



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

TESE DE DOUTORADO

**Sistema de Distribuição de Energia Elétrica a
Dois Condutores para Atendimento a Cargas
Rurais Trifásicas**

Juliane Cristina de Oliveira Fandi
Doutoranda

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, Ph.D.
Orientador

Prof. José Rubens Macedo Jr., Dr.
Coorientador

Uberlândia, Agosto/2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

**Sistema de Distribuição de Energia Elétrica a
Dois Condutores para Atendimento a Cargas
Rurais Trifásicas**

Tese submetida à Universidade Federal de Uberlândia
por Juliane Cristina de Oliveira Fandi como parte dos
requisitos necessários para a obtenção do título de
Doutora em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

BANCA EXAMINADORA:

Geraldo Caixeta Guimarães, **Ph.D. – UFU (Orientador)**

José Rubens Macedo Jr., **Dr. – UFU (Coorientador)**

Isaque Nogueira Gondim, **Dr. – UFU**

José Carlos de Melo Vieira Jr., **Dr. – USP – São Carlos**

Arnulfo Barroso de Vasconcellos, **Dr. – UFMT**

Autorizo a reprodução ou divulgação total ou parcial deste trabalho por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins acadêmicos e científicos, desde que citada a fonte.

Juliane Cristina de Oliveira Fandi

**Sistema de Distribuição de Energia Elétrica a Dois Condutores para
Atendimento a Cargas Rurais Trifásicas**

Tese de doutorado apresentada à
banca examinadora em 19 de agosto de 2013.

Prof. Edgard Afonso Lamounier Junior, Ph.D.
Coordenador do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, Ph.D.
Orientador

Prof. José Rubens Macedo Jr., Dr.
Coorientador

AGRADECIMENTOS

A Deus, que por sua presença, luz e força sempre me abençoa e capacita para tudo aquilo que Ele me destina.

Aos meus pais, José Carlos e Anete, que por uma vida de dedicação, amor e trabalho sempre possibilitaram às suas filhas a oportunidade de realizar sonhos e conquistas.

Ao meu marido Jônio pelo carinho e companheirismo, assumindo tantas tarefas que seriam minhas, de forma a me permitir dedicar à conclusão deste trabalho.

Aos meus filhos Natália, Isabela e Lucas, por estarem sempre presentes, alegrando e dando razão à minha vida, pela ajuda na correção dos erros ortográficos e pela compreensão em tantos passeios e viagens não realizados neste período.

Às minhas irmãs, Fabiana, Ana Cláudia e Ana Carolina, exemplos de dignidade, bondade e caráter, presentes em todos os momentos nos quais delas precisei.

Aos meus cunhados Marcelo, Alex e Bruno, pelo companheirismo e pelos agradáveis momentos de convivência.

Aos meus queridos sobrinhos, uma enorme alegria em minha vida, Ana Laura, Filipe, Pedro Paulo, José Henrique, Gabriel, Vinícius e Bruna.

Ao Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, que sempre inspirou seus alunos e orientados com sua extrema dedicação, profissionalismo, coragem e competência, cumprindo com tanto afinho e determinação as funções que lhe competem.

Ao Prof. José Rubens Macedo Jr, meu muito obrigado pela amizade, carinho, paciência e minuciosa orientação em cada palavra deste trabalho. Seu profissionalismo e competência serão exemplos que me acompanharão por toda a vida...

Aos membros da banca, Prof. Isaque Nogueira Gondim, Prof. José Carlos de Melo Vieira Jr. e Prof. Arnulfo Barroso de Vasconcellos, que contribuíram com importantes e enriquecedoras sugestões.

Ao Prof. Antônio Carlos Delaiba, que não pôde estar presente na banca de defesa desta tese, contudo, indubitavelmente, contribuiu de forma imprescindível para o enriquecimento do trabalho quando do exame de qualificação.

Às funcionárias da Seção de Pós-Graduação da UFU, Cinara Fagundes P. Mattos e Marli Junqueira Buzzi, pela atenção, carinho e paciência que sempre me dispensaram.

A todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho.

“Para todas as coisas tenho
força em virtude daquele que
me confere poder”
Filipenses 4:13

RESUMO

A utilização de redes de média tensão monofásicas, a um ou dois condutores, representa uma alternativa bastante difundida no setor elétrico brasileiro para o atendimento a cargas rurais, notadamente em função dos baixos investimentos associados comparativamente às redes trifásicas de distribuição de energia elétrica. Muito embora tais topologias de rede consigam atender a maioria das necessidades destas instalações, particularidades relacionadas com a necessidade de utilização de cargas motrizes mais significativas por parte de alguns consumidores rurais, orientam para o emprego de motores trifásicos. Comumente, a solução para o problema tem sido a substituição do ramal monofásico do consumidor rural por um novo ramal de topologia trifásica, com custos elevados e muitas vezes inviáveis tanto para o consumidor quanto para as concessionárias de distribuição. Em algumas ocasiões, são também utilizados sistemas conversores de número de fases, baseados em eletrônica de potência. Diante desse cenário, o presente trabalho visa colaborar com a expansão do mercado de energia elétrica em áreas rurais, oferecendo uma possibilidade inovadora para solução do problema através do aproveitamento da topologia física dos ramais monofásicos existentes nas instalações rurais para o suprimento trifásico às mesmas instalações, usando uma nova concepção de transformação de número de fases, baseada tão somente em unidades magnéticas. O sistema proposto de suprimento trifásico a dois condutores tem sua concepção analisada física e matematicamente sob distintas condições de carga e suprimento, além de ser modelado, simulado computacionalmente e ter sua eficácia experimentalmente comprovada. Fundamentado nestes princípios, o trabalho evidencia que a proposta se mostra construtivamente simples, oferece baixos requisitos de manutenção e exige investimentos extremamente atrativos.

Palavras chave: eletrificação rural, sistema elétrico a dois condutores, cargas rurais trifásicas, conversão mono-trifásica.

ABSTRACT

The use of single-phase medium-voltage grids with one or two wires represents a very widespread alternative in Brazilian electricity sector to supply rural loads, mainly because of the associated low investment when compared to the three-phase power distribution grids. Although such network topologies are capable to meet most of the needs of these facilities, specific features related to the need of using more expressive driving loads by some rural consumers recommend the employment of three-phase motors. Commonly, the solution for the problem has been the replacement of the single-phase branch of the rural consumer by a new branch with three-phase topology which is more expensive and often unfeasible for both the consumer and the distribution utilities. On some occasions, systems to convert the number of phases are also used, all based on power electronics. Given this scenario, this work aims to contribute to the expansion of the electricity market in rural areas, offering a distinct possibility for solving the problem by exploiting the physical topology of the single-phase branches existing in rural facilities to supply the same premises using a new concept to transform the number of phases, based solely on magnetic units. The proposed system of three-phase two-wire supply has its design physical and mathematically analyzed under different load conditions and the supply, and is patterned, computationally simulated and experimentally confirmed to have effectiveness. Based on these principles, the study shows that the proposal presents to be constructively simple, offers low maintenance and requires extremely attractive investments.

Keywords: rural electrification, two-wire electrical system, three-phase rural loads, single-phase to three-phase conversion.

SUMÁRIO

Capítulo I – Introdução Geral

1.1 –	Aspectos técnicos e econômicos relacionados à eletrificação rural	22
1.2 –	A necessidade do suprimento trifásico	28
1.3 –	Objetivos e contribuições oferecidas por esta tese	30
1.4 –	Estrutura da tese	32

Capítulo II – Padrões atuais de atendimento a cargas rurais

2.1 –	Considerações iniciais	34
2.2 –	Estratégias para o atendimento das unidades consumidoras rurais	35
2.2.1 –	Sistema bifásico ou monofásico fase-fase	36
2.2.2 –	Sistema monofásico convencional – MRN	38
2.2.3 –	Sistema monofásico com retorno por terra – MRT	42
2.2.3.1 –	Versões do MRT	45
2.2.3.2 –	Desafios do sistema MRT	50
2.3 –	Condutores usados nos sistemas de distribuição rurais	58
2.4 –	Conclusões do capítulo	64

Capítulo III – Alternativas para atendimento a cargas trifásicas com suprimento monofásico

3.1 –	Considerações iniciais	66
3.2 –	Métodos para conversão mono-trifásica	70
3.2.1 –	O primeiro conversor mono-trifásico	72
3.2.2 –	Conversores rotativos mono-trifásicos	79
3.2.3 –	Conversores estáticos mono-trifásicos	86
3.2.4 –	Conversores eletrônicos mono-trifásicos	90
3.3 –	Conclusões do capítulo	97

Capítulo IV – Nova concepção para atendimento a cargas rurais trifásicas a partir de um sistema de distribuição de energia elétrica a dois condutores

4.1 –	Considerações iniciais	99
4.2 –	Premissas para atendimento a cargas trifásicas a partir de ramais de média tensão monofásicos	101
4.2.1 –	Adaptação do ramal monofásico existente	102
4.2.2 –	Substituição do transformador monofásico existente	103
4.2.3 –	Adaptação das tensões primárias do sistema conversor	104
4.2.4 –	Obtenção da defasagem de 60° elétricos entre as duas fases do ramal monofásico	110
4.3 –	Avaliação matemática do processo da conversão	114
4.4 –	Análise econômica da metodologia proposta	119
4.5 –	Aplicação do processo da conversão a três tipos de cargas	120
4.5.1 –	Análise das tensões nos sistemas em estudo	122
4.5.2 –	Análise das correntes – Caso 1	126
4.5.3 –	Análise das correntes – Caso 2	131
4.5.4 –	Análise das correntes – Caso 3	134
4.6 –	Conclusões do capítulo	135

Capítulo V – Implementação da solução proposta em ambiente computacional

5.1 –	Considerações iniciais	136
5.2 –	Características do sistema modelado	137
5.3 –	Resultados das simulações	142
5.3.1 –	Caso 1 – Carga RL Equilibrada	142
5.3.2 –	Caso 2 – Carga RL Desequilibrada	148
5.3.3 –	Caso 3 – Motor de indução	156
5.4 –	Conclusões do capítulo	161

Capítulo VI – Avaliação experimental da metodologia proposta

6.1 –	Considerações iniciais	162
6.2 –	Descrição do experimento	162
6.3 –	Resultados obtidos em laboratório	164
6.4 –	Conclusões do capítulo	167

Capítulo VII – Análise do impacto da resistência de aterramento no desempenho do sistema proposto

7.1 –	Considerações iniciais	168
7.2 –	Conceitos fundamentais relacionados ao aterramento	170
7.2.1 –	A impedância de aterramento	172
7.2.2 –	Valores recomendados para resistência de aterramento	173
7.3 –	Simulações computacionais relacionadas ao impacto da resistência de aterramento no sistema proposto	178
7.3.1 –	Descrição do sistema modelado	178
7.3.2 –	Resultados das simulações para análise do impacto da resistência de aterramento	180
7.4 –	Conclusões do capítulo	186

Capítulo VIII – Análise do desempenho do sistema proposto em condições de perturbação

8.1 –	Considerações iniciais	187
8.2 –	Características do sistema modelado	191
8.3 –	Características do arranjo experimental	193
8.4 –	Resultados experimentais e computacionais para eventos de perturbação	194
8.4.1 –	Caso 1 – Sistema com variação de tensão de curta duração	194
8.4.2 –	Caso 2 – Sistema com desequilíbrio de tensão	200
8.4.3 –	Caso 3 – Sistema com distorção harmônica de tensão	201
8.5 –	Conclusões do capítulo	202

Capítulo IX – Conclusões

Conclusões	203
------------	-----

Publicações

Publicações	209
-------------	-----

Referências Bibliográficas

Referências Bibliográficas	210
----------------------------	-----

Apêndice A – Fatores ambientais que afetam o aterramento

A.1 – Considerações iniciais	221
A.2 – O tipo de solo	223
A.3 – A estratificação do solo	225
A.4 – A umidade do solo	227
A.5 – A temperatura do solo	228
A.6 – O tratamento químico do solo	229

Apêndice B – Características dos eletrodos de aterramento

B.1 – Considerações iniciais	231
B.2 – O material dos eletrodos de aterramento	231
B.3 – Tipo e disposição dos eletrodos de aterramento	232
B.4 – Área de contato dos eletrodos de aterramento com o solo	233
B.5 – Diâmetro dos eletrodos de aterramento	234
B.6 – Profundidade dos eletrodos de aterramento	234
B.7 – Quantidade de eletrodos de aterramento	237

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 –	Sistema bifásico ou monofásico fase-fase – tronco trifásico a três fios.	36
Figura 2.2 –	Posto de transformação bifásico em uma linha de distribuição rural.	37
Figura 2.3 –	Posto de transformação monofásico – linha de distribuição rural de 13,8 kV.	38
Figura 2.4 –	Sistema monofásico convencional – fase-neutro – tronco trifásico a quatro fios.	40
Figura 2.5 –	Poste utilizado em linhas de distribuição de média tensão: (a) Sistema bifásico ou monofásico fase-fase; (b) Sistema MRN ou monofásico fase-neutro.	41
Figura 2.6 –	Posto de transformação em uma linha de distribuição rural – Sistema MRT.	43
Figura 2.7 –	Sistema monofilar convencional – tronco trifásico a três fios.	45
Figura 2.8 –	Sistema MRT na versão neutro parcial.	46
Figura 2.9 –	Sistema monofilar com transformador de isolamento.	47
Figura 2.10 –	Circulação das correntes I_1 (referente ao consumidor 1) e I_2 (referente ao consumidor 2) no sistema MRT com: (a) Rede não isolada; (b) Rede isolada.	48
Figura 2.11 –	Sistema MRT em estudo.	56
Figura 2.12 –	Conexão de reatores <i>shunt</i> no lado de baixa tensão da linha MRT.	58
Figura 3.1 –	Conexão elétrica direta de um motor de indução trifásico a um transformador monofásico com o secundário com <i>center tap</i> .	68
Figura 3.2 –	Esquema do aparelho eletromecânico desenvolvido por Galileo Ferraris.	72
Figura 3.3 –	Sentido de rotação do rotor no motor bifásico de Galileo Ferraris.	73
Figura 3.4 –	Sistema Ferraris-Arno.	76
Figura 3.5 –	Sistema Ferraris-Arno capacitivo.	77
Figura 3.6 –	Sistema conversor de número de fases com dois motores pilotos.	78
Figura 3.7 –	Motor conversor mono-trifásico.	79

Figura 3.8 –	Motor de indução com dispositivo auxiliar de partida, operando como CMT.	82
Figura 3.9 –	Motor de indução assimétrico operando como CMT.	84
Figura 3.10 –	Conversores estáticos mono-trifásicos: (a) CMTs estáticos; (b) CMT rotativo.	87
Figura 3.11 –	Conversor estático com capacitores auxiliares para partida e autotransformador para ajuste da tensão entre as fases.	88
Figura 3.12 –	Sistema para conversão mono-trifásica eletrônica.	93
Figura 3.13 –	Esquema do Monotri.	94
Figura 4.1 –	Derivação de um ramal monofásico a dois condutores de um tronco trifásico: (a) Para um ramal MRN; (b) Para o novo ramal bifásico.	102
Figura 4.2 –	Adaptação das estruturas de sustentação do condutor neutro original do ramal monofásico existente.	103
Figura 4.3 –	Configuração do transformador utilizado na conversão mono-trifásica proposta.	104
Figura 4.4 –	Diagrama fasorial ilustrativo das tensões destinadas ao suprimento do novo transformador conversor.	111
Figura 4.5 –	Indicação de polaridades em um transformador monofásico e correspondentes formas de onda de entrada e saída.	112
Figura 4.6 –	Diagrama fasorial ilustrativo das tensões resultantes nas fases “A” e “B” do novo ramal monofásico.	114
Figura 4.7 –	Diagrama esquemático do sistema proposto: rede de distribuição a dois condutores para atendimento a cargas trifásicas rurais.	115
Figura 4.8 –	Desenho ilustrativo da topologia de rede do sistema proposto para atendimento a cargas trifásicas rurais.	116
Figura 4.9 –	Tensões e correntes envolvidas no processo da conversão.	118
Figura 4.10 –	Potenciais nodais e tensões fase-fase entre os terminais dos enrolamentos do primário do transformador conversor.	125
Figura 4.11 –	Correntes de linha e de fase no transformador conversor.	128
Figura 5.1 –	Arranjo utilizado nas simulações computacionais.	138
Figura 5.2 –	Mudança na conexão à rede trifásica de distribuição.	140

Figura 5.3 –	Tensões de fase disponibilizadas pela rede de distribuição trifásica (ramal de média tensão) e correspondentes valores eficazes – Caso 1.	143
Figura 5.4 –	Tensões de linha disponibilizadas pela rede de distribuição trifásica (ramal de média tensão) e correspondentes valores eficazes – Caso 1.	143
Figura 5.5 –	Tensões fase-neutro no primário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso 1.	144
Figura 5.6 –	Tensões fase-fase no primário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso 1.	144
Figura 5.7 –	Tensões de fase no secundário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso 1.	145
Figura 5.8 –	Tensões de linha no secundário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso 1.	145
Figura 5.9 –	Correntes de linha no secundário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso 1.	146
Figura 5.10 –	Correntes de linha no primário do transformador conversor, corrente no terminal aterrado do primário e correspondentes valores eficazes – Caso 1.	147
Figura 5.11 –	Tensões de fase no ramal trifásico do qual deriva o ramal bifásico e correspondentes valores eficazes – Caso 2.	149
Figura 5.12 –	Tensões fase-neutro no primário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso 2.	149
Figura 5.13 –	Tensões fase-fase no primário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso 2.	150
Figura 5.14 –	Tensões de fase no secundário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso 2.	150
Figura 5.15 –	Tensões de linha no secundário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso 2.	151
Figura 5.16 –	Correntes de linha no secundário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso 2.	151
Figura 5.17 –	Correntes de linha no primário do transformador conversor, corrente no terminal aterrado do primário e correspondentes valores eficazes – Caso 2.	152

Figura 5.18 –	Arranjo utilizado na simulação computacional – Caso 3.	156
Figura 5.19 –	Tensões fase-neutro no primário do transformador conversor; e correspondentes valores eficazes – Caso 3.	157
Figura 5.20 –	Tensões fase-fase no primário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso 3.	157
Figura 5.21 –	Tensões de fase no secundário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso 3.	158
Figura 5.22 –	Tensões de linha no secundário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso 3.	158
Figura 5.23 –	Correntes de linha do motor trifásico e correspondentes valores eficazes em regime permanente – Caso 3: (a) Entre os instantes 0 e 1 s; (b) Entre os instantes 0,65 s e 0,75 s.	159
Figura 5.24 –	Correntes de linha no primário do transformador conversor, corrente no condutor de aterramento e correspondentes valores eficazes em regime permanente – Caso 3: (a) Entre os instantes 0 e 1 s; (b) Entre os instantes 0,65 s e 0,75 s.	160
Figura 6.1 –	Diagrama esquemático do arranjo experimental utilizado nas análises de desempenho da metodologia proposta.	162
Figura 6.2 –	Arranjo experimental utilizado nas análises de desempenho da metodologia proposta.	163
Figura 6.3 –	Tensões no barramento primário do transformador trifásico – Região B.	164
Figura 6.4 –	Correntes de linha no lado primário do transformador trifásico – Região B.	165
Figura 6.5 –	Corrente no condutor de aterramento do primário do transformador conversor – Região D.	165
Figura 6.6 –	Tensões de fase no secundário do transformador trifásico – Região C.	165
Figura 6.7 –	Correntes de linha no lado do secundário do transformador trifásico – Região C.	166

