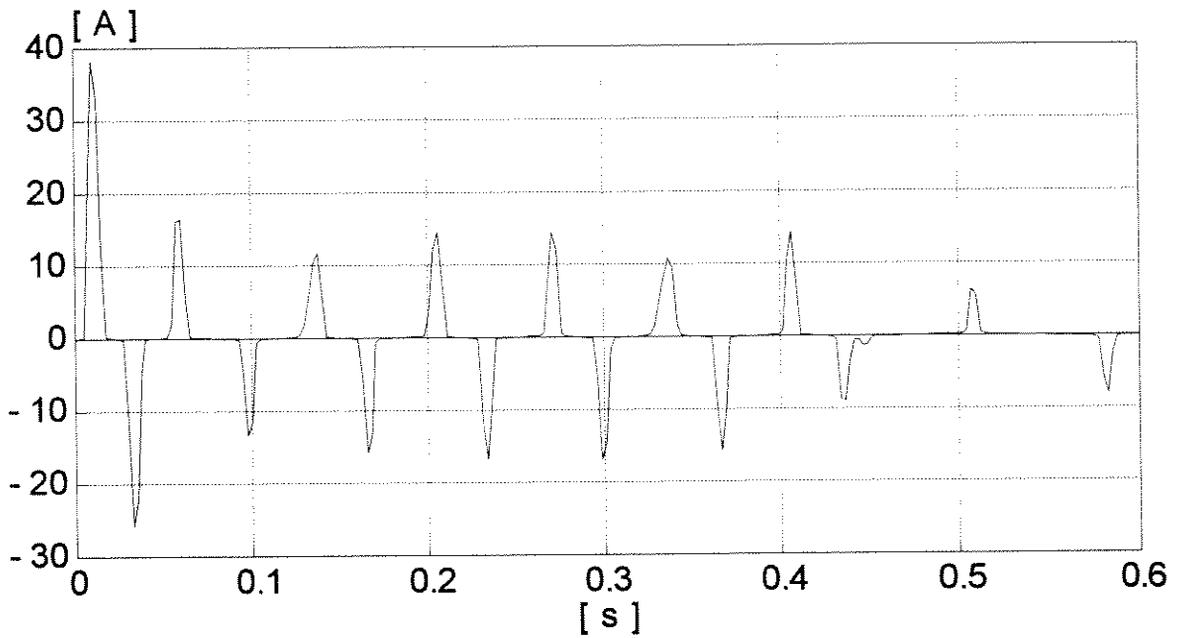


Figura 5.31 - Corrente no Transformador durante a Simulação de Ferro-Ressonância com o Banco de Capacitores de 3,20 μ F .

5.6 - ASPECTOS ECONÔMICOS

Um assunto de grande importância e que merece ser focado neste capítulo refere-se à avaliação financeira dos sistemas alternativos dimensionados. Embora não se pretenda quantificar o retorno financeiro de tal investimento, principalmente porque existe o aspecto social da questão, que é difícil de ser mensurado, é possível comparar uma e outra alternativa através da avaliação dos investimentos iniciais. Nesse sentido, com base nos sistemas dimensionados, apresenta-se uma análise sucinta dos investimentos iniciais para cada um desses sistemas. Convém salientar que os resultados apresentados, embora ilustrativos, não estão associados ao melhor desempenho de cada sistema. Desta forma, os números deverão indicar a melhor opção de sistema para o tipo de linha de transmissão e potência de carga a ser suprida.

O levantamento de custos de cada sistema foi realizado tomando como base alguns valores típicos de equipamentos padronizados disponíveis no mercado, e outros, obtidos através da empresa concessionária local.

O custo de uma linha monofásica de 34,5 kV com dois condutores é da ordem de US\$ 3.380,00 por quilômetro. A utilização da linha monofásica com dois condutores possibilita estabelecer o retorno metálico eliminando, dessa forma, sistemas de aterramento no ponto de consumo. Os sistemas de aterramentos necessários serão aqueles mesmos localizados juntos às estruturas das torres de transmissão e na subestação de alta/média tensão, pois estes deverão admitir a corrente de retorno pelo solo da ordem de 3,0 A sem nenhuma inconveniência. De fato, as resistências de aterramentos típicas para essas subestações transformadoras e torres de transmissão estão abaixo de 1,0 ohm, o que

assegura uma tensão de malha de terra para um ponto remoto menor que 50 V. Portanto, com a utilização da linha monofásica com dois condutores, não se necessita de nenhum custo adicional para o sistema de aterramento.