Figura 6.8 –	Formas de onda verificadas no secundário do transformador trifásico durante o período de partida do motor de indução – Região C: (a) Tensões instantâneas; (b) Correntes instantâneas.	167
Figura 7.1 –	Sistema modelado no ATP – Resistência de aterramento variada entre 0 e 80 Ω .	180
Figura 7.2 –	Tensões fase-neutro no primário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso IX.	184
Figura 7.3 –	Tensões fase-neutro no secundário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso IX.	185
Figura 7.4 –	Tensões fase-fase no secundário do transformador conversor e correspondentes valores eficazes – Caso IX.	185
Figura 8.1 –	Sistema de distribuição a dois condutores modelado no ATP para análise de condições de perturbação no sistema.	192
Figura 8.2 –	Diagrama esquemático do arranjo experimental utilizado nas análises de desempenho da metodologia proposta frente a perturbações na rede.	193
Figura 8.3 –	Tensões de fase verificadas no tronco trifásico de média tensão em condições de perturbação – Caso 1: simulações computacionais.	194
Figura 8.4 –	Tensões fase-neutro verificadas no primário do transformador conversor em condições de perturbação – Caso 1: simulações computacionais.	195
Figura 8.5 –	Tensões fase-fase verificadas no primário do transformador conversor em condições de perturbação – Caso 1: simulações computacionais.	196
Figura 8.6 –	Tensões de fase verificadas no secundário do transformador conversor em condições de perturbação – Caso 1: simulações computacionais.	196
Figura 8.7 –	Tensões de linha verificadas no secundário do transformador conversor em condições de perturbação – Caso 1: simulações computacionais.	197

Figura 8.8 –	Sistema de distribuição trifásico convencional simulado no ATP em condições de perturbação: variação de tensão de 50% na fase “A” durante 10 ciclos.	197
Figura 8.9 –	Tensões fase-neutro verificadas no primário do transformador conversor em condições de perturbação – Caso 1: medições em laboratório.	199
Figura 8.10 –	Tensões de fase resultantes no barramento secundário do transformador conversor em condições de perturbação – Caso 1: (a) Medições em laboratório; (b) Simulações computacionais.	199
Figura 8.11 –	Tensões de fase resultantes no barramento secundário do transformador conversor em condições de perturbação – Caso 2: (a) Medições em laboratório; (b) Simulações computacionais.	200
Figura 8.12 –	Tensões de fase resultantes no barramento secundário do transformador conversor em condições de perturbação – Caso 3: (a) Medições em laboratório; (b) Simulações computacionais.	201
Figura A.1 –	Representação das linhas equipotenciais de uma haste de aterramento.	221
Figura A.2 –	Estratificação do solo em camadas regulares e de resistividades uniformes.	226

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 –	Níveis de tensão padronizados nos transformadores de distribuição.	44
Tabela 2.2 –	Características elétricas e mecânicas de cabos CAZ, CA, CAA e CC.	63
Tabela 3.1 –	Fatores de desequilíbrio para condições de partida e regime de um motor trifásico alimentado por um conversor rotativo tradicional.	80
Tabela 3.2 –	Correntes de linha, conjugados de partida e conjugados na rotação nominal para motores de indução trifásicos alimentados através de um conversor rotativo.	81
Tabela 3.3 –	Fatores de desequilíbrio para condições de partida e regime da carga (motor trifásico) – suprimento por conversor rotativo tradicional e assimétrico acrescido de um capacitor.	83
Tabela 3.4 –	Correntes de linha, conjugados de partida e conjugados na rotação nominal para motores de indução trifásicos alimentados através de um conversor rotativo acrescido de um capacitor.	83
Tabela 4.1 –	Possibilidades para o suprimento do transformador conversor através de duas fases defasadas em 60°, adotando a referência na fase “A”.	113
Tabela 4.2 –	Custos de construção de redes de distribuição em média tensão (13,8 kV) com 10 km de extensão.	119
Tabela 4.3 –	Casos analisados analiticamente na aplicação do processo da conversão proposto.	121
Tabela 4.4 –	Tensões de linha e de fase da rede de distribuição utilizada.	122
Tabela 4.5 –	Tensões fase-neutro e fase-fase no primário do transformador conversor.	124
Tabela 5.1 –	Componentes do sistema simulado no ATP.	139
Tabela 5.2 –	Casos do processo de conversão proposto analisados computacionalmente.	141
Tabela 5.3 –	Potências ativas médias registradas em cada fase pelo ATP, nos lados de baixa e média tensão do transformador conversor – Caso 1.	147

Tabela 5.4 –	Potências ativas médias registradas em cada fase pelo ATP, nos lados de baixa e média tensão do transformador conversor – Caso 2.	152
Tabela 5.5 –	Potências registradas em simulações computacionais para cargas desequilibradas de diferentes impedâncias supridas pelo transformador conversor.	154
Tabela 5.6 –	Correntes de linha e tensões de linha registradas na carga e desequilíbrio de tensão para diferentes potências do transformador monofásico.	155
Tabela 7.1 –	Resistividades típicas em algumas regiões do Brasil.	173
Tabela 7.2 –	Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela CPFL.	174
Tabela 7.3 –	Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela Celpe.	175
Tabela 7.4 –	Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela Celpa.	175
Tabela 7.5 –	Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela Cemat.	176
Tabela 7.6 –	Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela Copel.	176
Tabela 7.7 –	Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela CEEE.	176
Tabela 7.8 –	Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela Coelce.	177
Tabela 7.9 –	Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela Eletrobrás.	177
Tabela 7.10 –	Casos modelados no Capítulo V com resistência de aterramento desprezível.	179
Tabela 7.11 –	Simulações computacionais com resistências de terra variando entre 0 e 80 Ω .	182
Tabela 7.12 –	Síntese dos resultados obtidos nas simulações com carga equilibrada e resistência de aterramento crescente.	183

Tabela 8.1 –	Faixas de variação consideradas adequadas, precárias ou críticas para a tensão de leitura (TL) em relação à tensão nominal de referência (TR).	189
Tabela 8.2 –	Descrição dos eventos de VTCDs, correspondentes amplitudes típicas e duração do evento.	190
Tabela 8.3 –	Distorções harmônicas totais de tensão (DTT) máximas admissíveis.	191
Tabela 8.4 –	Comparação dos resultados de simulações computacionais em condições de VTCD (50% na fase “A” durante 10 ciclos) no sistema proposto para suprimento trifásico a dois condutores e no sistema trifásico convencional.	198
Tabela 8.5 –	Valores de distorções harmônicas de tensão no ramal trifásico e no lado de baixa tensão do transformador conversor – Caso 3.	202
Tabela A.1 –	Resistências típicas de diferentes tipos de solo.	223
Tabela A.2 –	Resistividades de diferentes tipos de solo a 20° C.	224
Tabela A.3 –	Resistividades em solos com diferentes teores de umidade a 20° C.	227
Tabela A.4 –	Variação da resistividade do solo arenoso com a temperatura do solo.	228
Tabela B.1 –	Variação da resistência de aterramento com a profundidade em um solo arenoso.	234
Tabela B.2 –	Variação na resistência de aterramento com o comprimento da haste.	236
Tabela B.3 –	Comparação dos valores de resistência de aterramento obtidas com uma única haste e com eletrodos múltiplos em um solo com resistividade igual a 100 Ω .m.	238
Tabela B.4 –	Comparação dos valores de resistência de aterramento obtidas com uma única haste e com eletrodos múltiplos em um solo com resistividade igual a 3000 Ω .m.	238

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO GERAL

1.1 – Aspectos técnicos e econômicos relacionados à eletrificação rural

A eletrificação rural é de vital importância para o desenvolvimento do país, influenciando basicamente nos aspectos econômicos e socioculturais do homem e do campo. A disponibilidade de energia elétrica implica em melhora na qualidade de vida pelo acesso à iluminação, educação e melhores condições de higiene [1].

Economicamente, além de aumentar e melhorar a produtividade, a eletrificação rural estimula o mercado consumidor de tais regiões, motivando o homem do campo a procurar novas explorações produtivas, além da melhoria de seu conforto, refletindo beneficentemente na economia global do país.

Do ponto de vista sociocultural, a energia elétrica coloca à disposição do homem do campo os meios de comunicação de massa, permitindo o seu contato imediato com os centros urbanos, de modo a tomar conhecimento dos problemas e notícias sociais, políticas e econômicas da sua região e do país, rompendo o seu tradicional e realimentado isolamento do restante da sociedade. Além disso, a eletrificação torna possível e confortável a realização de cursos noturnos, a frequência a centros-cívicos e clubes, melhorando a vida comunitária entre seus membros.

Outro aspecto fundamental relacionado ao fornecimento de energia elétrica em zonas rurais refere-se ao incentivo à fixação do homem no campo, já que regiões sem energia elétrica são subdesenvolvidas por não suprirem necessidades básicas da população como iluminação, conservação de alimentos, saúde, educação e bombeamento de água [2],[3].

Nos últimos anos, a eletrificação rural deficiente resultou em grandes migrações para o setor urbano, provocando o crescimento excessivo das grandes cidades e a menor disponibilidade de mão de obra nas áreas rurais, acompanhados dos diversos problemas daí decorrentes [2],[4].

Desta forma, a ampliação e a melhoria técnica das redes de eletrificação rural beneficiam a sociedade diminuindo o êxodo rural, permitindo o aumento da quantidade e da qualidade da produção rural e ampliando o mercado consumidor de energia elétrica [5].

Ainda é importante lembrar que, sem a eletrificação rural, uma opção para os habitantes da região seria utilizar outros tipos de combustíveis como lenha, carvão, óleo diesel ou biomassa, que podem ser prejudiciais à saúde do ser humano e ao meio ambiente, emitindo monóxido de carbono, óxidos de nitrogênio, entre outros compostos orgânicos [3].

Os consumidores rurais, definidos como aqueles que estejam nas zonas rurais e nela desenvolvam alguma atividade [6], apresentam características típicas e tradicionais, entre as quais se destacam [1],[7]:

- Longa distância entre o consumidor e o centro de suprimento;
- Poucos consumidores por quilômetro de rede de energia elétrica, ou seja, baixa densidade de consumidores;
- Baixa carga instalada;
- Baixo consumo de energia elétrica ativa mensal;
- Pequenas demandas máximas simultâneas.

Do mesmo modo, pode-se definir as seguintes aplicações clássicas para o uso da eletricidade com fins produtivos em áreas rurais [1],[3],[5],[6],[8],[9]:

- Força Motriz:
 - Acionamento de máquinas agrícolas;
 - Beneficiamento e classificação de cereais;
 - Preparo de alimentos para bovinocultura, suinocultura, avicultura;
 - Automação da distribuição dos alimentos;
 - Bombeamento de água para limpeza e consumo;
 - Bombeamento de água para irrigação;
 - Bombeamento de água para tanques de piscicultura;
 - Ventilação de galpões;
 - Ordenha mecanizada;

- Processos de moagem;
 - Extração de óleos vegetais;
 - Transporte de grãos;
 - Seleção de grãos.
- Fonte de Calor:
 - Aquecedores de galpões;
 - Aquecimento de água nos tanques de piscicultura;
 - Em chocadeiras.
- Resfriamento:
 - Processo de pasteurização de leite;
 - Tanques de resfriamento de leite para armazenagem até a coleta pelo caminhão-tanque;
 - Armazenamento de derivados do leite, produzidos nas próprias fazendas, como queijos, requeijão e manteiga;
 - Armazenagem de certos tipos de vinhos em vinícolas;
 - Conservação local de vacinas para os animais da fazenda;
 - Conservação de vacinas para humanos, nos postos de saúde em zonas rurais;
 - Refrigeração de alimentos perecíveis nas residências, vendas e centros comunitários.
- Iluminação:
 - Residências;
 - Setores produtivos;
 - Galpões para aves;
 - Centros comunitários;
 - Escolas rurais.

Tais aplicações ressaltam a importância da qualidade e da confiabilidade nas instalações elétricas que atendam uma unidade rural. Eventuais problemas técnicos, seja na própria instalação de baixa tensão do consumidor, seja no fornecimento de energia elétrica em média tensão pela concessionária local, tendem a demandar grandes períodos de tempo

para serem solucionados, visto a considerável distância entre o consumidor e a equipe técnica especializada.

Inclusive, eventualmente, em áreas remotas ou muito simples, pode haver até mesmo a dificuldade inicial de estabelecer contato com a concessionária de energia elétrica. Deste modo, é usual que a equipe técnica, muitas vezes responsável por grandes áreas geográficas, leve um longo período de tempo para restabelecer o fornecimento de energia elétrica, o que pode significar algumas horas de espera e, em casos extremos, dias.

Como exemplo da relevância da continuidade nos serviços de distribuição de energia elétrica para uma unidade rural, pode-se citar a produção de leite. Tal produção requer métodos adequados para sua extração, manejo, conservação e transporte, a fim de inibir a proliferação ou destruir micro-organismos contaminantes. Estes cuidados dependem não apenas de boas práticas de higiene, mas também da estabilidade no suprimento de energia elétrica.

Caso ocorra, por motivos quaisquer, a interrupção no fornecimento de energia elétrica a esta instalação, a longa distância que separa a área rural dos centros técnicos resultará em demora e dificuldade de atendimento. Isso pode determinar a perda completa da produção de leite armazenada nos equipamentos de refrigeração do consumidor, com o comprometimento de todo o volume de leite que abasteceria um caminhão-tanque.

Além da interrupção total no fornecimento de energia, outros eventos relacionados à qualidade de energia elétrica, mesmo não causando tantos transtornos quanto a total interrupção no suprimento elétrico, podem fazer com que o leite permaneça submetido a temperaturas acima das recomendadas por alguns períodos. Se tais eventos ocorrerem com frequência, pode haver comprometimento da produção.

Em qualquer destes casos, a responsabilidade por uma eventual perda na produção será do próprio produtor e não da concessionária. Deste modo, se o insumo energia elétrica é fundamental para o produtor rural, ele próprio deveria prover meios para sustentar a produção em períodos de falta de energia, já que é impossível que qualquer distribuidora de energia elétrica garanta o fornecimento contínuo e invariável, sem interrupção alguma ou eventuais problemas de qualidade.

Em relação ao tipo de consumidor a ser atendido nas regiões rurais, em geral, pode-se agrupá-los em quatro categorias distintas: agropastoril, industrial, irrigante e coletivo. O maior consumo mensal médio refere-se ao grupo rural que desenvolve produção industrial, seguido pelo irrigante, coletivo e, por fim, pelo consumidor rural agropastoril [4].

É grande a necessidade de racionalizar a potência dos transformadores rurais para se reduzir o custo global da eletrificação rural, uma vez que o uso de tais dispositivos com menores potências implica tanto na redução de custo de sua aquisição, quanto na redução da parcela dos custos relacionados às perdas elétricas nos mesmos. Tais perdas elétricas representam, em média, 70% das perdas totais de tais sistemas, sendo a maior parte referente às perdas no núcleo dos transformadores, que são proporcionais a sua própria potência, ou seja, independem da corrente de carga [1].

O controle destas perdas exige que o transformador de cada consumidor rural seja bem dimensionado, de acordo com suas reais necessidades. Deve-se, portanto, evitar o uso de transformadores com potências muito maiores que as necessidades da carga atual do consumidor atendido, supondo expansões futuras que podem levar anos para tornar-se realidade ou, muitas vezes, nem mesmo se concretizarem.

Ainda, a distinção entre os produtores rurais de pequeno, médio e grande porte pode ser feita de acordo com a potência do seu transformador de distribuição, instalado pela concessionária. Estes consumidores rurais são atendidos, quase em sua totalidade, por transformadores monofásicos de até 25 kVA, sendo estes considerados consumidores rurais de pequeno porte. Já os produtores rurais que consomem maior energia elétrica são classificados como consumidores rurais de médio porte se forem atendidos por transformadores trifásicos com potências superiores, podendo chegar a 112,5 kVA. Por fim, existem os produtores rurais atendidos por transformadores trifásicos de mais de 112,5 kVA e com demanda contratada, enquadrando-se como consumidores rurais de grande porte [6].

Os consumidores rurais de grande porte apresentam alto grau de mecanização em seus processos produtivos e concentram-se na produção em grande escala de produtos alimentícios, abastecendo o mercado interno brasileiro e, muitas vezes, ainda exportando seus produtos [1]. Sua grande produção é proporcional a um maior consumo, tornando-o um consumidor mais atrativo para as concessionárias de energia elétrica. Estes grandes consumidores, minoria na região rural, possuem alta capacidade de investimento, podendo, caso necessário, arcar com os custos relacionados ao transporte de energia elétrica através de ramais trifásicos até a região de seu interesse.

Já os consumidores rurais de pequeno e médio porte apresentam reduzida capacidade de investimento, dependendo totalmente do sistema de fornecimento de energia elétrica determinado pela concessionária de energia elétrica local. Estes consumidores produzem

geralmente gêneros alimentícios, usando parte da produção para sua própria subsistência. Estão em maioria e consistem nos tradicionais consumidores rurais [1].

Deste modo, as longas distâncias, aliadas aos baixos consumos verificados por estes consumidores, tornam as áreas rurais pouco atrativas financeiramente para as concessionárias de energia elétrica. A dispersão espacial da demanda induz a elevados custos iniciais para o suprimento de energia elétrica, enquanto o pequeno consumo mensal determina baixos valores de contas de energia elétrica, sendo excessivamente longo o tempo de retorno do capital investido [2].

Entretanto, as políticas governamentais afirmam que os critérios de análise de viabilidade de um projeto de eletrificação rural não devem se concentrar em resultados econômicos a curto ou médio prazo, mas sim em questões sociais e ambientais [2]. Tais políticas concentram-se, principalmente, nos pequenos produtores rurais, que empregam a energia como bem de consumo e, quando aplicável, como fator de produção em seus processos agropecuários [1].

Estas famílias anseiam adquirir eletrodomésticos e aparelhos eletrônicos para conforto e lazer, adotando hábitos e comportamentos urbanos [1]. Também tendem a adquirir equipamentos para auxílio nas tarefas agropecuárias, desde que convencidos das reais vantagens de uma determinada máquina elétrica em seu processo produtivo.

Desta forma, as concessionárias de energia se viram obrigadas a atender integralmente a estes consumidores. Tal responsabilidade, aliada à limitação de recursos financeiros para investimentos em eletrificação rural, impeliu as concessionárias de energia a utilizar sistemas de distribuição de energia elétrica monofásicos em média tensão, a um ou dois condutores [2].

Verifica-se, então, que uma eficiente política de eletrificação de áreas rurais, visando atingir o maior número possível de propriedades rurais, deve procurar, entre as soluções tecnicamente viáveis, aquelas mais econômicas. No Brasil, cerca de 90% das famílias que vivem no meio rural possuem renda familiar abaixo de três salários mínimos. Portanto, um sistema de eletrificação rural eficiente e de baixo custo para o consumidor é decisivo tanto no combate à migração rural, quanto na busca de um amplo panorama de desenvolvimento rural [3].

1.2 – A necessidade do suprimento trifásico

Em relação ao tipo de sistema de distribuição que o atende, sabe-se que o suprimento monofásico é capaz de atender à maioria das necessidades dos consumidores rurais, tradicionalmente restritas à iluminação e motores elétricos de baixas potências [2].

Entretanto, algumas particularidades orientam para o uso de motores trifásicos, uma vez que diversas são as formas de utilização da energia elétrica nas propriedades rurais como insumo de produção e aumento da produtividade, propiciadas pela adoção de novas tecnologias e pela diversificação das atividades.

Avanços tecnológicos, como o crescente uso de equipamentos e máquinas elétricas, o desenvolvimento de novas técnicas de plantio irrigado e o beneficiamento de produtos agrícolas nos próprios locais de plantio, impõe ao produtor rural a necessidade de aumentar seu consumo de energia elétrica e, ainda, aumentar sua demanda máxima [4],[8].

Porém, com o sistema monofásico à disposição, o produtor rural fica limitado às particularidades do mesmo. Além da dificuldade no suprimento a cargas trifásicas, o consumidor rural típico se vê restrito às típicas potências nominais de 5, 10, 15 ou 25 kVA do transformador de distribuição monofásico que o atende [4].

Em contestação ao atendimento monofásico às propriedades rurais pode-se citar [4],[5],[8],[9]:

- Necessidade de utilização de cargas motrizes mais significativas;
- Bombas de irrigação através de poços profundos são, em sua maioria, acionadas por motores elétricos trifásicos;
- Motores trifásicos, comparados aos monofásicos, apresentam menor conjugado de partida e melhor desempenho na partida, dispensando dispositivos auxiliares, o que resulta em redução de custos e menor manutenção;
- Motores monofásicos têm sua produção seriada geralmente limitada a 15 cv, enquanto os motores trifásicos têm maior disponibilidade de mercado, principalmente para potências acima de 10 cv, sendo tipicamente encontrados entre ¼ cv e 500 cv;
- Motores monofásicos, comparados aos trifásicos de mesma potência, são fisicamente maiores e mais pesados;
- O custo de um motor trifásico é, em geral, metade do relativo a motores monofásicos de mesma potência,

- Motores trifásicos apresentam fator de potência mais elevado e maior rendimento, o que determina um consumo de energia, em média, 20% menor que o correspondente motor monofásico.

Verifica-se, portanto, que em várias situações, a disponibilidade de um sistema trifásico é de vital importância ao produtor rural, permitindo que este acompanhe os avanços de tecnologia, tornando seu produto competitivo no mercado.

Entretanto, nem sempre a topologia trifásica está disponível nas instalações, já que a solução definitiva para utilização das cargas trifásicas em áreas rurais ou remotas consiste na instalação da rede elétrica trifásica a um custo, na maioria das vezes, proibitivo.

Restam, então, duas opções ao consumidor que necessita suprir suas cargas trifásicas recebendo alimentação monofásica da concessionária de energia elétrica local [10]. Uma delas seria adquirir um gerador trifásico a diesel ou gasolina que, além do grande volume, alta emissão de ruído, exigência de gastos constantes com combustível e necessidade de acondicionamento específico do equipamento, traz as conhecidas limitações ambientais associadas ao seu funcionamento.

A segunda opção consiste na utilização do chamado conversor mono-trifásico (CMT), solução esta muito mais atrativa que a primeira, capaz de converter as fases de uma rede monofásica em um sistema trifásico, equilibrado ou não, dependendo do tipo e da topologia da conversão [9]. O conversor de número de fases não é um gerador, sendo incapaz de alimentar a carga sem extrair energia do sistema de energia elétrica monofásico ao qual é conectado [10].

O preço dos geradores a diesel ou gasolina supera o dos CMTs. Deste modo, tanto o custo inicial necessário para a aquisição de um equipamento de geração, quanto seu custo operacional, relacionado ao permanente gasto com combustíveis, restringem sua aplicação a três situações:

- I. Condições temporárias: quando o gerador é alugado para suprimento a uma carga sazonal ou mesmo para uma nova instalação, recém-construída, até que a energia convencional, vinda da concessionária local, seja estabelecida.
- II. Condições emergenciais: em instalações que não podem sofrer as eventuais interrupções no fornecimento de energia elétrica pela concessionária, mesmo que momentâneas.

- III. Condições econômicas: em instalações que precisam de suprimento adicional para o horário de ponta devido ao sistema tarifário no qual encontram-se enquadrados.

Deste modo, verifica-se que a necessidade de alimentar cargas trifásicas em regiões que dispõem apenas de ramais monofásicos consiste em um verdadeiro desafio já que, seja qual for o método escolhido, este deve atender não somente a requisitos técnicos, mas também ambientais e, principalmente, econômicos.

1.3 – Objetivos e contribuições oferecidas por esta tese

Há décadas o produtor rural adquire CMTs para suprir exclusivamente as cargas trifásicas em sua instalação. Surge, então, a necessidade de avaliar as influências dessa tendência de uso dos dispositivos conversores de número de fases, tanto na operação da rede interna do consumidor, quanto nas redes de distribuição de energia elétrica a ele interligadas.

Em particular, o atendimento a consumidores em áreas rurais ou remotas é alvo de diversas pesquisas. A justificativa para tal interesse baseia-se no fato de que as concessionárias de energia elétrica irão alimentá-lo com sistemas monofásicos a um ou dois condutores, enquanto os consumidores das áreas urbanas sempre terão à sua disposição o sistema trifásico convencional, bastando solicitá-lo quando suas cargas exigirem.

Deste modo, nas regiões rurais, a implementação de serviços de eletricidade consiste em um verdadeiro desafio pela dificuldade em atender, através de sistemas econômicos, às crescentes demandas, com serviços de melhor qualidade.

Adicionalmente, um sistema conversor de número de fases considerado ideal para ser utilizado no atendimento a áreas rurais deve apresentar, entre outras características:

- Baixo custo;
- Construção e operação simplificadas;
- Capacidade de atender a várias cargas (de características diferentes e em operação simultânea);
- Robustez;
- Portabilidade;

- Não prejudicar a qualidade da energia recebida;
- Fácil instalação;
- Fácil manuseio;
- Alta confiabilidade;
- Baixa e fácil manutenção.

Neste sentido, o presente trabalho tem o objetivo de oferecer uma possibilidade diferenciada para o atendimento a cargas rurais trifásicas, sugerindo o aproveitamento da topologia convencional dos ramais monofásicos existentes nas instalações rurais para o suprimento trifásico às mesmas instalações, usando para esse propósito uma nova concepção de transformação de número de fases, baseada tão somente em unidades magnéticas.

Tais unidades consistem em dois transformadores de distribuição, um monofásico e outro trifásico. Portanto, o sistema proposto de suprimento trifásico a dois condutores apresenta simplicidade construtiva, além de baixa e fácil manutenção, a qual poderia ser realizada pela própria equipe técnica da concessionária de distribuição de energia elétrica local.

O método proposto também demonstra consideráveis vantagens econômicas em relação a outros métodos de obtenção de tensões trifásicas em áreas rurais ou remotas. De fato, ao contrário dos conversores de números de fases existentes no mercado, o sistema proposto permite alimentar simultaneamente cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas, das mais variadas naturezas. A limitação do suprimento será definida pelas potências dos dois transformadores que compõem o sistema conversor proposto.

Visivelmente, o projeto é impactante no setor elétrico brasileiro, notadamente em regiões com grandes extensões de redes rurais monofásicas, possibilitando uma considerável expansão de mercado para as distribuidoras de energia elétrica através de investimentos extremamente baixos.

1.4 – Estrutura da tese

O **Capítulo I** apresenta a relevância da busca de técnicas para atendimento trifásico a cargas rurais, com baixo custo e adequado nível de eficiência. Adicionalmente, os trabalhos são segmentados da seguinte forma: fundamentação associada com o arranjo físico, desenvolvimento da modelagem matemática da solução proposta, simulações computacionais para validação do desenvolvimento analítico, desenvolvimento de um protótipo em escala reduzida para validação definitiva, em laboratório, da metodologia de conversão proposta, análise do impacto da resistência de aterramento no desempenho do sistema proposto e, por fim, análise do comportamento do sistema proposto em condições diversas de perturbação. Tais informações são estruturadas da seguinte forma:

Capítulo II – Padrões atuais de atendimento a cargas rurais

Define os métodos utilizados pelas concessionárias de energia elétrica para atender consumidores em área rurais, com suas respectivas características técnicas, benefícios e limitações.

Capítulo III – Alternativas para atendimento a cargas trifásicas com suprimento monofásico

Descreve os tradicionais métodos de conversão mono-trifásica, que englobam conversores rotativos ou estáticos. Estes últimos, por sua vez, compreendem os conversores passivos e, ainda, os que empregam elementos eletrônicos.

Capítulo IV – Nova concepção para atendimento a cargas rurais trifásicas a partir de um sistema de distribuição de energia elétrica a dois condutores

Apresenta conceitos matemáticos e elétricos para concepção da nova topologia de rede de distribuição de energia elétrica baseada em dois condutores para atendimento a cargas rurais trifásicas. Define a estrutura básica do novo sistema proposto, bem como as adaptações necessárias em um sistema monofásico existente de forma a obter-se um sistema trifásico com características apropriadas para alimentar cargas trifásicas típicas utilizadas em áreas rurais. Adicionalmente, faz a análise econômica do sistema proposto, contemplando a comparação financeira entre a construção de

um ramal de distribuição trifásico e a adoção do método de suprimento elétrico proposto neste trabalho por um consumidor rural.

Capítulo V – Implementação da solução proposta em ambiente computacional

Apresenta os resultados de simulações computacionais desenvolvidas para três tipos de cargas rurais, considerando-se cargas equilibradas e desequilibradas, assim como a análise da partida de motores elétricos e seu comportamento em regime permanente.

Capítulo VI – Avaliação experimental da metodologia proposta

Uma vez comprovada a viabilidade técnica do novo sistema proposto para atendimento a cargas rurais trifásicas, através de modelagens e simulações computacionais, este capítulo apresenta os resultados obtidos em laboratório, através da determinação de um modelo em escala reduzida suprimindo um motor de indução trifásico.

Capítulo VII – Análise do impacto da resistência de aterramento no desempenho do sistema proposto

Discute conceitos fundamentais relacionados aos componentes do sistema de aterramento, suas características e parâmetros que influenciam no valor da resistência de terra. Efetua estudos computacionais a fim de analisar a influência da resistência de aterramento do sistema no desempenho elétrico do sistema trifásico a dois fios proposto.

Capítulo VIII – Análise do desempenho do sistema proposto em condições de perturbação

Avalia o comportamento do sistema trifásico a dois condutores em condições de perturbação como variações de tensão, desequilíbrios e distorções harmônicas.

Capítulo IX – Conclusões

Sintetiza os principais pontos relacionados ao trabalho, ressaltando questões vinculadas às principais contribuições obtidas.

CAPÍTULO II

PADRÕES ATUAIS DE ATENDIMENTO A CARGAS RURAIS

2.1 – Considerações iniciais

A distribuição de energia elétrica no Brasil é predominante realizada através de redes aéreas [11]. Trata-se, para muitos, de uma opção antiestética, principalmente nos centros urbanos. Entretanto, é consideravelmente mais econômica que o alternativo uso de redes de distribuição subterrâneas, tanto em sua instalação quanto na operação e manutenção.

Estas linhas aéreas de distribuição utilizam, em sua maioria, cabos nus que, justamente por não possuírem nenhum tipo de revestimento, isolamento ou cobertura, facilitam a dissipação de calor e aumentam consideravelmente a ampacidade da linha.

Entretanto, tais condutores não isolados estão expostos ao tempo, sendo suscetíveis a uma série de intempéries prejudiciais ao seu bom funcionamento, havendo, ainda, a possibilidade de fugas de corrente e curtos-circuitos em função da proximidade entre condutores.

Além das perigosas descargas atmosféricas, outras eventualidades, como a deterioração de isoladores, permitem a fuga de corrente através de uma estrutura sólida, podendo colocar em risco pessoas, animais e equipamentos.

Ainda, o contato acidental de árvores com um condutor da rede ou mesmo a queda de cabos, que na maioria das vezes continuam energizados, podem ferir seres vivos ou aquecer vegetações a ponto de formação de arcos elétricos e incêndios [11].

Tais situações são comuns em áreas rurais, caracterizadas por poucos consumidores, os quais se encontram geograficamente esparsos e apresentam baixas cargas instaladas.

Desta forma, podem resultar em faltas de difícil detecção por apresentar baixos valores de corrente, geralmente não identificáveis pelos sistemas convencionais de proteção, projetados para atuar em situações de correntes elevadas [11].

Mesmo com tais ressalvas, fatores técnicos e econômicos, determinam que a eletrificação rural seja efetuada através de redes aéreas de distribuição de energia elétrica em média tensão [4].

2.2 – Estratégias para o atendimento das unidades consumidoras rurais

O suprimento através de redes monofásicas predomina nas propriedades rurais eletrificadas no Brasil, assim como nos demais países. Com uma demanda média de apenas 2 kVA por consumidor rural, as concessionárias de energia elétrica não vislumbram retorno financeiro para investimentos em ramais trifásicos com comprimentos entre 15 e 30 km, atendendo por volta de 10 ou 15 consumidores [7].

Além do determinante fator econômico, outra justificativa para a escolha deste tipo de suprimento está na magnitude das cargas nas zonas rurais, geralmente tão pequenas que raramente são necessários três condutores para atender a capacidade de transporte de potência requerida pelas mesmas [7].

Outra limitação para o atendimento trifásico aos consumidores rurais está relacionada à pequena quantidade de carga para equilibrar entre as três fases. As curvas de carga típicas dos consumidores rurais evidenciam a baixa possibilidade de balanceá-las em um ramal trifásico, sendo atingido um bom balanceamento apenas com um número maior de consumidores [7].

Tais limitações relacionadas à eletrificação rural impeliram as concessionárias de energia a utilizar sistemas de distribuição de energia elétrica monofásicos em média tensão, a um ou dois condutores.

O sistema monofásico compõe-se de dois condutores fase ou de um condutor fase e um neutro, podendo o neutro utilizar um cabo ou o próprio solo como elemento condutor. Estas opções são discutidas na sequência.

2.2.1 – Sistema bifásico ou monofásico fase-fase

O sistema monofásico a dois condutores fase, também referenciado por sistema bifásico, é constituído por dois condutores fase derivados de uma rede de distribuição trifásica, como indica a figura 2.1. Este sistema é uma opção para regiões onde o tronco de distribuição trifásico da concessionária de energia elétrica, do qual deriva o ramal bifásico, for constituído por três condutores fase, não oferecendo o condutor neutro e, portanto, não permitindo a conexão direta do sistema monofásico fase-neutro.

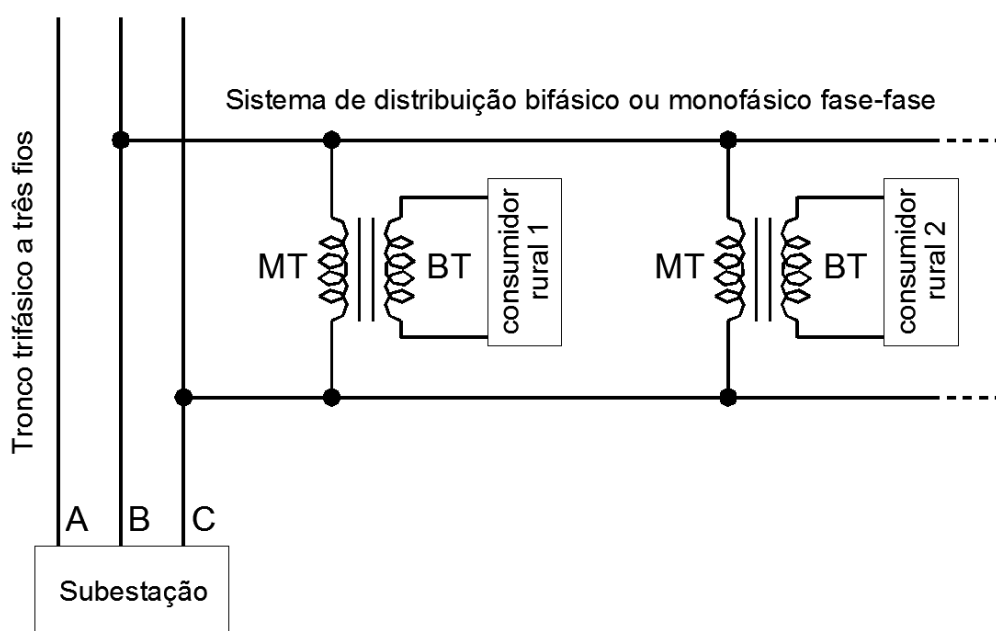


Figura 2.1 – Sistema bifásico ou monofásico fase-fase – tronco trifásico a três fios.

Trata-se de um sistema muito usado na França e também encontrado em algumas concessionárias de energia elétrica brasileiras como Copel (Companhia Paranaense de Energia), CEEE (Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – Rio Grande do Sul), Cemat (Centrais Elétricas Mato-grossenses), Cosern (Companhia Energética do Rio Grande do Norte), Coelba (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia), Celpe (Companhia Energética de Pernambuco) [7].

O sistema bifásico pode ser horizontal ou vertical: no primeiro os condutores fase são dispostos na posição horizontal, paralela ao solo, enquanto no segundo, tais condutores são dispostos verticalmente, em posição perpendicular ao solo. Os bifásicos verticais utilizam postes similares aos do sistema monofásico fase-neutro, como será visto na seção

2.2.2, o que dispensa cruzetas e ferragens associadas. Já os sistemas bifásicos horizontais exigem tais estruturas, idênticas às de um sistema trifásico, com a omissão do terceiro condutor fase, no topo do poste, como ilustra o posto de transformação bifásico da figura 2.2 [5]. Isso torna a eventual conversão para um sistema trifásico muito mais rápida e simples, sendo apenas requerida a instalação do terceiro condutor e do correspondente isolador.



Figura 2.2 – Posto de transformação bifásico em uma rede de distribuição rural.

Esta facilidade na ampliação da capacidade de suprimento da rede de distribuição faz com que o sistema bifásico horizontal seja indicado para regiões onde haja previsão de rápido crescimento de carga, o que resultaria em demandas superiores à capacidade do sistema monofásico. Deste modo, a instalação do sistema monofásico fase-fase seria feita já vislumbrando a futura conversão para uma rede trifásica capaz de suprir este aumento de carga.

Os sistemas bifásicos horizontais alcançam uma redução de custo de 20 a 30% em relação aos sistemas trifásicos [4],[7],[12]. Entretanto, existe uma terceira variação dos sistemas bifásicos, que não oferece tanta economia ao ser comparada a uma rede trifásica. Esta configuração mais dispendiosa de ramal bifásico é trifilar, formada por dois condutores fase e pelo condutor neutro, devendo, portanto, derivar de um tronco de distribuição trifásico a quatro fios.

Verifica-se que esta versão do sistema bifásico, determina linhas a três condutores, assim como um sistema trifásico trifilar. Desta forma, esta opção não apresenta atrativos técnicos ou econômicos em relação a um sistema trifásico convencional, a três condutores fase. Isto porque, tecnicamente, o sistema trifásico apresenta maior capacidade de transmissão de potência, maior estabilidade e possibilidade de balanceamento interno da carga de cada consumidor [2]. Economicamente, o bifásico a três condutores, representa o mesmo gasto com cruzetas, ferragens e condutores, já que o neutro tem mesma bitola que o correspondente condutor fase. Entretanto, existe uma economia média de 15% ao comparar-se com um sistema trifásico trifilar, relacionada aos dispositivos de proteção, à eliminação de um isolador de média tensão por poste e ao uso de transformadores monofásicos no lugar dos trifásicos.