De acordo com a referência [1], o custo adicional para isolação de dois cabos pára-raios, utilizando isoladores equipados com hastes centelhadoras, para uma tensão de 20 kV, em uma linha de transmissão de 161 kV, está em torno de US\$ 300,00 por quilômetro (incluindo mão de obra e equipamentos). Os sistemas dimensionados neste capítulo, que estão associados ao cabo pára-raios isolado, utilizam apenas um cabo isolado, por outro lado, esse cabo deverá ser isolado para um nível de tensão maior. Em face disto, adotou-se o valor de US\$ 200,00 por quilômetro como referência para o cálculo da isolação do cabo pára-raios.

Para a estimativa de custo do transformador monofásico de 112,5 kVA e 34,5/0,22 kV, adotou-se como referência o valor de um transformador de 37,5 kVA, mais disponível do ponto de vista comercial. Esse valor é da ordem de US\$ 1.700,00 a unidade. A unidade de 112,5 kVA poderá ser composta por três unidades de 37,5 kVA e seu custo será em torno de US\$ 5.100,00.

Com relação aos bancos de capacitores que compõem o divisor de tensão capacitivo e o banco de capacitores anti-ferro-ressonante, estes foram avaliados através de unidades de 13,8 kV cujo custo está em torno de US\$ 10,00 por kVAR.

O indutor sintonizado pode ser avaliado, como relata-se no capítulo IV, como um transformador em que se considera apenas o enrolamento primário, no qual o ajuste da indutância e conseqüente linearização da característica de magnetização é obtido através da inserção de um pequeno entreferro no circuito magnético. Dessa forma, o custo

do indutor sintonizado deverá estar em torno do custo do transformador monofásico de mesma potência. Os demais equipamentos foram avaliados pelos preços de mercado obtidos em empresas locais.

A tabela 5.14 apresenta o levantamento de custos do sistema de extração de potência através do acoplamento capacitivo com o cabo pára-raios isolado, mostrado na figura 5.13. As tabelas 5.15 e 5.16 apresentam, respectivamente, a avaliação de investimentos para os sistemas que utilizam o divisor de tensão capacitivo (figura 5.24) e o cabo pára-raios energizado em média tensão (figura 5.27).

Descrição	Quantidade	Custo/Unidade US\$	Custo Total US\$
Isolamento do cabo pára-raios	35 km	200,00	7.000,00
Linha Monofásica de 34,5 kV	10 km	3.380,00	33.800,00
Indutor Sintonizado de 112,5 kVA e 34,5 kV	1	5.100,00	5.100,00
Transformador Monofásico de 112,5 kVA e 34,5/0,22 kV	1	5.100,00	5.100,00
Pára-Raios ZnO 36 kV	2	65,00	130,00
Pára-Raios ZnO 96 kV	1	90,00	90,00
Total Geral	-	-	51.220,00
Total/kVA	-	-	512,20

Tabela 5.14 - Avaliação de Custos do Sistema da Figura 5.13.

Descrição	Quantidade	Custo/Unidade US\$	Custo Total US\$
Banco de Capacitores C ₁ - Unidades de 13,8 kV e 40 kVAR	22	400,00	8.800,00
Banco de Capacitores C ₂ - Unidades de 13,8 kV e 70 kVAR	5	700,00	3.500,00
Linha Monofásica de 34,5 kV	10 km	3.380,00	33.800,00
Indutor Sintonizado de 112,5 kVA e 34,5 kV	1	5.100,00	5.100,00
Transformador Monofásico de 112,5 kVA e 34,5/0,22 kV	1	5.100,00	5.100,00
Pára-Raios ZnO 36 kV	2	65,00	130,00
Pára-Raios ZnO 96 kV	1	90,00	90,00
Total Geral	-	-	56.520,00
Total/kVA	-	-	565,20

Tabela 5.15 - Avaliação de Custos do Sistema da Figura 5.24.