2.2.2 – Sistema monofásico convencional – MRN

O sistema monofásico convencional, também chamado sistema fase-neutro multi-aterrado ou, ainda, sistema monofásico com retorno pelo neutro (MRN) compõe-se de um condutor fase e um neutro. Neste sistema, em princípio, a construção é mais simples, pois um único condutor fase é mantido no topo dos postes, como mostra a figura 2.3.



Figura 2.3 – Posto de transformação monofásico – linha de distribuição rural de 13,8 kV.

Esta topologia reduz o custo das ferragens, cruzetas, isoladores e mão de obra. Além da distribuição ser mais barata, o transformador monofásico e as chaves são menos onerosos e, uma vez que fusíveis e para-raios são ligados apenas aos condutores fase, contribui-se para a redução do custo global [3].

Cabe observar que, sob o ponto de vista de capacidade de condução de corrente de um condutor, o sistema monofásico, para transmitir uma determinada potência, necessitará de um condutor de bitola maior que a do sistema trifásico. Isto porque o balanceamento de cargas em um sistema trifásico resulta na divisão proporcional das correntes de linha. Já no sistema monofásico, seja ele fase-fase ou fase-neutro, os dois condutores são utilizados para a totalidade da carga.

Todavia, uma característica que quase sempre se apresenta na área rural é a longa distância associada às baixas potências instaladas. Desta forma, o condutor fica determinado muito mais por suas características mecânicas do que elétricas, fazendo com que praticamente o mesmo condutor seja utilizado em linhas trifásicas e monofásicas.

O sistema monofásico com neutro multi-aterrado (fase-neutro), indicado na figura 2.4, representa um dos sistemas de distribuição de energia elétrica adotados pelas distribuidoras brasileiras para o atendimento às unidades consumidoras rurais. Pode-se citar Escelsa (Espírito Santo Centrais Elétricas), CEB (Companhia Energética de Brasília), Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais), Celpe (Companhia Energética de Pernambuco), Coelba (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia), Celpa (Centrais Elétricas do Pará) [7]. No exterior, este sistema MRN se estende por milhares de quilômetros nos Estados Unidos e Canadá, representado quase uma unanimidade na eletrificação rural destes países [5].

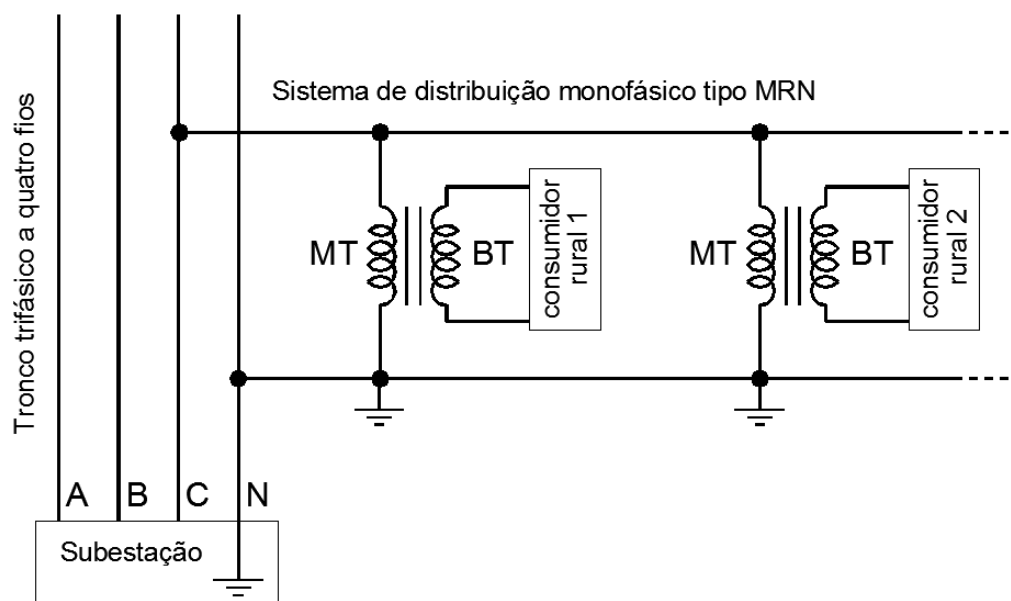


Figura 2.4 – Sistema monofásico convencional – fase-neutro – tronco trifásico a quatro fios.

A figura 2.4 evidencia que o condutor neutro do sistema MRN é comum ao neutro da rede trifásica [11]. Contabilizando postes, condutores, acessórios, mão de obra e manutenção, o custo de um sistema monofásico com neutro multi-aterrado representa entre 40% e 60% do custo de um ramal trifásico com tensão e potência correspondentes [2],[7]. Esta considerável economia levou à adoção do sistema MRN por diversas concessionárias para atendimento a áreas rurais [3].

Comparando as opções de alimentar os transformadores de distribuição com uma única fase e o neutro ou com duas fases, verifica-se um aumento nos custos que pode chegar a mais de 50% ao optar-se pelo sistema bifásico horizontal, que permitirá a fácil e rápida adaptação para uma futura rede de distribuição trifásica [7].

Esta significativa diferença nos custos da topologia MRN e do arranjo bifásico pode ser explicada, em parte, pela figura 2.5 que apresenta um poste usado no sistema fase-fase e um poste usado no sistema fase-neutro. A figura ilustra que o sistema MRN, comparado ao sistema bifásico horizontal, elimina um isolador de média tensão por poste, além da simplificação estrutural do poste que resulta na eliminação das cruzetas e ferragens associadas [13]. Já comparando-se o MRN ao sistema trifásico trifilar, além da mesma economia relacionada aos postes, que são iguais nos sistemas bifásico e trifásico, são eliminados dois isoladores de média tensão por poste.

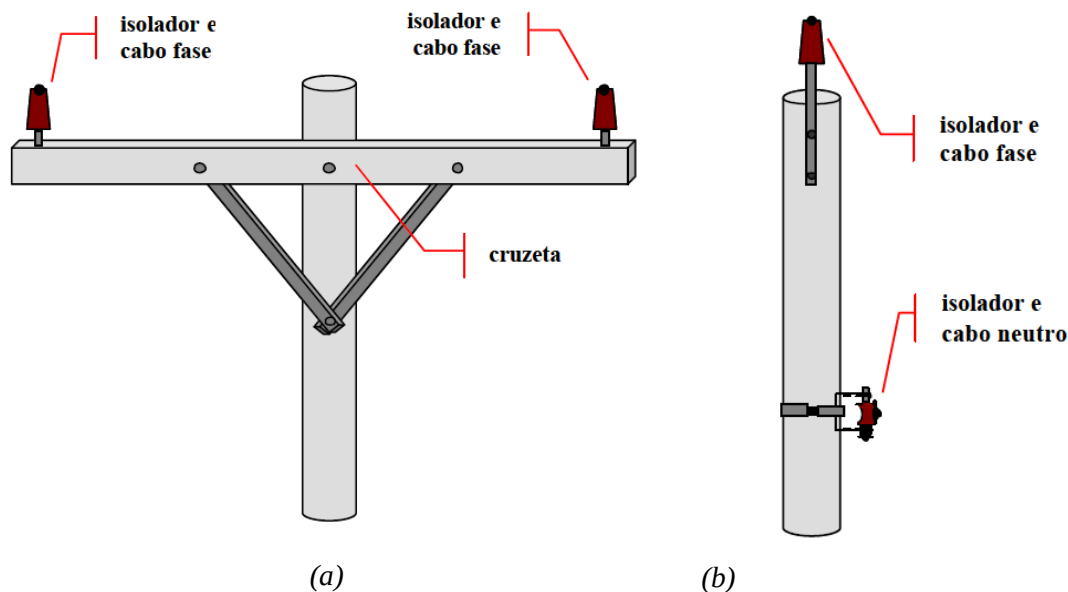


Figura 2.5 – Poste utilizado em linhas de distribuição de média tensão:

(a) Sistema bifásico ou monofásico fase-fase;

(b) Sistema MRN ou monofásico fase-neutro.

Fonte: Tese de doutorado “Energia elétrica renovável em pequenas comunidades no Brasil: em busca de um modelo sustentável” [13].

As principais vantagens do sistema fase-neutro multi-aterrado são: simplificação da construção, permitindo maior rapidez e menores custos; utilização de estações transformadoras mais simples e baratas, pois os transformadores têm somente uma bucha de alta tensão e possibilidade de usar o neutro comum na alta e na baixa tensão [7].

Uma desvantagem do sistema fase-neutro é a tendência a promover o aumento do furto de condutores, o que pode acarretar grandes prejuízos para as distribuidoras, além de problemas associados com a qualidade da energia elétrica. Para amenizar tais problemas, uma das possibilidades consiste no emprego de condutores de aço zincado (CAZ), em substituição aos tradicionais condutores de alumínio (CA) ou de alumínio com alma de aço (CAA).

Também vale ressaltar que, como nem sempre os sistemas trifásicos são associados a um condutor neutro, será necessário o lançamento do neutro desde a fonte de suprimento, ou a instalação de um transformador adicional do qual o ramal MRN irá derivar. Este componente, normalmente, é constituído por um transformador monofásico, conectado entre duas fases da rede de distribuição trifásica, que suprem seu primário, enquanto do seu secundário deriva a tensão fase-neutro.

2.2.3 – Sistema monofásico com retorno por terra – MRT

Outra opção para o processo de eletrificação do meio rural se baseia na implantação de uma técnica muito difundida, a qual se apresenta na forma de um único condutor fase com retorno via sistema de terra. Esta estratégia possui fortes apelos econômicos e é comumente denominada sistema monofilar com retorno por terra (MRT). Os sistemas MRT são extensivamente usados para suprir cargas relativamente pequenas, esparsamente distribuídas em vastas áreas, pelo menor custo possível [14],[15].

O condutor da rede monofilar deriva de uma das fases de um tronco trifásico de distribuição, que por sua vez, origina em uma subestação com transformador ligado em delta-estrela aterrado. Deste modo, cada fase deste tronco trifásico compõe uma rede MRT, que pode ser analisada isoladamente ou em conjunto com as outras duas fases do tronco principal, como se fosse uma rede trifásica [11].

É importante observar que o retorno da corrente pelo solo só é possível se a saída da subestação de origem derivar de um transformador com o enrolamento secundário na configuração estrela aterrada para garantir o fechamento do circuito [1],[3],[7]. Deste modo, a corrente da rede MRT retorna para a fonte, através do solo, sendo que seu valor depende da resistividade do solo da região onde a rede de distribuição se encontra [11].

Verifica-se, portanto, que o projeto de aterramento da linha, bem como as características ambientais relacionadas à formação geológica do solo, sua compactação, seu teor de umidade e a quantidade de sais nele contidos, são fatores fundamentais na garantia da utilização eficiente e segura do sistema MRT [16].

O MRT apresenta-se como uma simplificação do sistema MRN, com a eliminação do condutor neutro. O solo executa o papel de retorno da corrente do primário do transformador monofásico de distribuição, ilustrado na figura 2.6, até a subestação de origem. A eliminação do condutor neutro e, conseqüentemente, dos aterramentos ao longo de toda a linha, determinaram a consolidação do MRT como o sistema mais prático e econômico para atendimento a áreas rurais [7].



Figura 2.6 – Posto de transformação em uma linha de distribuição rural – Sistema MRT.

Desta forma, o sistema MRT é amplamente recomendado para o suprimento econômico de pequenas cargas, em regiões esparsamente povoadas, desde que os critérios de proteção e aterramento sejam garantidos e não onerem o projeto [5].

Os valores típicos de tensão das linhas MRT são $13,8/\sqrt{3}$ kV, $23/\sqrt{3}$ kV e $34,5/\sqrt{3}$ kV, determinando, respectivamente, 7,967 kV, 13,279 kV ou 19,919 kV como tensões sobre os enrolamentos primários dos transformadores de distribuição rurais, ligados entre a fase e o terra.

Quanto ao lado de baixa tensão, em todos os métodos de suprimento monofásico apresentados, o secundário do transformador de distribuição monofásico possui terminal de ajuste de potencial (*tap*), cujo ajuste define mais de um valor de tensão no lado de baixa tensão. Os transformadores com *center tap*, têm o terminal central do enrolamento secundário aterrado, permitindo conectar cargas a dois valores de tensão, sendo um o dobro do outro [11].

As tensões padronizadas para redes de distribuição monofásicas em áreas rurais são de 254/127 V, 440/220 V, 230/115 V, 220/110 V e 240/120 V. A norma ABNT NBR 5440:2011 intitulada “Transformadores para redes aéreas de distribuição – Requisitos”, em vigor desde 30 de dezembro de 2011, define os valores de tensão no primário e secundário de transformadores de distribuição, como indica a tabela 2.1 [17].

Tabela 2.1 – Níveis de tensão padronizados nos transformadores de distribuição [17].

Tensão máxima do equipamento [kV _{eficaz}]	Tensão nominal				
	V _p [kV _{eficaz}] no primário do transformador de distribuição			V _s [V _{eficaz}] no secundário do transformador de distribuição	
	Trifásico	Monofásico fase-fase	Monofásico fase-neutro	Trifásico	Monofásico
15	13,8 ou 13,2	13,8 ou 13,2	7,967 ou 7,621	380/220 ou 220/127	Com dois terminais: 220 ou 127
24,2	23,1 ou 22	23,1 ou 22	13,337 ou 12,702		Com três terminais: 440/220; 254/127; 240/120 ou 230/115
36,2	34,5 ou 33	34,5 ou 33	19,919 ou 19,053		

O custo de implementação do sistema MRT representa entre 10% e 50% do valor de um sistema trifásico. Esta variação deve-se aos diferentes tipos de terreno e às características da carga a ser suprida. O relevo local e o peso dos condutores determinam o comprimento dos vãos e, portanto, a quantidade de postes necessários. O uso do cabo de aço zincado (CAZ) reduz significativamente o custo com condutores e postes. Já a resistividade do solo local determina as características dos sistemas de aterramento requeridos, o que pode representar um custo tão alto a ponto de inviabilizar o uso do MRT em determinadas regiões.

Quanto às vantagens do MRT pode-se citar [2],[4],[7]:

- Usando condutores CAZ e em solo de resistividade mais baixa, um sistema MRT pode custar apenas 10% do valor de um sistema trifásico;
- Simplicidade construtiva, que além de reduzir material e mão-de-obra nas redes, permite a concretização de obras em menor tempo;
- Além da economia verificada na construção do ramal de distribuição, sua manutenção e operação também apresentam consideráveis reduções de custos;
- Menor probabilidade de ocorrência de interrupções em comparação aos demais sistemas;
- O crescimento de carga pode ser convenientemente observado usando instrumentos de baixa tensão ligados ao próprio aterramento primário dos transformadores.

2.2.3.1 – Versões do sistema MRT

No que tange às propostas em prática para o emprego da tecnologia MRT, reconhece-se algumas relevantes para os sistemas de distribuição rurais. A mais tradicional delas, denominada “rede não isolada”, usa como fonte de suprimento uma rede trifásica convencional da qual são derivadas as redes monofásicas. Como ilustrado na figura 2.7, os transformadores de distribuição monofásicos têm seus enrolamentos primários ligados entre o condutor e o solo [7]. Trata-se da versão mais prática e econômica do sistema MRT, também referenciada por “sistema monofilar convencional” [1].

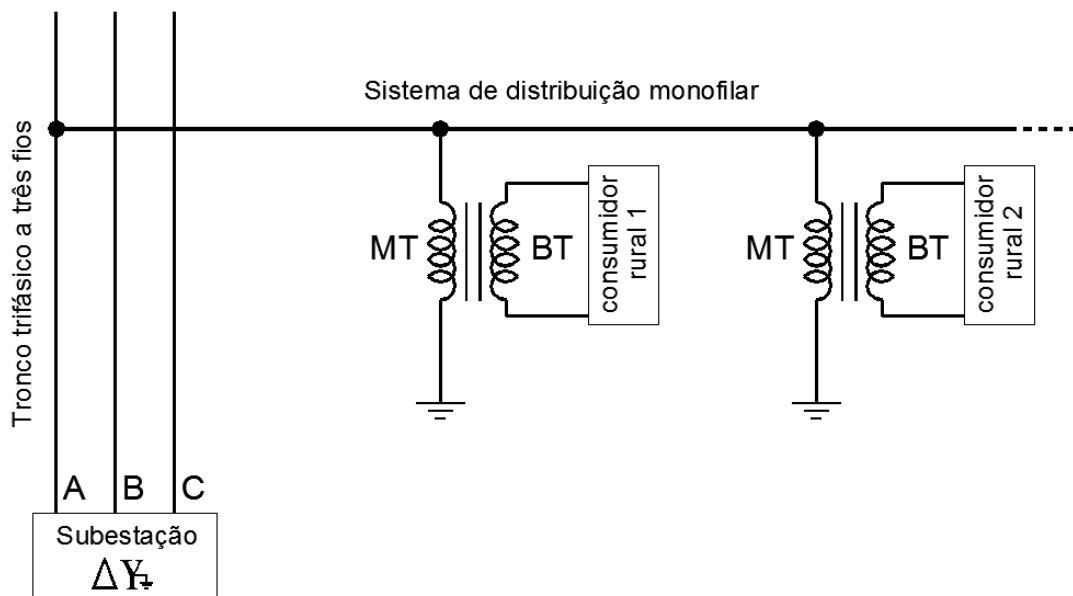


Figura 2.7 – Sistema monofilar convencional – tronco trifásico a três fios.

Além das vantagens econômicas obtidas com simplificação dos postes e redução da quantidade de cabos e isoladores usados na rede e construção mais rápida, outro benefício desta versão do MRT é que a potência que pode ser fornecida ao consumidor é igual à da própria rede de distribuição primária [2],[11].

Uma segunda versão do sistema MRT permite sua utilização em locais de solos com alta resistividade. Trata-se do sistema MRT com neutro parcial, esquematizado na figura 2.8, indicado para locais onde a alta resistividade do solo dificulta a obtenção de valores aceitáveis para as resistências de terra medidas nos transformadores de distribuição.

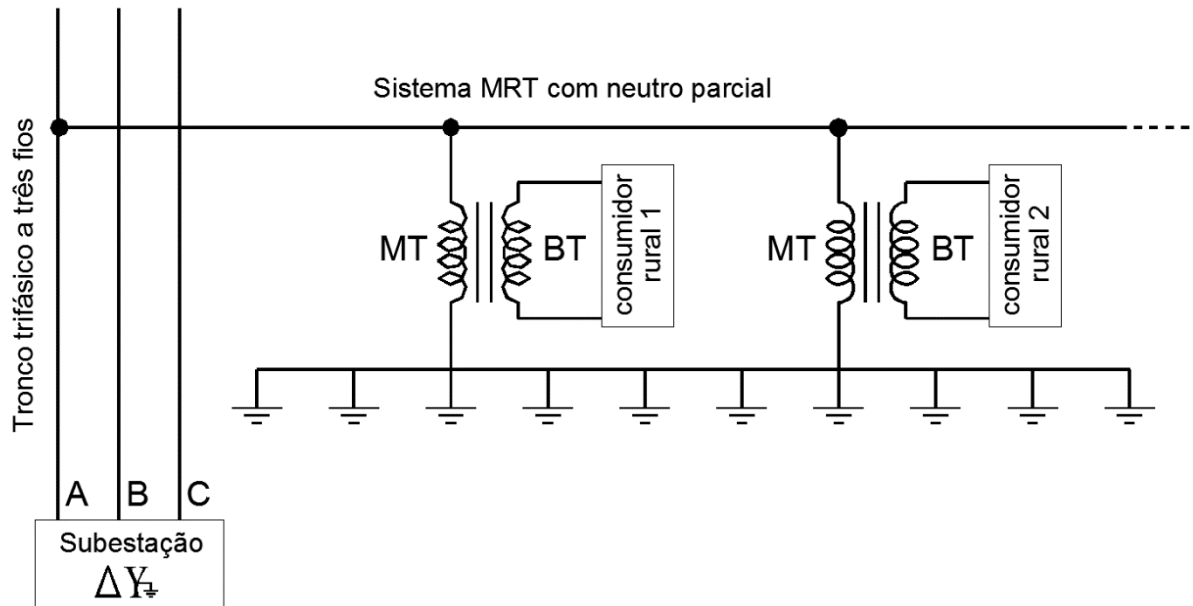


Figura 2.8 – Sistema MRT na versão neutro parcial.

Nesse sistema, a interligação física dos aterramentos dos transformadores, através de um condutor adicional, compõe uma única malha de terra, reforçada por aterramentos acrescidos ao longo do ramal, contribuindo, desta forma, para reduzir o valor da resistência equivalente [2],[7].

Ao contrário das redes usuais de distribuição, onde o condutor neutro é aterrado em intervalos regulares, geralmente de 300 m, no caso de redes de distribuição multi-aterradas, devem ser instaladas hastes de aterramento em todos os pontos nos quais estão instalados equipamentos como transformadores de potência e para-raios, nos pontos de entrega de energia ao consumidor e nos pontos de transição da rede primária para suas derivações [18].

Deste modo, a figura 2.8 evidencia desvantagens do sistema MRT com neutro parcial, relacionadas ao alto custo dos aterramentos adicionais e dos condutores para interligação dos mesmos aos aterramentos dos transformadores de distribuição. Este fator torna o sistema monofilar com neutro parcial economicamente desaconselhável [3],[11]. Além disso, o roubo dos cabos em um trecho intermediário dividiria o circuito, afetando a resistência equivalente [2].

Existe, ainda, uma terceira versão do sistema MRT, que emprega um transformador de isolamento, proporcionando, assim, o desacoplamento elétrico entre a rede MRT e a rede trifásica convencional [19]. Trata-se da versão do MRT mais apropriada para ramais com maiores necessidades de carga ou onde a corrente de desequilíbrio de terra possa vir a influenciar a proteção.

As duas versões já apresentadas para o sistema MRT, nas figuras 2.7 e 2.8, correspondem às chamadas “redes monofilares não isoladas”, já que em ambas, as redes monofásicas são diretamente conectadas ao ramal de distribuição trifásico. Tanto o MRT convencional, quanto o sistema MRT com neutro parcial, podem ser usados com transformador de isolamento em regiões de solo com alta resistividade, determinando as chamadas “redes monofilares isoladas”.

A figura 2.9 ilustra um sistema MRT convencional, com rede isolada, com suprimento fase-fase ao primário do transformador de isolamento.

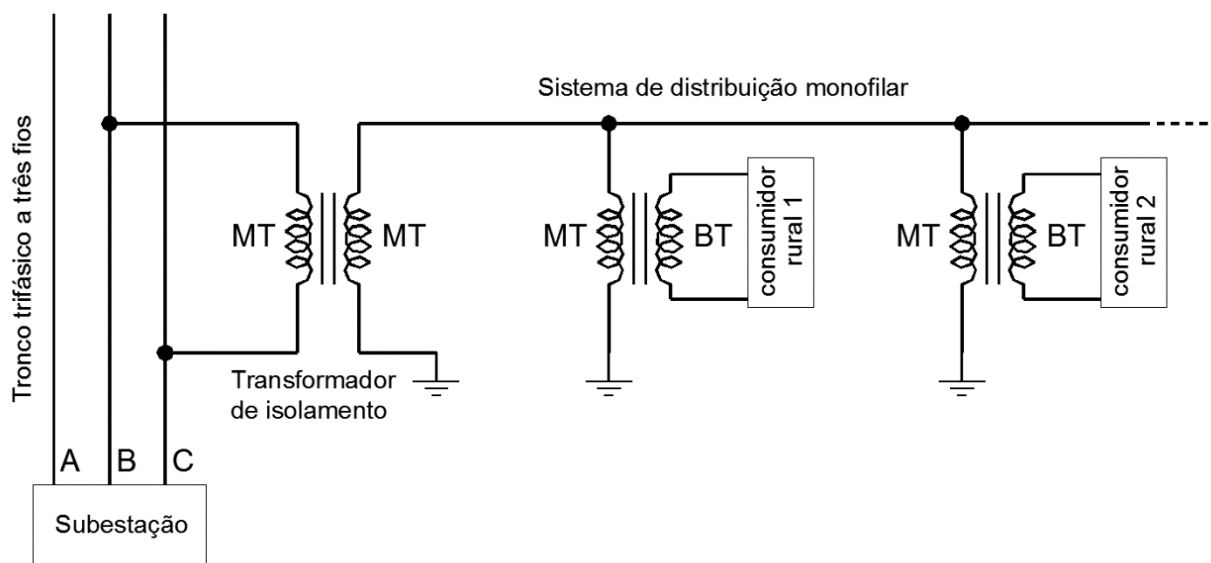
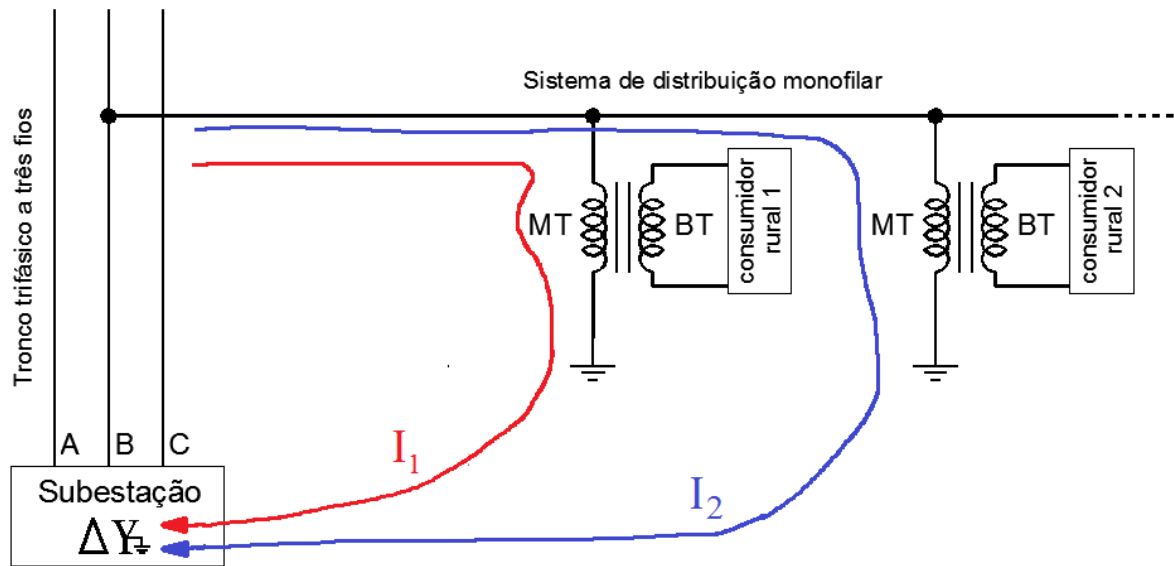
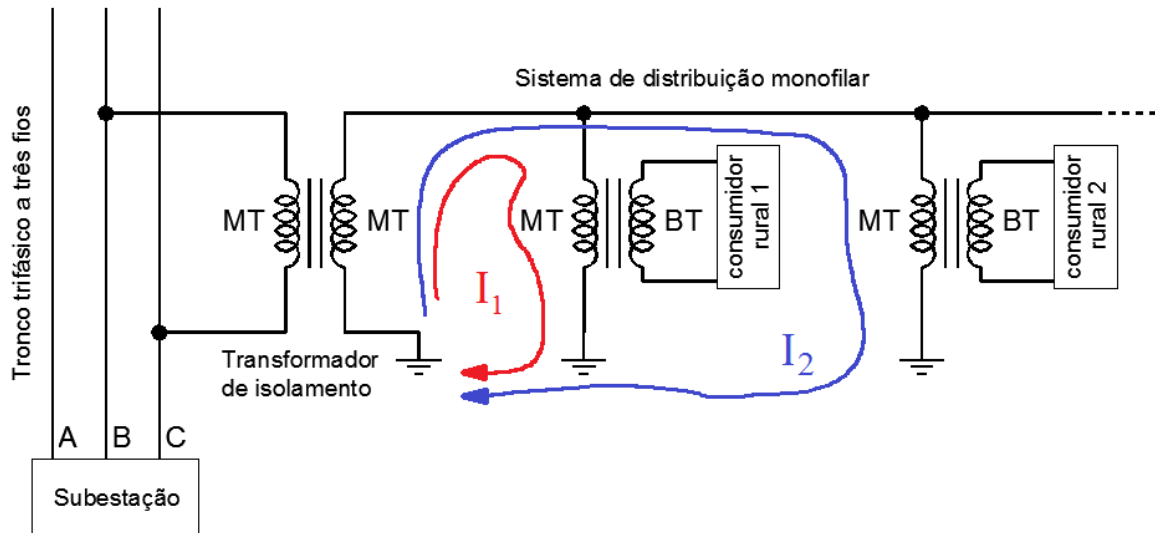


Figura 2.9 – Sistema monofilar com transformador de isolamento.

O retorno da corrente no sistema MRT com rede isolada também é feito pela terra, porém, ao invés de retornar à subestação de origem do tronco trifásico, retorna ao transformador de isolamento, cujo secundário, com um terminal aterrado, garante o fechamento do circuito. Deste modo, verifica-se que o transformador de isolamento tem uma importante função: promover o confinamento da corrente de carga numa área reduzida, dentro dos limites do ramal MRT [1]. A figura 2.10 ilustra esta restrição ao caminho de circulação das correntes na rede isolada e a compara com o caminho seguido pelas correntes na rede não isolada.



(a)



(b)

Figura 2.10 – Circulação das correntes I_1 (referente ao consumidor 1) e I_2 (referente ao consumidor 2) no sistema MRT com:
(a) Rede não isolada;
(b) Rede isolada.

A figura 2.10 evidencia que o transformador de isolamento, através de seu terminal aterrado do secundário, fornece o ponto de retorno para as correntes que circulam pelo solo. Isso restringe o caminho das correntes ao ramal MRT que retornarão, pelo solo, do terminal do primário aterrado no transformador de distribuição monofásico de cada consumidor até o aterramento do transformador de isolamento, como indicado na figura 2.10(b). Na ausência deste, tais correntes retornam ao secundário em estrela aterrada do transformador trifásico da subestação que origina o suprimento ao tronco trifásico do qual derivam os diversos ramais MRT, conforme mostra a figura 2.10(a).

Este confinamento da corrente a uma área menor restringe as regiões sujeitas às tensões de toque e de passo, sendo, portanto, uma vantagem do MRT com rede isolada pelo uso do transformador de isolamento.

Além desta vantagem, pode-se enumerar outras obtidas com o sistema supramencionado [1]-[3],[7],[11]:

- Adequação da tensão do sistema MRT às tensões nominais padronizadas;
- Elevação da tensão secundária de forma a permitir o atendimento a uma área mais ampla;
- Limitação da zona de circulação das correntes de retorno pela terra, evitando interferências em linhas de telecomunicações fora do percurso do ramal;
- Limitação das correntes de curto-circuito nas redes tipo MRT.

Como desvantagens, além do custo adicional do transformador de isolamento, acompanhado dos correspondentes gastos com seu aterramento, operação e manutenção, destaca-se a existência de uma maior limitação da potência do ramal à potência nominal do transformador de isolamento e, ainda, a necessidade de se reforçar o aterramento do transformador de isolamento, pois na sua falta o fornecimento de energia elétrica será interrompido para todo o ramal monofásico [1]-[3],[7],[11].

De fato observa-se que há, nesse tipo de rede, necessidade de instalação de um aterramento adicional visando atender às características de operação em regime de carga, sobrecarga e curto-circuito [7],[19].

Além disso, como cada linha MRT com transformador de isolamento está ligada a apenas duas fases do ramal de distribuição trifásico, é evidente o desbalanceamento das correntes no tronco trifásico [15].

Em relação ao uso de cada versão do MRT no Brasil, cerca de 40% dos consumidores supridos por estas redes apresentam a versão neutro parcial, menos de 1% são atendidos por ramais monofilares originados de transformadores de isolamento e os quase 60% restantes representam a versão mais barata do MRT, sem rede isolada e sem neutro parcial [7],[5],[11].

2.2.3.2 – Desafios do sistema MRT

A grande economia obtida com o sistema MRT é responsável pela popularidade deste modo de distribuição de energia elétrica em áreas rurais ou remotas, nas mais diversas partes do mundo. Entretanto, o sistema MRT apresenta algumas particularidades técnicas desafiadoras, alvos de estudos por pesquisadores. Alguns destes desafios são comentados na sequência:

- **O aterramento:**

Há mais de setenta anos, o sistema MRT é utilizado no processo de eletrificação do meio rural de diversos países como Nova Zelândia, Rússia, Romênia, Índia, Islândia e Estados Unidos, inclusive no Alasca, Canadá [1],[2],[5],[7],[15]. Na Austrália existem mais de 150.000 km de linhas MRT em uso no momento, alimentando cargas individuais tipicamente inferiores a 100 kW, com uma distância de 1 a 25 km entre os consumidores [15]. No Brasil, diversas concessionárias de energia elétrica empregam, há décadas, o sistema MRT na eletrificação rural [7],[5],[11]. Nos continentes Africano e Asiático também são vistas linhas MRT [2].

Todavia, é importante destacar que algumas concessionárias de distribuição de energia elétrica não obtiveram êxito com a adoção do MRT, efetuando a reversão das redes para o sistema monofásico fase-neutro. Para as aplicações em que ocorreu desistência desta prática tem-se, como maior justificativa, os elevados custos dos aterramentos requeridos para manter os valores das resistências de aterramento em padrões recomendados, adequados para completar o circuito de retorno da corrente por terra [2].

Além disso, é um considerável risco a verificação de potenciais de toque e de passo quando a corrente passa através da terra [15]. Deste modo, o retorno da corrente pelo solo

exige, por questões de segurança, cuidados extremos com os aterramentos para limitar as tensões de passo e de toque ao longo de toda a linha MRT, principalmente se a linha estiver próxima a vilas, aldeias, parques infantis, quadras esportivas, trilhas, igrejas, escolas ou centros comerciais [14].

De fato, a eficiência da concepção MRT é dependente basicamente de um projeto de aterramento adequado. Deste modo, o principal alvo de cuidados no sistema MRT consiste na isolação da subestação de origem e dos transformadores de distribuição ao longo da linha. Na subestação de origem, que deve ser totalmente cercada e ter seu piso coberto por brita, todos os equipamentos precisam estar cuidadosamente aterrados. Já, caso os transformadores de distribuição não estejam bem aterrados, a corrente de retorno pode fluir em sentido contrário, resultando em altas tensões aplicadas sobre o equipamento, que podem danificá-lo [14].

O *National Fire Protection Association* (NFPA) e o *Institute of Electrical and Electronic Engineer* (IEEE), organizações fundadas nos Estados Unidos e referências mundiais na área, recomendam que a resistência de aterramento seja de, no máximo, 5Ω . Tal valor é bastante inferior aos exigidos pela maioria das concessionárias brasileiras e muitas vezes difícil de ser atingido na prática. Entretanto, é imprescindível buscar melhores aterramentos já que valores muito altos de resistência de terra, resultantes de projetos inadequados ou mesmo do roubo de componentes do aterramento como hastes e cabos de cobre, podem provocar sérias falhas no sistema MRT.

- **O desequilíbrio de cargas, tensões e correntes:**

Outra preocupação relacionada aos sistemas de distribuição monofásicos é o desequilíbrio resultante na rede de distribuição trifásica devido às diversas linhas monofásicas que derivam de tal ramal. Deste modo, é altamente recomendável efetuar-se o balanceamento entre as três fases da rede primária. Geralmente, na etapa de projeto da rede de distribuição, este balanceamento é buscado alternando sucessivamente as derivações monofásicas entre as diferentes fases do tronco trifásico.

O desequilíbrio provoca elevação de corrente em uma ou outra fase e o consequente aumento das perdas. Nas cargas motrizes resultam em queda no rendimento, elevação de temperatura, redução da vida útil e redução do conjugado disponível para a carga, pela

existência de componente de campo magnético girante em sentido contrário ao da rotação do motor [20].

Outro agravante é que o desequilíbrio das tensões influencia muito no desequilíbrio das correntes. Por exemplo, um desequilíbrio de 1% das tensões provoca desequilíbrios de correntes entre 7,5 e 8,5%, em situações de plena carga, e entre 12,5 e 15% nas condições a vazio [20].

Desequilíbrios de 3,5% na tensão podem aumentar as perdas do motor em 20% e desequilíbrios acima de 5% causam problemas imediatos. Pequenos valores, na faixa de 1 a 2%, também podem ser prejudiciais se perdurarem por longos períodos, demorando a ser detectados. Significativos aumentos no consumo de energia podem ser observados, principalmente se os motores supridos por esta alimentação desequilibrada estiverem superdimensionados [20].

Estes dados indicam a necessidade de constante monitoramento nas tensões da rede e a importância do desenvolvimento de equipamentos e técnicas voltadas para evitar, minimizar ou corrigir desequilíbrios, mesmo os pequenos.

Na verdade, o desequilíbrio do sistema já tem início dentro da própria instalação individual de um consumidor trifásico, com a conexão não balanceada de cargas monofásicas, tais como, sistemas de iluminação e motores monofásicos, ligados a uma ou duas das três fases disponíveis de forma aleatória. Portanto, o equilíbrio de carga entre as três fases já é um desafio em uma única unidade consumidora, cujo proprietário tem total controle em relação ao tipo, quantidade, potência e forma de conexão dos equipamentos em sua instalação.

Este fato evidencia que as concessionárias não podem ter controle sobre a origem do desequilíbrio de cargas em seus sistemas, mas sim, buscar constantemente minimizá-lo através do balanceamento de cada trecho de seus sistemas de distribuição primária e secundária e do uso de equipamentos específicos, conectados às linhas, com o objetivo de compensação.

Nos sistemas de distribuição rurais, esta evidente impossibilidade de efetuar um preciso balanceamento, pela inconstância de cargas entre os diversos consumidores de cada rede monofásica, determina o acompanhamento permanente das concessionárias de energia que monitoram constantemente os consumos de cada fase.

Deste modo, a concessionária de energia elétrica local consegue determinar, pelo carregamento médio verificado em cada alimentador de média tensão, de qual fase do tronco

trifásico cada linha MRT deverá derivar. Isso permite não só especificar qual será a fase a alimentar o próximo ramal MRT a ser interligado à rede, mas também remanejar, quando necessário, as alimentações já existentes, minimizando as indesejadas consequências do acentuado desequilíbrio de cargas [11].

Esta otimização da rede, baseada na troca de fases (*phase swapping*) de determinados consumidores monofásicos, equilibra as correntes nos ramos, reduzindo perdas e evitando desequilíbrios excessivos. Estas adequadas conexões das redes MRT à linha de distribuição trifásica são fundamentais para a redução do custo da energia e para o aumento da qualidade de serviço.