Descrição	Quantidade	Custo/Unidade US\$	Custo Total US\$
Isolamento do Cabo Pára-Raios	100 km	200,00	20.000,00
Banco de Capacitores Anti-Ferro-Ressonante - Unidades de 480 kVAR e 13,8 kV	3	4.800,00	14.400,00
Linha Monofásica de 34,5 kV	10 km	3.380,00	33.800,00
Transformador Monofásico de 112,5 kVA e 34,5/0,22 kV	1	5.100,00	5.100,00
Pára-Raios ZnO 36 kV	3	65,00	195,00
Total Geral	-	-	73.075,00
Total/kVA	-	-	730,75

Tabela 5.16 - Avaliação de Custos do Sistema da Figura 5.27.

Nas tabelas 5.14, 5.15 e 5.16, nota-se que a linha monofásica de 34,5 kV é o item mais expressivo em relação ao custo dos demais componentes dos sistemas. Portanto, a localização e a potência das cargas a serem supridas em relação à linha de transmissão em AT ou EAT, deverá definir, em primeira instância, sobre a viabilidade do sistema de suprimento de energia. Tomando-se o sistema constituído pelo acoplamento capacitivo

com o cabo pára-raios como base, e desconsiderando o custo da linha monofásica as tabelas 5.14, 5.15 e 5.16 mostram que o divisor de tensão capacitivo terá um custo em torno de 30% a mais, e o cabo pára-raios energizado um custo em torno de 124% a mais. . No caso, como já era esperado, a utilização do acoplamento capacitivo com o cabo pára-raios isolado é o sistema, do ponto de vista de investimentos iniciais, o mais indicado.. Entretanto, deve-se observar que a utilização do cabo pára-raios energizado terá praticamente o mesmo custo inicial para maiores demandas de potência. Dessa forma, seu custo/kVA será menor tornando esse tipo de sistema mais competitivo, principalmente se as cargas estiverem distribuídas ao longo da rota da linha de transmissão

5.7. CONCLUSÕES

Neste capítulo analisou-se o desempenho dos três sistemas alternativos discutidos nos capítulo anteriores, aplicados a uma linha de transmissão de 500 kV. Para tanto, procedeu-se o dimensionamento e a modelagem dos sistemas com base nos critérios já estabelecidos nos capítulos III e IV considerando-se um carregamento típico para áreas rurais. Para a utilização de cargas motrizes considerou-se o emprego de conversores mono-trifásicos visto que os sistemas alternativos empregados são monofásicos e, portanto, esta é uma das formas de viabilizar a utilização de motores trifásicos mais disponíveis no mercado. Tendo em vista a escassez de material bibliográfico sobre os sistemas de transformação de suprimentos monofásicos em trifásicos, este tema mereceu atenção especial, culminando pela sua modelagem computacional e análise de desempenho

Uma vez dimensionados os sistemas alternativos oriundos de uma linha de 500 kV, procedeu-se a uma série de estudos computacionais para a avaliação comparativa dos desempenhos técnicos de cada solução, bem como dos aspectos financeiros associados à cada proposta.

Os resultados das simulações permitiram as seguintes conclusões:

- **Cabos Pára-Raios Isolados**

Os resultados dos dimensionamentos mostraram a viabilidade da utilização deste sistema em uma linha de 500 kV para uma potência de 100 kVA. Conforme já ressaltado anteriormente, o nível da alta tensão da linha de transmissão favorece o emprego do cabo pára-raios em relação ao divisor de tensão capacitivo. Neste caso, como já era esperado, a utilização do acoplamento capacitivo com o cabo pára-raios isolado é o sistema, do ponto de vista de investimentos iniciais, que apresentou o menor custo. Com relação ao desempenho em regime permanente, este se mostrou bastante satisfatório, todavia, constatou-se limitações com relação ao uso dos conversores mono-trifásicos, quanto às questões de partida. Estas se manifestaram na forma de ferro-ressonância e subsequentes implicações. Estes problemas, entretanto, se mostraram altamente dependentes da potência do motor e do carregamento do sistema.

Com relação aos transitórios provocados por desligamentos de montantes expressivos de cargas, deve-se salientar que isto consiste em fator crítico para esse tipo de sistema, limitando a sua aplicação. Em alguns casos, os tubos de descargas a vácuo poderão ser mais econômicos.