Entretanto, mesmo buscando constantemente o equilíbrio no alimentador trifásico pela alocação criteriosa de cargas entre as três fases do tronco primário, ainda podem ocorrer consideráveis desequilíbrios devido às cargas variáveis de cada consumidor, alterando o carregamento dos alimentadores das redes MRT derivadas de um mesmo ramal de distribuição trifásico. Isso mostra a dificuldade em manter a uniformidade de carga proporcional entre sistemas MRT devido às diferenças nos padrões de uso de cada cliente conectado às linhas.

Este problema é agravado pelas localizações geográficas das diversas cargas conectadas aos extensos ramais de distribuição trifásicos. As grandes distâncias não só modificam padrões de comportamento dos consumidores, como também podem determinar diferentes condições meteorológicas em consumidores fisicamente distantes, porém conectados a um mesmo tronco de distribuição trifásico [15].

Tal inconstância no carregamento pode resultar em problemas de qualidade de tensão nos clientes, já que desequilíbrios de carga resultam em correntes diferentes, quedas de tensões desiguais por fase e tensões desbalanceadas nas derivações do tronco trifásico. Este problema é mais significativo em alimentadores de linhas trifásicas com longos trechos sem transposição.

- **A regulação de tensão:**

Além do aterramento e do desbalanceamento resultante no tronco trifásico, a regulação de tensão é outro desafio do sistema MRT [15]. A concentração da corrente dos consumidores de um mesmo ramal MRT em um único condutor fase, as longas distâncias típicas entre tais consumidores e o ponto de derivação do tronco trifásico que supre a linha

MRT e entre um consumidor e outro, além do frequente uso do econômico cabo CAZ, condutores de alta resistividade, determinam que capacidade do sistema seja limitada por consideráveis quedas de tensão típicas, além de perdas excessivas nos alimentadores e grande necessidade de regulação de tensão [15].

Nestas longas linhas MRT, com distribuição esparsa de clientes, durante períodos de carga leve, verifica-se que o efeito capacitivo da linha torna-se mais significativo. Isso ocorre, pois a reduzida impedância da carga nestes instantes não consome boa parte do reativo fornecido pela linha. Já nos período de maior carregamento, a característica indutiva das cargas absorve parcelas do reativo capacitivo, atenuando ou resolvendo tal problema.

O conhecido Efeito Ferranti é o responsável por fazer com que a tensão aumente ao longo da linha nas condições a vazio ou com baixo carregamento. Deste modo, na ausência de compensação reativa, a tensão de regime permanente no final da linha de transmissão é sempre maior do que no início. Isso determina um aumento do nível de tensão na extremidade da linha em condições de carga leve. Esta elevação de tensão, principalmente no trecho final do alimentador MRT, pode gerar problemas para o cliente.

Portanto, é prática usual a instalação de reguladores de tensão em tais linhas, que tentam controlar as magnitudes das tensões, buscando seu equilíbrio não só em relação ao controle das amplitudes das tensões, mas também entre seus ângulos de fase.

Os tradicionais reatores *shunt* fixos, instalados ao longo de toda a linha no lado de média tensão, minimizam o problema do aumento no nível de tensão no final da linha MRT em situações de baixo carregamento, reduzindo a carga capacitiva e controlando as tensões nestas condições de carga leve.

Entretanto, nos períodos de pico de carga, estes mesmos reatores fixos contribuem para quedas de tensão excessivas, limitando a capacidade de carga do alimentador [15]. Deste modo, verifica-se que o uso de reatores fixos (não comutáveis), resultaria em tensões ainda mais baixas nos momentos de plena carga.

Pode-se, então, resumir um dos desafios do sistema MRT como o desenvolvimento de tecnologias de baixo custo que permitam aumentar a capacidade de carga, controlando o fluxo de potência, mantendo a regulação de tensão dentro de margens aceitáveis e, ainda, garantindo a segurança de pessoas, animais e equipamentos nas regiões por ele atendidas.

Abordar o problema da regulação de tensão, já resolve, parcialmente, os próprios problemas de capacidade de carga da linha MRT, já que tais limitações de capacidade

devem-se, em grande parte, às restrições de regulação de tensão [15]. Deste modo, melhorias tradicionais nas redes MRT incluem:

- Adequar a potência do transformador de isolamento do qual origina a linha MRT, caso a rede seja isolada;
- Adicionar mais reguladores de tensão no lado de média tensão (MT), os quais podem ser reatores série e reatores *shunt* (ou de derivação), conectados, respectivamente, em série e paralelo com a linha, no lado de MT;
- Trocar os condutores por outros de menor resistência ou, ainda, converter a linha MRT simples para linha MRT dupla. Com esta opção perde-se o principal incentivo ao uso de linhas MRT, qual seja, a considerável economia obtida em relação aos demais sistemas de distribuição.

Como visto, reatores fixos são não manobráveis, podendo tornar-se indesejáveis em períodos de maior carregamento do sistema. Foram desenvolvidos, então, os reatores comutáveis, que possuem uma chave comutadora, ao contrário dos reatores fixos. Deste modo, tais reatores *shunt* são conectados à rede MRT através de contadores ou disjuntores individuais, que permitem incluir o reator no circuito em condições de carga leve, absorvendo o reativo capacitivo da linha, e retirá-lo do sistema, em momentos de maior carregamento.

Entretanto, a manobra convencional de um reator comutável também pode levar a sobretensões indesejáveis. Deste modo, sua manobra é evitada na medida do possível. Esta restrição é resolvida com o uso de reatores controláveis, que permitem maior flexibilidade, porém acrescentam complexidade e custo no sistema de distribuição.

O artigo [15] simula um sistema real MRT localizado na Austrália. O diagrama esquemático simplificado da rede em estudo é apresentado na figura 2.11. A tensão nominal do sistema MRT é de 19 kV. Na figura verifica-se que o sistema MRT supre 43 (quarenta e três) consumidores em diferentes pontos, sendo 2 (dois) deles atendidos por transformadores de distribuição monofásicos de 25 kVA e 41 (quarenta e um) por transformadores de 10 kVA.

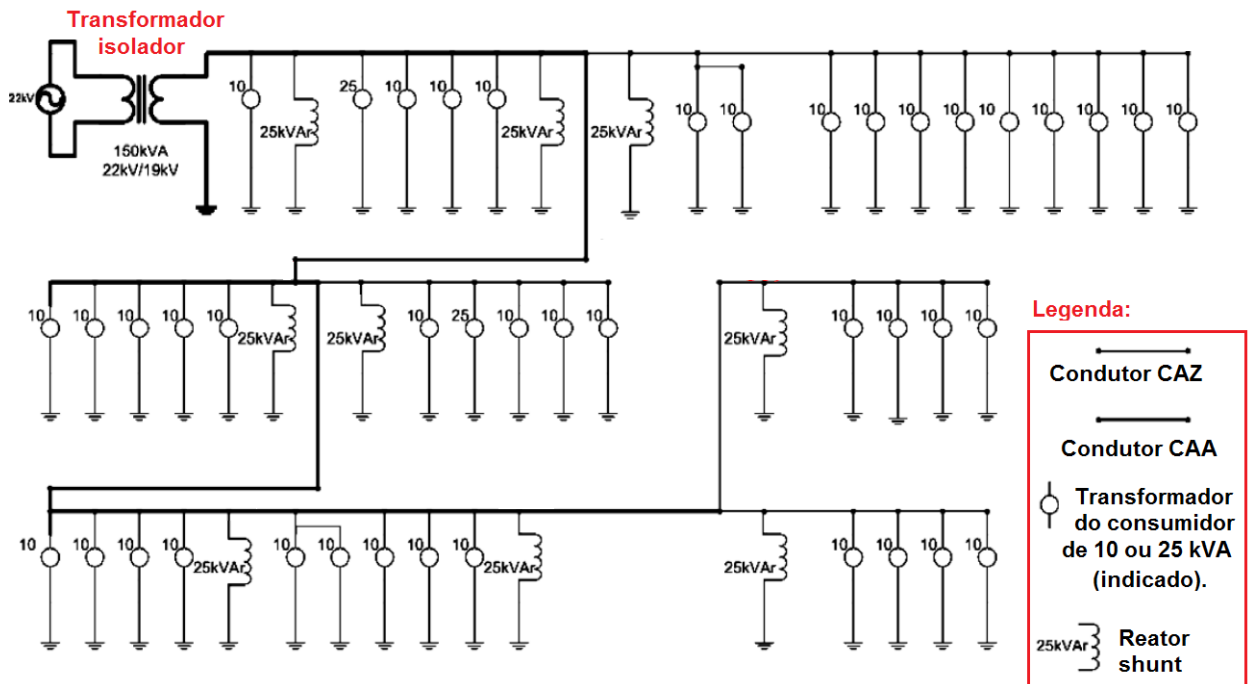


Figura 2.11 – Sistema MRT em estudo.

Fonte: Artigo “Rural single wire earth return distribution networks – associated problems and cost-effective solutions” [15].

Observa-se na figura, que um transformador de isolamento de 150 kVA supre uma linha MRT com rede isolada. Trata-se de uma linha com 364 km de extensão total e 460 kVA de carga total, o que corresponde ao somatório das demandas de pico individuais registradas por cada consumidor conectado a este ramal MRT.

A carga usada na simulação variou entre 30% e 200% da capacidade de carga do alimentador. Nas diversas condições de carga, as tensões foram medidas em vários pontos do sistema. Além das variações no carregamento, foram efetuadas simulações sem reatores *shunt*, com reatores *shunt* fixos e, por fim, com reatores comutáveis [15].

As simulações iniciaram sem os reatores indicados na figura 2.11. Nestas primeiras simulações, com os reatores fora do sistema, os resultados confirmaram que, enquanto a carga é leve, as tensões do sistema são elevadas. À medida que a carga aumenta, a parte da carga indutiva cancela a corrente capacitiva no alimentador, enquanto a parte resistiva da carga provoca a queda de tensão ao longo do alimentador. O resultado final é uma diminuição da tensão. Quando a carga diminui, as tensões mais uma vez sobem.

Numa segunda etapa, considerou-se que 9 (nove) reatores *shunt* fixos de 25 kVAr cada, foram distribuídos no sistema como indica a figura 2.11. As tensões foram novamente registradas nos mesmos pontos do circuito, sob as mesmas condições de variação de carga

das primeiras simulações. Esta nova situação mostrou alívio durante cargas leves, porém resultou em piores índices de variação de tensão durante a plena carga, resultando em níveis e tensão abaixo dos valores aceitáveis em alguns pontos.

Portanto, as tensões verificadas em condições de sobrecarga mantinham-se em patamares aceitáveis nas simulações sem reatores, enquanto mostraram-se muito baixas em vários os pontos do sistema na segunda etapa de simulações, que contou com a inclusão dos reatores fixos no circuito.

Finalmente, uma terceira etapa das simulações, analisa a troca dos reatores *shunt* fixos por reatores comutáveis [15]. Um protótipo de reator comutável foi concebido e implementado, usando dois reatores controlados em cada protótipo, cada um de 460 V_{rms}, 54 mH, 12,5 kVA, totalizando 25 kVAr por unidade. Definido o protótipo, nove destes reatores comutáveis foram distribuídos em todo o sistema nos mesmos pontos indicados na figura 2.11.

Esta terceira opção superou os resultados obtidos nas duas situações anteriores em relação às variações de tensão verificadas no sistema. A melhoria nas tensões proporcionou a oportunidade de avaliar o desempenho da linha com esta compensação adicional de carga somente nos instantes nos quais isso se faz necessário. O estudo mostrou que, com o uso de reatores comutáveis, é possível melhorar de forma drástica a regulação de tensão do sistema e, ainda, aumentar a capacidade de carga do alimentador MRT em 50%.

Além das já citadas atitudes consideradas tradicionalmente para melhorar a distribuição de energia através de linhas MRT, diversas novas tecnologias foram desenvolvidas com as mesmas finalidades. Especificamente para melhoria da regulação de tensão e da qualidade da tensão, considerando aspectos técnicos e econômicos, verifica-se que existem soluções eficientes e de baixo custo, tornando-se viáveis para melhoria das linhas MRT.

Uma solução para melhorar o equilíbrio da carga seria o uso de compensadores de reativo, indutivo ou capacitivo, dependendo da necessidade da linha. Estratégias de controle eletrônico determinam a necessidade de chaveamentos e minimizam os transientes ocorridos nas manobras do compensador. Este controle, associado a um número razoável de estágios pode fornecer um bom leque com diferentes magnitudes de capacitores ou indutores, resolvendo ou atenuando o problema de assimetria de fases das redes MRT [15].

Para melhorar a regulação de tensão, outra solução já vista consiste em conectar um reator *shunt* ao sistema, tradicionalmente no lado de média tensão. Entretanto, devido ao alto

nível de tensão da linha, a alternativa de incluir reatores comutáveis controlados por dispositivos eletrônicos torna-se dispendiosa, a menos que um transformador abaixador seja instalado para diminuir a tensão sobre o reator. Deste modo, uma solução alternativa consiste na inclusão de reatores comutáveis no lado de baixa tensão do transformador de distribuição de cada consumidor atendido pela linha MRT, como indica a figura 2.12.

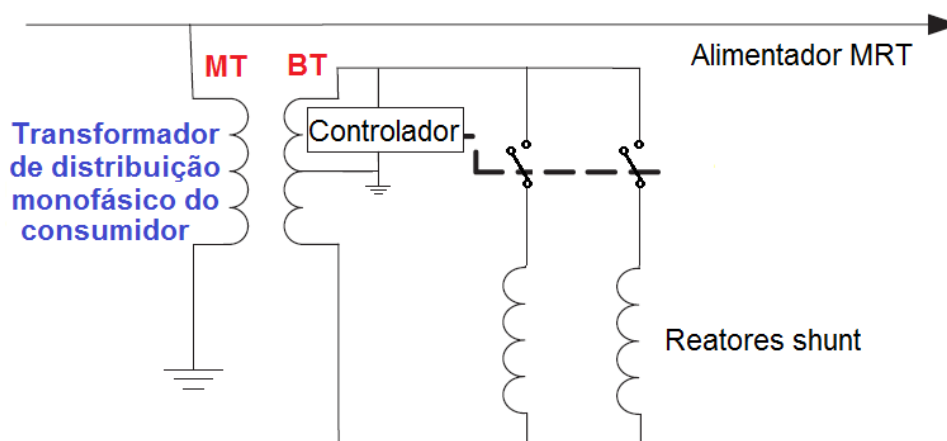


Figura 2.12 – Conexão de reatores shunt no lado de baixa tensão da linha MRT.

Fonte: artigo “Rural Single Wire Earth Return distribution networks – Associated problems” [15].

2.3 – Condutores usados nos sistemas de distribuição rurais

Como visto, a eletrificação rural consiste no processo contínuo e ordenado do uso de energia para atender os requisitos das atividades domésticas, de transporte, de serviços e de produção, possibilitando melhores condições de vida, assim como a qualidade e quantidade dos produtos gerados no campo [21].

Portanto, como um caso particular de distribuição de energia elétrica, a eletrificação rural deve ser tratada como uma questão social, atendendo não somente às agroindústrias, mas também aos pequenos produtores rurais, muitos dos quais considerados consumidores de baixa renda.

Neste contexto, a busca por tecnologias simplificadas de construção de redes de distribuição, capazes de reduzir custos, é fundamental para permitir que produtores de baixa renda tenham acesso à energia elétrica.

O projeto de redes de distribuição mais econômicas possibilita um maior desenvolvimento rural, tanto em relação à mecanização agrícola, quanto aos aspectos culturais, minimizando o desequilíbrio socioeconômico existente entre as zonas rural e urbana [21].

Com este objetivo de redução dos custos das redes monofilares, foram desenvolvidos os chamados “condutores não convencionais”, que consistem em condutores diferentes dos tradicionalmente utilizados em redes de distribuição de energia elétrica, como o condutor de alumínio (CA) e o condutor de alumínio com alma de aço (CAA).

Os principais condutores não convencionais empregados nas redes primárias de distribuição, principalmente nos sistemas MRT, são o condutor de aço zincado e o condutor de aço aluminizado. Estes condutores são formados por materiais inesperáveis, resultando em baixo valor comercial, o que desestimula os furtos.

Ambos apresentam bom desempenho, reduzindo custos de instalação e de manutenção da linha rural, pois, devido a uma carga de ruptura relativamente maior que os condutores convencionais, permitem a redução da quantidade de estruturas da rede de eletrificação rural.

Deste modo, embora operem com capacidade de corrente muito inferior a dos condutores convencionalmente usados, os condutores de aço zincado ou aluminizado têm sido utilizados em programas de eletrificação rural em regiões de baixa densidade de carga, aproximadamente, até 50 kVA/km² e, em locais que apresentam topografia favorável [21].

Em relação aos materiais que podem ser usados nos condutores das linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, têm-se basicamente o cobre, o alumínio e o aço [2]. Algumas características elétricas, físicas, químicas, mecânicas e econômicas destes materiais merecem ser discutidas para permitir melhor definição do condutor a ser usado em cada aplicação.

Quanto à propriedade elétrica, o cobre possui uma resistividade bastante inferior ao alumínio. Desta forma, para conduzir a mesma corrente elétrica, a seção do condutor de alumínio é bem maior que a do condutor de cobre. Já o aço, tem a maior resistividade elétrica entre os três materiais considerados [19], limitando seu uso, particularmente em linhas elétricas, aéreas a aplicações com baixa necessidade de carga ou com grande possibilidade de roubo de condutores, já que o aço não é atrativo como o alumínio ou o cobre.

Apesar de sua excelente capacidade de condução de corrente, o cobre apresenta mais que o triplo da densidade do alumínio. Tal característica beneficia a resistência mecânica do

material, porém resulta em maior massa, determinando que um cabo de cobre pese o dobro de um cabo de alumínio com a mesma capacidade de condução de corrente. Os limites de flecha máxima, o pequeno comprimento dos vãos básicos e as estruturas de sustentação necessárias às linhas aéreas tornam o peso dos cabos de cobre restritivo à sua aplicação em linhas aéreas de transmissão e distribuição de energia elétrica [22].

A oxidação é outro fator importante a ser observado em linhas aéreas que, compostas por cabos nus, estão constantemente suscetíveis às mais diversas variações climáticas, cabe ressaltar que o alumínio tem uma tendência à oxidação quatro vezes maior que o cobre.

Essa característica é fundamental em aterramentos elétricos, por exemplo. O solo, principalmente em camadas mais profundas, tende a concentrar bastante umidade, indicando o uso do cobre nos condutores que formam as malhas de aterramento, além dos conectores e das hastes. Isso determina que tais componentes sejam bons condutores elétricos, mecanicamente resistentes e menos suscetíveis à oxidação.

Enquanto isso, condutores de alumínio, quando expostos ao ar, ficam com a superfície recoberta por uma camada invisível de óxido, de características altamente isolantes e de difícil remoção. A ruptura desta camada é essencial para conseguir um bom contato nas conexões com alumínio, que devem ser rotineiramente inspecionadas por pessoal especializado, problemas estes, inexistentes nas linhas com condutores de cobre.

Além disso, embora com grandes potencialidades relacionadas à capacidade de transporte e ao peso, os cabos de alumínio demonstraram-se inadequados em determinadas situações, pela insuficiente resistência mecânica, relacionada com tensões de ruptura baixas, deformação excessiva e coeficiente de expansão térmica elevado. O alumínio escoá com pequenas pressões, afrouxando as conexões. Com esse afrouxamento, há a possibilidade de oxidação, o que eleva a resistência elétrica da conexão e provoca seu aquecimento. Já a menor resistência mecânica do cabo de alumínio pode ser, ao menos parcialmente, compensada pela inclusão da alma de aço (cabos CAA) nas aplicações onde houver necessidade [22].