• Divisores de Tensão Capacitivos

O dimensionamento dos bancos de capacitores, teve por base unidades de 13,8 kV com potências padronizadas de 40 e 70 kVAR. Resguardando os limites de tensão sobre os bancos de capacitores, pode-se concluir pelos resultados das simulações que o comportamento deste sistema e do cabo pára-raios isolado, tanto em regime permanente como em regime transitório, são muito semelhantes. Assim, a opção entre estes dois sistemas para uma dada aplicação, fica sendo mais uma questão de cunho financeiro. Deve-se salientar que, apesar do divisor de tensão capacitivo ter-se mostrado mais oneroso, a possibilidade do remanejamento de unidades capacitivas pode tornar esta opção mais atrativa. Há também a questão das descargas atmosféricas, nesse sentido, os divisores de tensão capacitivos, por estarem ligados aos condutores fases, estão mais protegidos.

• Cabos Pára-Raios Energizados em Média Tensão

Em regime permanente, este sistema apresentou uma regulação de tensão mais acentuada devido ao elevado valor da resistência elétrica do cabo pára-raios. Tendo em vista a interdependência entre o ângulo de fase da média tensão aplicada ao cabo pára-raios e o carregamento da linha de transmissão, a escolha de um valor em conformidade com o estabelecido no capítulo III, resultou que o carregamento da linha de 500 kV pouco afetou a tensão na carga.

Os estudos demonstraram forte correlação entre o comprimento e a potência de carga em relação à viabilidade do sistema de suprimento aqui enfocado. Com relação aos transitórios causados por chaveamentos das cargas, como a partida de motores através de conversores, este sistema se comportou como um sistema de transmissão em média tensão comum, não apresentando as restrições constatadas anteriormente.

Com relação aos custos deste sistema, embora estes tenham se mostrados mais elevados, este inconveniente pode ser compensado pela elevação da potência da carga. Cabe ainda ressaltar que, o custo do ramal monofásico que fará a interligação do sistema ao centro de consumo apresentou um valor bastante significativo e, portanto, a distribuição das cargas ao longo da linha de transmissão pode ser um fator decisivo para a opção por este tipo de sistema de suprimento. É conveniente lembrar que as demais soluções estão associadas a suprimentos pontuais.

Finalmente, ressalta-se que as tabelas de custos das diferentes propostas são elucidativas e não têm a pretensão de servir de base de cálculo para outros sistemas.

CAPÍTULO VI

CONCLUSÕES GERAIS

Ao longo dos capítulos que comporam esta tese procurou-se, sempre que possível, estabelecer as principais contribuições, conclusões e recomendações específicas a cada tema abordado. Desta forma, este capítulo tem por meta apresentar um resumo das principais constatações, bem como destacar os pontos considerados mais relevantes no contexto do suprimento alternativo de pequenas cargas nas proximidades de grandes linhas de transmissão.

Iniciando os comentários pelo capítulo II, este teve o propósito de fornecer uma síntese dos procedimentos atualmente citados como mecanismos para atingir aos propósitos supra caracterizados

Dentro do capítulo III, onde foi enfocada a proposta do suprimento elétrico através de cabos pára-raios energizados, verificaram-se os seguintes aspectos:

- **Quanto ao Nível da Média Tensão a Ser Empregada**

Para a definição do nível da média tensão a ser utilizada para energizar os cabos pára-raios, deve-se ter em consideração, além dos critérios técnicos e econômicos

usuais, o valor da tensão induzida no mesmo. Com a finalidade de reduzir os efeitos do acoplamento entre a linha de alta tensão e a linha de média tensão, e ainda, minimizar os problemas associados à ferro-ressonância, deve-se optar, preferencialmente, por um valor da média tensão superior ao da tensão induzida. Observou-se nos sistemas simulados que quando a tensão induzida é superior à média tensão aplicada, a condição de carga na linha de transmissão pode propiciar uma significativa variação de tensão na linha de média tensão.

• Quanto ao Ângulo de Fase da Tensão Aplicada

A tensão induzida devida ao acoplamento eletromagnético entre as linhas de média e alta tensão, adiciona-se fasorialmente à média tensão aplicada ao cabo pára-raios, afetando significativamente a tensão de operação. Portanto, a definição do ângulo de fase da tensão aplicada deve ser feita no sentido de minimizar o efeito do carregamento da linha de alta tensão sobre a linha de média tensão. Neste sentido, não se pode a priori, definir a melhor composição angular, resultando em que as simulações computacionais do sistema serão imprescindíveis para se estabelecer o ângulo de fase mais conveniente.

• Quanto ao Comprimento do Trecho de Cabo Pára-Raios Energizado

Sob o ponto de vista de regime permanente, o aumento do comprimento do trecho de cabo pára-raios energizado, irá restringir a potência transmitida, o que se dá em função da alta resistência do cabo pára-raios. Face à característica altamente resistiva deste cabo, os estudos indicaram que os sistemas de compensação de reativos convencionais se

mostraram pouco efetivos para a estabilização dos níveis de tensão. Além disto, maiores trechos impõem maiores capacitâncias de acoplamento com a linha de alta tensão, e esse fato irá contribuir para o agravamento dos fenômenos transitórios. Estes aspectos transitórios, no tocante à identificação e propostas de solução, consistiram numa das contribuições deste capítulo.

• Quanto às Sobretensões Transitórias

Sobretensões transitórias podem ser induzidas nos cabo pára-raios energizados, devido aos chaveamentos e falhas na linha de alta tensão. Nesse caso, o curto-circuito assimétrico fase-terra na linha de alta tensão apresentou-se como a maior fonte de sobretensões induzidas. Adicionalmente, os estudos demonstraram que, em seguida às operações de chaveamento do transformador destinado à energização do cabo pára-raios, o sistema torna-se passível de manifestar o fenômeno da ferro-ressonância. Este efeito, resultante da interação entre o transformador abaixador e a capacitância de acoplamento, pode resultar em níveis bastante elevados para as tensões e correntes, comprometendo seriamente a instalação. A proposta de solução para este problema foi considerada e, conforme destacado no texto, consiste no emprego de banco de capacitores inseridos entre os cabos pára-raios e a terra. Através de simulações computacionais, comprovou-se a eficiência desta medida, todavia, deve-se destacar que bancos de capacitores de valores mais elevados poderão ocasionar sobreexcitações nos transformadores. Assim sendo, deve-se procurar uma solução de compromisso entre os limites de sobreexcitação e sobretensão

aceitáveis. Nesse caso, a definição do nível da média tensão aplicada é de fundamental importância.

Finalmente, como opinião final desta estratégia, pode-se afirmar que a utilização do cabo pára-raios energizado em média tensão apresentará uma boa qualidade de serviço aos consumidores, equivalente ao serviço de uma linha de média tensão convencional. O custo, nesse caso, ficaria bem abaixo do custo de uma linha de média tensão equivalente.

No capítulo IV, envolvido com duas alternativas para o suprimento elétrico de pequenos consumidores, procurou-se explorar os fundamentos e problemas operacionais associados a extração de potências através do acoplamento capacitivo utilizando condutores isolados ou bancos de capacitores. Os resultados dos estudos mostraram que a definição sobre a utilização de cabos pára-raios isolados ou bancos de capacitores está vinculada com o nível de tensão da linha de transmissão. Para tensões de 138 kV ou menor, a tensão induzida no cabo pára-raios é pequena e exige grandes extensões de cabos pára-raios isolados. Nesse caso, a utilização de bancos de capacitores conectados diretamente no condutor fase da linha de transmissão é uma opção mais econômica. Entretanto, para níveis de tensões superiores a 138 kV a utilização do cabo pára-raios isolado se mostra mais atrativa.

Além destas constatações, as investigações conduzidas permitiram que fossem observados os seguintes aspectos:

- **Quanto ao Desempenho em regime permanente**

Ambos os sistemas foram modelados utilizando a técnica do domínio da frequência e, através de equações específicas foram consideradas as situações operacionais envolvendo o inter-relacionamento entre a tensão final da carga e a potência consumida. Estes estudos evidenciaram grandes problemas relacionados com a estabilização dos níveis das tensões e, a partir deste reconhecimento, foram apresentadas as soluções cabíveis. Para tanto, duas propostas de reguladores de tensão foram analisadas. Uma que utiliza um reator variável em paralelo com a carga, e outra, que emprega um indutor série em sintonia com a impedância capacitiva do sistema de acoplamento. Estas duas alternativas foram modeladas e implementadas nos modelos. A eficiência na regulação de tensão, dentro de limites específicos a cada uma, bem com o desempenho das duas técnicas de regulação de tensão, foram então comprovadas através de estudos computacionais. Os estudos demonstraram que a opção pelo indutor sintonizado se mostra mais atrativa para as aplicações aqui consideradas.