Soluções alternativas aos tradicionais condutores de alumínio ou de cobre baseiam-se na utilização de fios de outros materiais, como ligas de alumínio. Um exemplo é o cabo de alumínio liga (CAL).

Outro condutor alternativo, há muito usado como cabo mensageiro ou cabo para-raios, consiste no condutor de aço com revestimento externo para proteção contra oxidação. O aço consiste em uma liga de ferro e carbono, com alguns elementos residuais, resultantes

dos processos de fabricação. A porcentagem de carbono varia entre 0,008% e 2,11%. Quando o teor de carbono é superior a 2,11%, tem-se ferro fundido e não aço. Este limite superior equivale à máxima quantidade de carbono que se dissolve no ferro, o que ocorre a 1148° C.

A concentração de carbono confere mais ou menos dureza ao material, podendo classificar o aço como: extra doce (teor de carbono menor que 0,15%), doce (entre 0,15% e 0,25%), meio doce (0,25% a 0,40%), meio duro (0,40% a 0,60%), duro (0,60% a 0,70%) ou extra duro (0,70% a 1,20%).

A escolha do tipo de aço a ser utilizado, com maior ou menor teor de carbono, depende da finalidade almejada. Para uso em cantoneiras e hastes de aterramento, bem como em eletrodutos rígidos de aço-carbono, o aço deve apresentar rigidez, o que é obtido com altos teores de carbono. Já nas aplicações em fios, cabos e cordoalhas, deve apresentar flexibilidade, exigindo baixos teores de carbono.

O cabo de aço zincado (CAZ) ou cabo de aço galvanizado consiste em um fio ou vários fios encordoados, submetidos ao processo de galvanização para aumentar a resistência à corrosão, criando uma camada protetora exterior, formada pela deposição superficial de zinco. Tal camada é obtida por galvanização eletrolítica ou zincagem a fogo.

A galvanização eletrolítica forma um revestimento fino, mas firmemente ligado ao aço, obtida pela passagem de uma corrente elétrica através de meio eletrolítico. Dependendo do método e dos requisitos específicos para uma determinada aplicação, o cabo de aço galvanizado pode ser revestido com uma ou mais camadas de zinco, a fim de aumentar a espessura da galvanização e obter melhor resistência à corrosão.

Já nos cabos galvanizados a fogo, os arames de ferro ou aço são limpos com uma solução ácida antes de serem submersos em um banho de zinco fundido, a altíssima temperatura. O zinco reage quimicamente com o ferro ou aço, formando um vínculo permanente com o material submerso. Quando retirado do banho e, posteriormente, exposto ao oxigênio atmosférico e ao dióxido de carbono, o zinco é curado e forma uma camada protetora de carbonato de zinco.

Outra alternativa é o uso do condutor de aço aluminizado ou de aço-alumínio, que consiste em fios de aço encordoados revestidos por uma fina camada de alumínio, o que resulta em cabos mais resistentes à corrosão que os de aço galvanizado [23]. O condutor de aço alumínio oferece as vantagens dos dois metais que o compõem: a boa condutividade do alumínio e a alta resistência mecânica do aço, sendo muito usado como cabos para-raios. A

condutividade do condutor de aço alumínio é de 3 (três) a 4 (quatro) vezes maior que a do cabo de aço zincado. Mesmo assim, seu uso em linhas de transmissão ou distribuição é limitado a situações especiais em que exige-se elevada resistência mecânica, associada à pequena capacidade de condução de corrente.

A superioridade do cobre nos quesitos condutividade elétrica e menor seção transversal do condutor para conduzir uma mesma corrente, tornaram-no quase uma unanimidade nas instalações elétricas de baixa tensão e nas redes subterrâneas, onde a obtenção de sistemas elétricos mais compactos implica em dimensões reduzidas e economia de material. Além destas aplicações, o cabo de cobre nu (CC) também pode ser usado em linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, com as já comentadas limitações relativas ao maior peso, levando à exigência de estruturas mais robustas e de vãos básicos menores.

Já os condutores de alumínio CA ou CAA têm sua utilização tradicionalmente restrita às linhas aéreas de distribuição e transmissão de energia. Particularmente na distribuição de energia através dos sistemas MRN ou MRT, a pequena capacidade de carga exigida da linha, determina condutores tipicamente de pequeno diâmetro e alta resistência mecânica. Isso permite o emprego de condutores CAZ ou de aço-alumínio, em substituição ao CA ou CAA.

Ressalta-se que algumas concessionárias admitem a distribuição de energia com o uso dos condutores CAZ, CC, CA e CAA. Outras, apenas com os cabos de cobre e de alumínio [24]. Também existem as que só incluem os condutores de alumínio em suas normas de distribuição, admitindo o uso do cobre apenas para o aterramento e do aço apenas como alma para o cabo de alumínio [25].

Desta forma, a escolha do condutor depende da análise dos requisitos de cada linha elétrica, tanto em nível de capacidade de transporte e dos parâmetros elétricos associados, quanto em relação às características mecânicas impostas pelo terreno no traçado da linha, relevo, alturas máximas, flechas, vãos, estruturas, postes, torres, entre outras.

A tabela 2.2 apresenta características mecânicas e elétricas de um fio e um cabo CAZ de aço com alto teor de carbono (0,30% a 0,85%) [1],[26] e dos tradicionais condutores CA e CAA de 4 AGW [26]-[28]. Dois cabos CC (Cobre nu) [29] também têm suas características incluídas na tabela.

Tabela 2.2 – Características elétricas e mecânicas de cabos CAZ, CA, CAA e CC [1],[26]-[29].

Tipo	Seção transversal [mm ²]	Diâmetro externo [mm]	Massa [kg/km]	Carga de ruptura [daN]	Resistência elétrica a 20° C [Ω /km]	Capacidade mínima de condução de corrente a 75° C [A]
Fio CAZ (1 x 3,09 mm)	7,5	3,09	59	1194	25,54	27
Cabo CAZ (3 x 2,25 mm)	11,93	4,87	96	1872	16,06	41
Cabo CA Rose (4 AWG)	21,15	5,90	58,35	390	1,385	114
Cabo CAA Swan (4 AWG)	24,66	6,36	85,45	782	1,385	116
Cabo CC (25 mm ²)	25	6,2	209	886	0,795	207
Cabo CC (35 mm ²)	35	7,5	308	1290	0,538	266

A característica de possuir apenas um condutor, podendo ser utilizando o leve e fino cabo CAZ, com alta resistência mecânica à ruptura, faz com que as linhas de distribuição do sistema MRT possam ter vãos de até 300 m entre dois postes, caso o terreno seja plano [1],[4]. Isso também representa grande economia financeira, já que, em geral, um sistema trifásico a três condutores, usa condutores de alumínio, com maior ampacidade, porém menos resistentes quando submetidos à tração, podendo romper-se em algumas situações.

O documento “Procedimentos de Distribuição – Instalação de condutores nus” da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul (CEEE) [30] especifica vãos básicos de 60, 80, 100 e 120 m, para cabos CAA. Segundo o mesmo documento, linhas com condutores de cobre (CC) ou com condutores de alumínio (CA) exigem vãos básicos ainda menores, de 35 ou 70 m, dependendo do terreno local, exigindo um número muito maior de postes.

Deste modo, comparando a quantidade de postes necessários por quilômetro de linha MRT tem-se que o condutor CAZ exige no máximo 5 postes/km, enquanto os condutores de alumínio CA ou CAA, considerando vãos médios de 100 m, implicam em 10 postes/km. Ainda mais dispendiosa é a opção de usar condutores de cobre, que além do maior custo do próprio condutor, demandam em média 15 postes/km [2],[8].

Ainda analisando o fator econômico, visto sua grande relevância, principalmente quando são projetadas longas linhas elétricas aéreas, que podem se prolongar por muitos quilômetros, além do comprimento dos vãos básicos e da quantidade de postes associada, é importante verificar o preço dos condutores. O condutor de cobre é entre quatro e oito vezes mais caro que o condutor equivalente de alumínio, o qual, por sua vez, é mais caro que o condutor de aço. Desta forma, o alto preço do cobre, associado a seu peso, determinaram a preferência pelos condutores de alumínio nas linhas aéreas.

Já o preço do condutor de aço zincado é o menor entre os três materiais em análise, sendo que o uso do condutor CAZ 3,09 mm representa quase 50% de economia em relação à mesma rede construída com o CAA 4 AWG [1],[7].

Além do cabo CAZ, o uso de postes da madeira tratada, tão resistente mecanicamente quanto o poste de concreto, também contribui para a economia obtida com o suprimento elétrico através de linhas de distribuição rural monofilares. Observa-se que o uso de sistemas simplificados e de materiais alternativos, como condutores CAZ e postes de madeira implica em consideráveis reduções de custos [1]. Entretanto, o uso destes materiais alternativos algumas vezes esbarra na oposição das próprias concessionárias de energia elétrica, preocupadas em atender requisitos de segurança e qualidade [13].

Entretanto, embora o custo de implantação dos condutores CAZ seja muito inferior, comparado ao custo de outros condutores, eles apresentam uma reduzida capacidade de condução de energia, perdas muito mais altas e podem resultar em quedas de tensão percentuais muito além do permitido por norma [1],[13]. A justificativa para tais desvantagens é a elevada resistividade do CAZ ($0,192 \Omega \cdot \text{mm}^2$), quase sete vezes maior que a do condutor tipo CAA ($0,028 \Omega \cdot \text{mm}^2$).

Deste modo, apesar das vantagens de preço e resistência mecânica, indicando o uso do cabo CAZ, em especial o composto por três fios de aço galvanizado, para as linhas MRT, seus altos valores de resistência representam elevadas perdas de energia, chegando a 20% da capacidade do transformador de distribuição [15].

2.4 – Conclusões do capítulo

Através de estudos bibliográficos determinou-se um amplo conteúdo referente à eletrificação rural. Foram abrangidos os diversos tipos e topologias de linhas de distribuição disponibilizadas pelas concessionárias de energia elétrica aos consumidores de áreas rurais, sendo considerados fatores técnicos, estruturais e econômicos em relação às diferentes formas de fornecimento de energia elétrica.

A superioridade econômica dos sistemas de distribuição monofásicos em áreas rurais esbarra em algumas limitações técnicas. Além do aumento da capacidade de carga, os principais desafios dos sistemas de distribuição monofásicos referem-se ao balanceamento

das cargas no ramal de distribuição trifásico da qual os mesmos derivam, à regulação de tensão nas linhas e aos aterramentos requeridos para seu perfeito funcionamento.

Deste modo, em caso de suprimento através de um ramal de distribuição monofásico convencional, a eventual necessidade do pequeno produtor rural de aumentar seu consumo de energia elétrica ou, principalmente, aumentar sua demanda máxima, está limitada às particularidades do sistema monofásico.

CAPÍTULO III

ALTERNATIVAS PARA ATENDIMENTO A CARGAS TRIFÁSICAS COM SUPRIMENTO MONOFÁSICO

3.1 – Considerações iniciais

Há décadas, mesmo recebendo o sistema monofásico da concessionária de distribuição de energia elétrica, o produtor rural utiliza equipamentos trifásicos. Esta necessidade de suprir cargas trifásicas em regiões distantes dos grandes centros urbanos, como zonas rurais ou áreas remotas, onde não existe disponibilidade de rede elétrica trifásica ou o custo de sua ligação seja financeiramente inviável para o consumidor, levou ao desenvolvimento de variadas técnicas e topologias para a conversão mono-trifásica [9].

É comum o uso do chamado “conjunto motor-gerador”, que consiste num acoplamento mecânico direto entre um motor elétrico monofásico conectado à rede monofásica e um gerador elétrico trifásico cujo eixo está fisicamente acoplado ao rotor deste motor monofásico, tendo como saída um sistema de tensões trifásicas. Verifica-se, portanto, que o referido conjunto motor-gerador não consiste em um conversor elétrico de números de fases, mas sim em um gerador trifásico cujo eixo é rotacionado pela força mecânica imposta pelo motor monofásico.

Outras tecnologias tradicionalmente utilizadas para finalidades rurais muitas vezes provinham de adaptações grosseiras ou mesmo inadequadas para o fim. Tais adaptações não geravam maiores problemas já que, em épocas passadas, os equipamentos utilizados nas áreas rurais, resumiam-se a dispositivos mais robustos e rústicos, pouco sensíveis às alterações nas amplitudes ou frequências das formas de onda de tensão e corrente [6].

Entretanto, o crescimento e a modernização do setor rural estão alterando suas necessidades de consumo e de qualidade de energia, visto a maior sensibilidade dos equipamentos recentes e inovadores. Deste modo, o meio rural carece de tecnologias adequadas relacionadas à distribuição da energia elétrica, tanto no lado de baixa tensão do transformador de distribuição, quanto no lado de média tensão.

O lado de baixa tensão, responsabilidade do consumidor, tem sua qualidade dependente de sua própria instalação elétrica interna e do eventual uso dos referidos dispositivos conversores de números de fases, foco de muitas pesquisas.

Já o lado de média tensão, competência da concessionária de energia elétrica, também é alvo de diversos estudos referentes à configuração dos ramais de média tensão, aos comprimentos dos ramais, aos seus sistemas de aterramento, aos níveis da tensão dos ramais, à corrente nos condutores e às perdas nos condutores, emendas e nos transformadores de distribuição [6].

Como exemplo de uma adaptação inadequada para suprimento a cargas trifásicas apresenta-se um estudo de caso referente a uma tentativa de suprimento a um motor trifásico conectado diretamente à rede monofásica. Muitos motores em regiões rurais são erroneamente conectados à rede através dos mais variados artifícios, sem nenhum tipo de proteção ao equipamento ou aos operadores e sem nenhum embasamento técnico.

Estudos desenvolvidos na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) [31],[32] verificaram as consequências de uma destas tentativas leigas de atendimento a cargas trifásicas com suprimento monofásico.

Os trabalhos analisaram os efeitos da conexão direta de um motor de indução trifásico ao secundário do transformador de distribuição rural monofásico de 15 kVA, com impedância percentual de 2,5% e valores nominais de tensão de 13,8 kV no lado de alta tensão e *center tap* no lado de baixa tensão, oferecendo 254 V ou 127 V.

Trata-se de uma conexão feita com frequência em unidades consumidoras rurais atendidas por transformadores de distribuição monofásicos com *center tap*, seja por falta de informações técnicas, seja pela tentativa de economizar o valor exigido para aplicação de métodos de conversão mono-trifásica efetivamente desenvolvidos para tal finalidade, cientificamente projetados e submetidos a diversos estudos matemáticos, computacionais e experimentais, de forma a comprovar sua eficácia e garantir sua qualidade.

O trabalho dos pesquisadores da UTFPR [31] simula computacionalmente o comportamento das grandezas eletromagnéticas no rotor e no estator de um motor trifásico

de 3 cv, 220/380 V, 4 pólos, 60 Hz, quando o mesmo é conectado à rede da forma errônea mostrada na figura 3.1. Verifica-se na figura que H1 e H2 representam os terminais de alta tensão do primário, 13,8 kV, enquanto X1, X2 e X3 representam os terminais de baixa tensão do secundário, 254/127 V. Entre X1 e X3, obtém-se a tensão mais elevada do secundário, 254 V. Já entre X1 e X2 ou X2 e X3, obtém-se a tensão no secundário de 127 V. Desta forma, a bobina 1-4 do motor está sob 254 V, enquanto as bobinas 2-5 e 3-6 estão submetidas a 127 V.

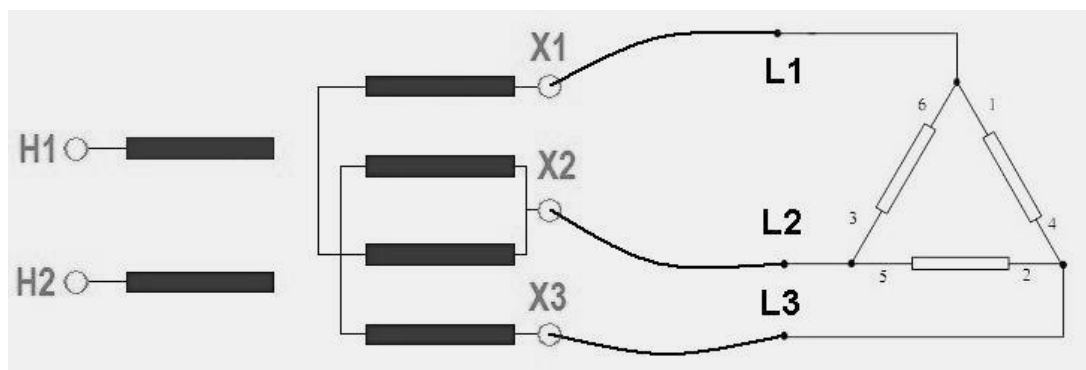


Figura 3.1 – Conexão elétrica direta de um motor de indução trifásico a um transformador monofásico com o secundário com center tap.

Fonte: Artigo “Estudo do comportamento de um motor de indução trifásico alimentado por um transformador monofásico com o secundário com center tap” [31].

Os conjugados com rotor bloqueado, mínimo, de partida e máximo, diminuem quando as tensões são desequilibradas. Se o desequilíbrio na tensão for muito severo, os conjugados podem não ser adequados para a aplicação.

Estudos mecânicos mostraram que tanto o nível de ruído, quanto a vibração crescem com um aumento no desequilíbrio da tensão e da corrente. A vibração pode ser destrutiva para o motor ou para todo o sistema de acionamento [32].

O substancial desequilíbrio nas tensões sobre os enrolamentos do motor resulta em uma leve diminuição da velocidade a plena carga do rotor e em um severo desbalanceamento entre as correntes no estator. As correntes em um motor submetido a suprimento desequilibrado de tensão, em funcionamento normal, são fortemente desequilibradas, numa ordem típica de seis a dez vezes o desequilíbrio na tensão.

Este aumento no valor das correntes resulta em aquecimento localizado, podendo causar a ruptura do enrolamento, o sobreaquecimento de todo o sistema e a queima o motor. Isso ocorre devido à introdução de uma componente de sequência negativa de tensão,

produzindo no entreferro um campo girante em sentido inverso ao do rotor, tendendo a gerar correntes elevadas, tentando travar o rotor e, conseqüentemente, aumentando significativamente a temperatura interna do motor [31],[32].

Os estudos [31],[32] também indicaram que não ocorrerá saturação magnética do núcleo. Os valores de indução magnética não atingiram a região de saturação magnética do material, permitindo concluir que o material ferromagnético mantém suas propriedades magnéticas.

As simulações efetuadas em [32] demonstram as evidentes quedas de rendimento e vida-útil do motor, além de permitir concluir que o motor irá sofrer danos pelo aumento da temperatura, o que resultará na queima dos enrolamentos. A sobrecorrente em um dos enrolamentos, somada ao superaquecimento geral dos componentes internos do motor, irá danificá-lo em pouco tempo de uso.