- **Quanto ao Desempenho em Regime Transitório**

Utilizando o programa EMTP, os sistemas anteriormente propostos foram modelados e simulados quanto a desligamentos das cargas supridas pelo sistema de acoplamento e curtos-circuitos na baixa tensão.

Dentre os resultados considerados mais expressivos, ressalta-se os casos de desligamentos súbitos de cargas que podem, para maiores montantes de cargas

desconectadas, conduzir ao fenômeno da ferro-ressonância. Este se manifesta na forma de elevadas sobretensões e sobrecorrentes que podem seriamente comprometer a instalação como um todo. Todavia, a instalação de tubos de descargas a gás ou pára-raios de óxido de zinco se mostrou eficaz no controle dos transitórios. Cabe aqui ressaltar que o emprego de pára-raios de óxido de zinco encontra restrições quando os mesmos são solicitados de forma muito repetitivas. A ocorrência de curtos-circuitos na linha de suprimento pode ser uma outra fonte de elevados níveis de transitórios, pois as tensões nos terminais do indutor e do próprio cabo pára-raios podem atingir valores bastantes superiores aos valores nominais. As soluções tradicionalmente utilizadas para limitação de transitórios se mostraram, novamente, apropriadas.

O capítulo V procurou destacar os aspectos técnicos e econômicos associados a utilização dos três sistemas alternativos discutidos nos capítulos anteriores, a partir de uma linha de transmissão de 500 kV, com vistas ao suprimento de uma carga rural de 100 kVA. Para tanto, procedeu-se o dimensionamento e a modelagem dos sistemas com base nos critérios já estabelecidos, e para a viabilização de cargas motrizes trifásicas, empregou-se conversores mono-trifásicos, visto que, os sistemas alternativos empregados são monofásicos. Tendo em vista a escassez de material bibliográfico sobre os sistemas de transformação de suprimentos monofásicos em trifásicos, este tema mereceu atenção especial, culminando pela sua modelagem computacional e análise de desempenho.

Uma vez dimensionados os sistemas alternativos oriundos de uma linha de 500 kV, procedeu-se a uma série de estudos computacionais para a avaliação comparativa dos desempenhos técnicos de cada solução, bem como dos aspectos financeiros associados à cada proposta. Os resultados das simulações conduziram as seguintes constatações:

• Quanto ao Uso de Cabos Pára-Raios Isolados

Como seria esperado, a utilização do acoplamento capacitivo com o cabo pára-raios isolado é o sistema, do ponto de vista de investimentos iniciais, que apresenta o menor custo. Com relação ao desempenho em regime permanente, este se mostrou bastante satisfatório, todavia, constatou-se limitações com relação ao uso dos conversores mono-trifásicos, quanto às questões de partida. Estas se manifestaram na forma de ferro-ressonância e subsequentes implicações. Estes problemas, entretanto, se mostraram altamente dependentes da potência do motor e do carregamento do sistema.

Com relação aos transitórios provocados por desligamentos de montantes expressivos de cargas, deve-se salientar que isto consiste em fator crítico para os pára-raios, limitando a sua aplicação. Em alguns casos, os tubos de descargas a vácuo poderão ser mais econômicos.

• Quanto ao Uso de Divisores de Tensão Capacitivos

Resguardando os limites de tensão sobre os bancos de capacitores, pode-se concluir pelos resultados das simulações que o comportamento deste sistema e do cabo pára-raios isolado, tanto em regime permanente como em regime transitório, são muito semelhantes. Assim, a opção entre estes dois sistemas para uma dada aplicação, fica sendo mais uma questão de cunho financeiro. Deve-se salientar que, apesar do divisor de tensão capacitivo ter-se mostrado mais oneroso, a possibilidade do remanejamento de unidades capacitivas pode tornar esta opção mais atrativa.

• Quanto ao Uso de Cabos Pára-Raios Energizados em Média Tensão

Em regime permanente, este sistema apresentou uma regulação de tensão mais acentuada devido ao elevado valor da resistência elétrica do cabo pára-raios. Tendo em vista a interdependência entre o ângulo de fase da média tensão aplicada ao cabo pára-raios e linha de transmissão, a escolha de um valor em conformidade com o estabelecido no capítulo III, resultou em que o carregamento da linha de 500 kV pouco afetou a tensão na carga.

Os estudos demonstraram forte correlação entre o comprimento do trecho de cabo pára-raios energizado e a potência transmitida para a carga quanto à viabilidade do sistema de suprimento aqui enfocado. Com relação aos transitórios causados por chaveamentos das cargas, como a partida de motores através de conversores, este sistema se comportou como um sistema de transmissão em média tensão comum, não apresentando as restrições constatadas anteriormente.

Com relação aos custos deste sistema, embora estes tenham se mostrados mais elevados, este inconveniente pode ser compensado pela elevação da potência da carga. Cabe ainda ressaltar que, o custo do ramal monofásico que fará a interligação do sistema ao centro de consumo apresentou um valor bastante significativo e, portanto, a distribuição das cargas ao longo da linha de transmissão pode ser um fator decisivo para a opção por este tipo de sistema de suprimento. É conveniente lembrar que as demais soluções estão associadas a suprimentos pontuais.

Finalmente, destaca-se que, de antemão, não se pode afirmar que dentre as três soluções consideradas, uma delas será sempre a mais apropriada para atender todo e qualquer sistema com as características aqui enfocadas. De fato, cada aplicação irá implicar num conjunto de informações e medidas que determinarão, tão somente após minuciosos estudos econômicos e técnicos, qual a melhor opção. A estratégia estruturada e exemplificada nesta tese fornece as diretrizes para tal decisão, destacando não apenas o melhor caminho econômico, mas também, antevendo dificuldades operacionais e indicando as soluções cabíveis. Somente assim, a escolha da forma de suprimento elétrico para um segmento, por vezes tão desfavorecido pela sociedade, poderá existir de forma econômica, confiável e segura.

BIBLIOGRAFIA

- [1] - ILCETO, F. ; CINIEMI, E. ; CASELY-HAYFORD, L. and DORKI, G. - "New Concepts on MV Distribution From Insulated Shield Wires of HV Lines Operations Results of an Experimental System and Applications in Gana" - IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 4, october 1989.
- [2] - ANDREWS, D. L.; OAKES, P. A. - "Wire Shielding 230 KV Line Carriers Power to Isolated Area"- Electric Light and Power, july/15/1960, pp 67 - 69
- [3] - OLLENDORFF, F. - "Der Strömubergang ans Langgestreckten Leitern in die Erde" - Wiss Veröfentl, Siemens - Konzern, Vol. 5, n° 3, 1927, p 8.
- [4] - BERTHIAUME, R.; BLAIS, R. - "Tapping The Overhead Wire on Transmission Lines Produces A 20 KW, 60 Hz Power Supply" - Institut de Recherche de L'Hydro-Quebec, IREQ Raport n° 1626 06/1977
- [5] - BERTHIAUME, R.; BLAIS, R. - "Reliable Supply Tapped From Overhead Ground Wire on 735 KV Transmission Lines" - IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS - 99 n° 1 pp 183-184 Jan/Feb 1980.

- [6] - WILDE, R. L.; CARR, J. - "Customer Service Direct From Transmission Lines" - IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS - 99 n° 1 Jan/feb 1980.
- [7] - SIFUENTES, F. L.; ROJAS, R. S. - "Uso del Acoplamiento Electrostatico para la Alimentacion de Pequeñas Cargas Proximas a las Lineas de Transmisión de Alta Tensión", IX Conferência Latino-Americana de Eletrificação Rural, Acapulco México. novembro de 1981.
- [8] - SIFUENTES, F. L.; ROJAS, R. S. - "Proyecto Piloto de Electricação Rural de Cable de Guarda para Ñahuimpuquio Huancavelica" - Electroperu S. A., Lima setiembre 1983.
- [9] - STOUT, M. B. - "Basical Electric Measurements" second edition - Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, New Jersey. Second Edition, 1960.
- [10] - SARMIENTO, H. G.; CARRILLO, V. M.; DE LA ROSA, R. - "Electrificación a Pequeñas Comunidades Rurales Directamente de Líneas de Transmisión" - Electrificación Rurale, Artículos Técnicos, boletín lie , julio/agosto 1988.

- [11] - SARMIENTO, H.G.; DE LA ROSA, R.; CARRILLO, V. M.; VILLAR, J. - "Solving Electric Energy Supply To Rural Areas: The Capacitive Voltage Divisor" - IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 15 n° 1 January 1990.
- [12] - RUEST, D.; SYBILLE, G. - "Capacitive Coupling Systems (SCC) To Provide Reliable HV Tapping" - Institut de Recherche de L'Hydro-Quebec - IREQ, 1990.
- [13] - WILDE, R. L.; CARR, J. - "Transmission Lines Customer Service Tap" - Saskatchewan Power Corporation, Research Development Center, Rapport n° 7618 - 1978.
- [14] - B. G. CHECO - "Le Systèmes de Couplage Capacitif (SCC) est une solution originale, fiable et économique à l'électrification des communautés situées à proximité des lignes de haute tension" - BG. Checo International Limitee, - 1990.
- [15] - DOMMEL, H. W. - "Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multiphase Networks" - IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 88, n° 4 , April 1969.
- [16] - FUCHS, R. D. - "Transmissão de Energia Elétrica: Linhas Aéreas" - Livro Técnico Científico, 2ª ed., Rio de Janeiro, - 1979.

- [17] - D'AJUZ, A. e outros - "Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento - Aplicação em Sistemas de Potência de Alta Tensão" - Editora Universitária U.F.F., 1ª ed., Rio de Janeiro, 1987.
- [18] - LEUVEN EMTP CENTER (LEC) - "Alternative Transients Program Rule Book" - Leuven EMTP Center - Kard Mercierlan, 94 B 3030, Leuven - Hervelee - Belgium, July, 1987.
- [19] - MARTI, J. R.; DOMMEL, H. W. - "Lines Models For Lightning Studies" - Canadian Electrical Association - Isulation Co-ordenation Subsection - Power Systems Planning and Operation Section, Toronto, march 1989.
- [20] - MARTI, J. R.; DOMMEL, H. W.; MARTI, L.; BRANDWAJN, V. - "Aproximate Transformation Matrices for Unbalanced Lines" - Power Systems Computation Conference - Butter Worths, London - Engand, 1987.
- [21] - DARVENIZA, M.; SARGENT, M. A.; LIMBOURN, G. J. - "Modelling for Ligthing Performance Calculations" - I.E.E.E. Transactions Power Apparatus and Systems, vol. PAS - 98, pp 1900 - 1908, Nov/Dec. 1979.

- [22] - PISSOLATO FILHO, J.; BONATTI, I.; da COSTA Jr., P. - "Técnica de Simulação Alternativa na Análise de Transitórios Eletromagnéticos" - 8º Congresso Brasileiro de Automática - Universidade Federal da Paraíba - Belém - Pará, setembro/1990.
- [23] - LOWDOWN, E. - "Practical Transformer Design Handbook" - Howard W. Sons Co. Inc. - Indianápolis USA 1981.
- [24] - EPRI - "Transmission Line Reference Book - 345 KV and Above" - Electric Power Research Institute, 3412 Hillrien Avenue, Palo Alto - California USA, second edition, JJ la Forest Schenectady, New York, 1982.
- [25] - CHAVES, M. L. R. - "Desenvolvimento e Construção de Sistemas Estáticos Para Alimentação de Cargas Trifásicas a Partir de Redes Monofásicas" - Tese de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia - 1987.
- [26] - GREENWOOD, A. - "Electrical Transients in Power Systems" - Wiley-Interscience - John Wiley and Sons, Inc. - New York USA, 1976.
- [27] - Chaves, M. L. R.; de Oliveira, J. C. ; Miskulin, M. S. - "Extração de Potência dos Cabos Pára-Raios Isolado nas Linhas de Transmissão: Análise em Regime Permanente"- 10º Congresso Brasileiro de Automática, Rio de Janeiro, 19-23 de setembro de 1994.

[28] - Chaves, M. L. R.; de Oliveira, J. C. ; Miskulin, M. S. - “Utilização da Potência Induzida nos Cabos Pára-Raios Isolados das Linhas de Transmissão: Análise e desempenho em Regime Permanente” - X Congresso Chileno de Ingenieria Electrica, Valdivia, novembro de 1993.

[29] - Rodrigues, J. F. - “Uma Contribuição ao Estudo de Estratégias de Derivação de Potência Elétrica para o Suprimento de Pequenas Cargas” - Tese de Doutorado - Unicamp, Campinas, agosto de 1993.