Desta forma, os trabalhos [31],[32] constataam que ao menos uma das três fases do motor será danificada por conta de sobrecorrente e superaquecimento:

- Em relação à sobrecorrente, verificou-se que a corrente na fase alimentada com maior tensão atinge valores de pico de até nove vezes a corrente nominal. A magnitude de tal corrente é extremamente significativa, mesmo comparada à própria corrente de partida do motor, tipicamente entre quatro e sete vezes a nominal. Desta forma, é perceptível que a alta corrente causará danos ao enrolamento desta bobina. Já as outras fases, por não estarem submetidas a altos valores de corrente não irão queimar instantaneamente, mas serão danificadas se o motor permanecer ligado por mais tempo.
- O segundo problema verificado em [32] refere-se à considerável elevação de temperatura do motor trifásico. Com alimentação monofásica, o motor gira por estar submetido a um campo pulsante e não a um campo girante. O rotor tende a travar pela dificuldade em superar o torque resistente e, com dificuldades de rotação, reduz a ventilação das partes internas do motor, que poderão superaquecer, levando à queima das três fases, iniciando com a fase submetida à sobrecorrente. Deste modo, é importante garantir que a elevação de temperatura admissível não seja excedida [20].

Ressalta-se que, no intuito de reproduzir com total fidelidade a conexão feita rotineiramente em fazendas, não utilizou-se em [31],[32] nenhum tipo de proteção para o motor, seja contra sobrecorrentes, curto-circuito, falta de fase ou qualquer outra proteção. Desta forma, a eminente possibilidade de danos aos aparelhos elétricos e, principalmente, à integridade física dos executantes, determinou que o experimento não fosse realizado experimentalmente, restringindo-se aos dados obtidos com simulações computacionais [31],[32].

Tal preocupação fundamenta-se em um estudo experimental anterior, concretizado em 2010, pela mesma equipe de pesquisadores da UFTPR, que efetuou a conexão direta de uma carga trifásica de 220 V no lado de baixa tensão do transformador monofásico, cujas tensões nominais no secundário eram de 254/127 V. Tal experimento culminou na ruptura do enrolamento de alta tensão do transformador monofásico. Este enrolamento primário, projetado para o valor de tensão nominal de 13,8 kV, chegou a apresentar a tensão de 31 kV, o que equivale a 224,64% do valor nominal.

Perante tais problemas, não só de ordem técnica, mas também relacionados à segurança de pessoas e das próprias instalações, os estudos [31],[32] evidenciam que o atendimento de cargas trifásicas em locais com suprimento monofásico deve ser efetuado através da aquisição de sistemas efetivamente conversores de número de fases. Diversas topologias de CMTs foram propostas na literatura técnica e científica ao longo das últimas décadas, sendo que o foco de grande parte delas consiste no acionamento de motores. Tais topologias são discutidas na sequência.

3.2 – Métodos para conversão mono-trifásica

A seção 3.1 ilustrou diversas limitações relacionadas à capacidade de operação do motor trifásico com suprimento monofásico. Quando conectado diretamente a um circuito monofásico, o motor trifásico pode não conseguir partir sozinho, emite ruídos além dos normais, apresenta vibração excessiva e tem dificuldade em manter sua rotação constante. Geralmente opera bem abaixo de sua carga nominal, reduzindo muito seu fator de potência. Além de todas estas desvantagens, apresenta menor rendimento e sofre aquecimento excessivo [10].

Conversores mono-trifásicos adequadamente projetados corrigem muitas ou todas estas deficiências, permitindo o funcionamento normal do motor trifásico através da criação da terceira fase e, em alguns casos, permitem até mesmo a adequação das demais fases caso ocorram problemas na rede de suprimento, como afundamentos de tensão.

Diferentes técnicas são eficazes para criar esta fase em falta. Verifica-se na literatura técnica, que a conversão de uma rede de alimentação monofásica em trifásica, em geral, é efetivada de forma mais simples e específica, atendendo exclusivamente uma dada carga trifásica, como um motor trifásico. Entretanto, tal conversão também pode ser realizada de maneira mais ampla, atendendo a um grupo de cargas ou mesmo convertendo toda a rede de baixa tensão do consumidor rural. Em qualquer caso, o sistema conversor deve ser eficiente, robusto, seguro, funcional, estável e econômico, tanto para sua aquisição quanto manutenção [4].

Os sistemas conversores de número de fases podem, de modo geral, ser agrupados em rotativos e estáticos, que não possuem partes móveis. Este último grupo, referente aos chamados conversores estáticos, pode ser composto apenas por elementos passivos ou usar princípios de eletrônica de potência. Os compostos apenas por elementos passivos são muito simples. Já os conversores estáticos eletrônicos são mais complexos [10].

Pode-se então classificar tais conversores como [8],[10]:

- Conversores rotativos mono-trifásicos: constituídos de máquinas rotativas;
- Conversores estáticos mono-trifásicos: empregando elementos reativos (indutores e capacitores) convenientemente associados;
- Conversores eletrônicos mono-trifásicos: utilizando componentes eletrônicos para a composição de unidades de retificação e inversão.

Deste modo, tendo a disposição apenas redes monofásicas, determinar um sistema de suprimento trifásico, para aplicações específicas, envolve o entendimento das necessidades de carga e a aplicação de tecnologia complementar, relacionada à seleção do processo de conversão de número de fases mais adequado a cada caso.

3.2.1 – O primeiro conversor mono-trifásico

A primeira técnica de conversão mono-trifásica de que se tem notícia, provém da Itália, ainda no século XIX, e denomina-se “Sistema Ferraris-Arno”, em homenagem a seus projetistas, professor Ferraris e professor Arno [33].

O matemático, físico, inventor, professor e engenheiro italiano Galileo Ferraris (1847-1897) desenvolveu centenas de pesquisas nas mais diversas áreas científicas, como telefonia, geometria, análise vetorial, calor, trabalho, ótica e acústica. Entretanto, suas principais e mais notáveis contribuições foram na área da eletrotécnica, a qual pode ser definida como o conjunto das técnicas de aplicações da eletricidade para o bem comum da humanidade [34].

Prof. Ferraris publicou estudos decisivos à evolução da eletricidade, englobando, entre outros, lâmpadas, baterias, corrente alternada, campos magnéticos, motores, geradores, transformadores, métodos de medição de energia elétrica, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Em 1885 realizou experiências que permitiram o desenvolvimento da teoria do campo magnético girante, encontrando uma forma de combinar dois campos magnéticos alternados, criados por duas bobinas fixas colocadas em quadratura no espaço, sendo percorridas por duas correntes elétricas senoidais, com defasamento de ângulo de fase, como indica a figura 3.2.

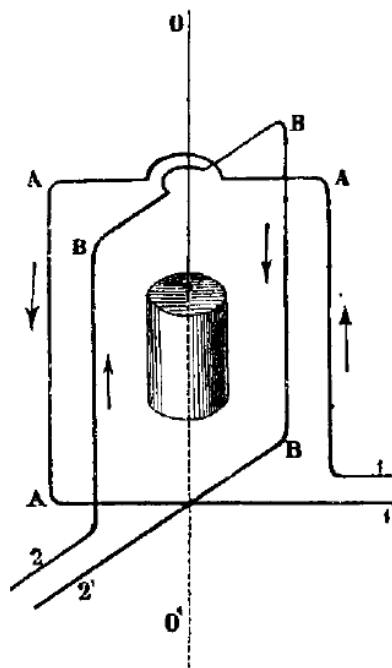


Figura 3.2 – Esquema do aparelho eletromecânico desenvolvido por Galileo Ferraris [34].

Ferraris observou que, se tal defasamento entre os ângulos de fase das correntes fosse de exatamente $\frac{1}{4}$ do período das mesmas (90° elétricos), ou seja, se os dois campos magnéticos criados estivessem em quadratura de fase, o campo magnético resultante seria um campo girante, com amplitude constante e velocidade angular proporcional à das correntes. Isso determinava a rotação de um cilindro em torno de um eixo.

Como rotor, Ferraris usou um cilindro de cobre oco, depois um cilindro de cobre maciço e, posteriormente, um cilindro de cobre folheado a ouro. O campo magnético girante provoca a rotação do rotor, alimentado apenas por indução magnética, sem qualquer outra fonte auxiliar, consistindo em uma unidade autossuficiente e dispensando conexões externas.

Entretanto, os aparelhos eletromecânicos criados por Ferraris, apesar de girarem, apresentavam baixos rendimentos, de modo que ele próprio duvidou de sua aplicação em motores industriais. Mesmo assim, trabalhou nisso por três anos, desenvolvendo um motor CA de dois enrolamentos que operava submetido a um sistema bifásico de correntes alternadas com defasamento de fase. O sentido de rotação do rotor, alimentado apenas por indução magnética, em um motor bifásico no modelo de Galileo Ferraris, é indicado na figura 3.3.

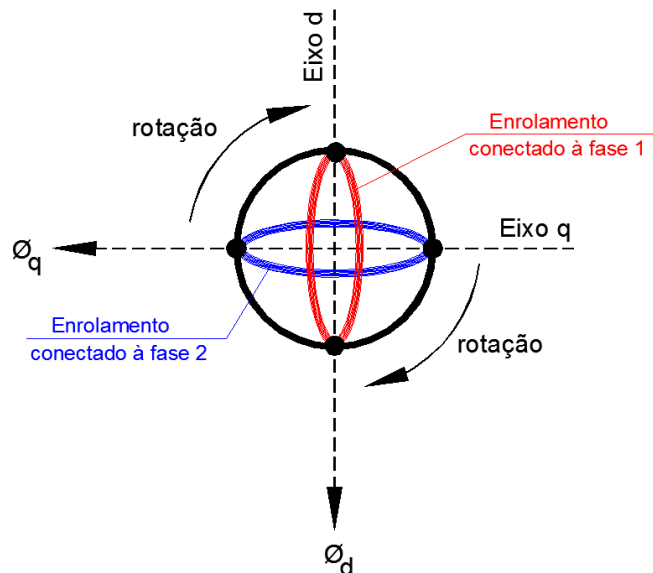


Figura 3.3 – Sentido de rotação do rotor no motor bifásico de Galileo Ferraris [33].

O funcionamento do motor de indução bifásico depende de dois campos magnéticos em quadratura. O estator tem dois enrolamentos equilibrados espacialmente deslocados 90° um do outro, sendo uma bobina “d” alinhada ao eixo de referência, alimentada por uma fase

do sistema monofásico, enquanto outra bobina “q”, em quadratura com a primeira, é alimentada pela outra fase fornecida pela rede. Se estas bobinas “d” e “q” forem conectadas à fonte de alimentação monofásica, sendo submetidas a duas correntes elétricas defasadas 90° elétricos entre si, surge um sentido de rotação conforme indica a figura 3.3.

Ao invés de patentear suas descobertas, Ferraris apenas publicou-as na Academia Real de Ciências de Turim, enquanto nos Estados Unidos, Nikola Tesla patenteava um trabalho similar. Após alguns anos, a tecnologia dos motores assíncronos bifásicos foi abandonada devido à baixa eficiência, que impediu sua produção em série [35].

Na Europa, Galileo Ferraris é considerado o precursor da corrente alternada, do motor de indução e do sistema de transmissão de energia elétrica. Ele introduziu os sistemas polifásicos de corrente alternada, com capacidade de transmitir energia elétrica a consideráveis distâncias e com economia, tornando possível a distribuição de energia em grandes áreas.

Em 1889, o engenheiro eletricitista russo Michael Von Dolivo-Dobrovolski desenvolveu e patenteou o motor CA trifásico com rotor em gaiola, com eficiência muito superior à do motor de indução bifásico de Ferraris e Tesla [35]. Deste modo, em 1891 teve início a primeira fabricação em série de motores assíncronos.

No estator do motor de indução trifásico, os três enrolamentos são alojados nas ranhuras do estator, de forma a apresentarem o deslocamento espacial de 120° um do outro. Tais enrolamentos, conectados em delta ou em estrela, são ligados a uma fonte de alimentação trifásica externa. Se as três tensões aplicadas estiverem defasadas de 120° elétricos, em cada uma das três fases irão circular correntes de mesmo módulo, defasadas 120° elétricos uma da outra. Tais correntes geram campos magnéticos pulsantes que se combinam resultando em um campo resultante de valor constante. Este campo gira com uma velocidade constante que depende da frequência da fonte e do número de pólos determinados.

A teoria do campo magnético girante desempenha papel primordial no funcionamento das máquinas elétricas CA polifásicas que surgiram desde o projeto do motor a duas fases e sua evolução até a data atual. Entre os motores CA, o de indução é o mais utilizado pela simplicidade, robustez, baixo custo de fabricação e baixa manutenção. Seu nome deve-se ao fato de que o campo magnético girante, produzido nas bobinas do estator, induz correntes alternadas no circuito do rotor.

No ano de 1896, em parceria com o também italiano, engenheiro e professor de engenharia elétrica na Escola Politécnica de Milão, Riccardo Arno (1866-1928), Galileo Ferraris publicou o trabalho “Um novo sistema de distribuição elétrica de energia mediante correntes alternadas” que revela o primeiro conversor de número de fases documentado.

O chamado sistema Ferraris-Arno consiste em um motor de indução que parte com suprimento de uma rede monofásica e auxílio de um defasador de fase formado por uma bobina, que fornece resistência e indutância ao ramo, fabricando uma terceira fase, também chamada de “falsa-fase” ou “fase fabricada” [33].

Por comandar o sistema, convertendo o número de fases, este motor trifásico com alimentação monofásica é referenciado por “motor piloto”, “motor conversor” ou, ainda, “transformador rotativo”, já que ele é o responsável pela alimentação trifásica às cargas do consumidor.

Se um motor de indução com enrolamentos do estator equilibrados fosse empregado como conversor de Ferraris-Arno, a tensão da fase fabricada seria menor que das outras fases, sob qualquer condição de carga, implicando no não funcionamento do sistema.

Deste modo, é usual que o motor trifásico usado como motor piloto tenha de 15% a 20% mais espiras no enrolamento do estator usado para fabricar a terceira fase que nos outros enrolamentos, conectados às fases existentes na rede monofásica. Isso determina uma máquina rotativa CA assimétrica, com seus enrolamentos conectados em estrela desequilibrada. Após partir, este motor se torna um conversor, fornecendo alimentação trifásica para que outros motores trifásicos partam.

A aplicação mais usual do sistema Ferraris-Arno é no acionamento de cargas motrizes trifásicas. Muitas vezes, o próprio motor piloto aciona a carga trifásica, conectada diretamente aos seus terminais. Em outros casos, como indica a figura 3.4, o motor assimétrico funciona a vazio, tendo seus terminais conectados a uma rede trifilar. Essa configuração permite que, eventualmente, o motor piloto seja desligado após a partida das cargas trifásicas [33].

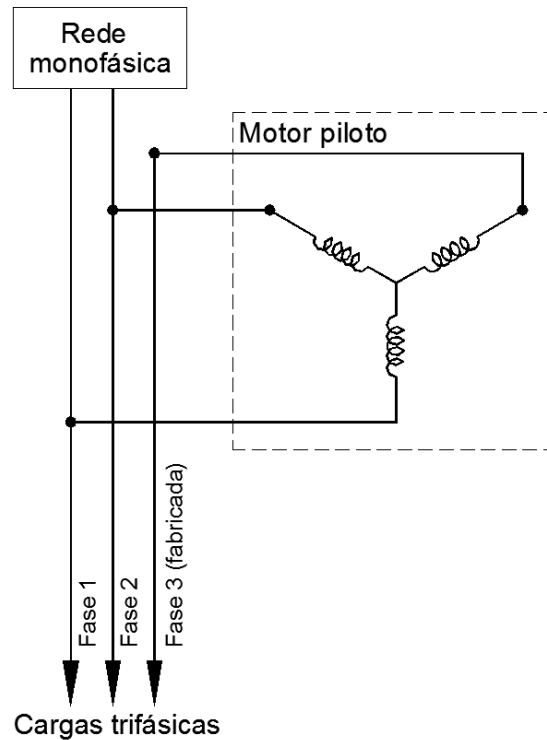


Figura 3.4 – Sistema Ferraris-Arno [33].

Ao longo dos anos surgiram diversas propostas para aprimorar o método Ferraris-Arno, como a inclusão de um ou de múltiplos capacitores entre uma das fases e a fase fabricada, de modo a provocar o defasamento desejado. Além disso, a inserção de um capacitor em série com a terceira fase do motor piloto pode neutralizar a reatância, melhorando a regulação de tensão. Deste modo, ao longo dos anos, diversas variações do sistema Ferraris-Arno foram empregadas em processos de conversão mono-trifásica, oferecendo maior eficiência na conversão a um custo acessível [33].

Uma versão do sistema Ferraris-Arno com desempenho consideravelmente aprimorado em relação à versão original é apresentada na figura 3.5. O arranjo inclui a conexão de um capacitor entre um dos terminais de linha monofásica existente e o terceiro terminal de linha trifásica (fase fabricada).

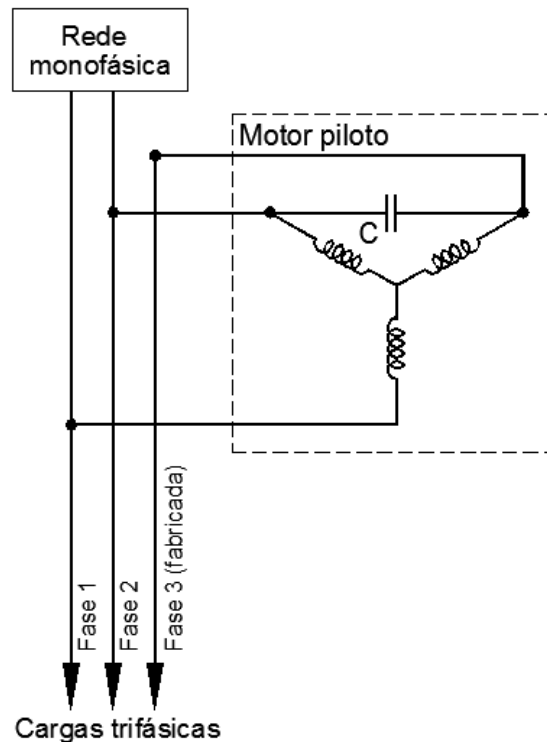


Figura 3.5 – Sistema Ferraris-Arno capacitivo [33].

Dispondo apenas do fornecimento monofásico de energia elétrica, o motor piloto da figura 3.5 tem dois de seus enrolamentos conectados às duas fases provenientes da rede monofásica. O terceiro enrolamento assimétrico do estator, sem suprimento elétrico da rede, é conectado a uma das fases existentes através de um capacitor. Deste modo, o capacitor defasa a terceira fase de uma das tensões fornecidas pela rede [33]. Este constitui o sistema Ferraris-Arno capacitivo.

Além da vantagem relacionada à defasagem angular obtida no ramo do capacitor, o aumento do fator de potência do sistema global melhora a eficiência do sistema por reduzir a corrente de linha na entrada monofásica.

Após a partida do motor piloto, o capacitor transmite, para a terceira linha (fase 3 ou fase fabricada) uma corrente constante com duas componentes: uma de magnetização e outra de alimentação, que depende da carga conectada à rede trifásica. O efeito destes dois componentes é aumentar a tensão de saída do motor piloto na fase 3.

É possível tirar vantagem deste aumento de tensão na fase fabricada pelo efeito do capacitor através da redução do número de espiras adicionais no enrolamento da terceira fase do estator do motor piloto, reduzindo assim a impedância e aumentando a capacidade de carga do motor piloto.

Outro trabalho, desenvolvido há quase 70 anos, analisa um sistema polifásico de corrente alternada, obtido de um sistema monofásico [33]. O estudo apresenta uma evolução da técnica Ferraris-Arno, efetuando a conversão mono-trifásica através de duas máquinas rotativas (motores piloto), com enrolamentos assimétricos, conectados em estrela e girando a vazio. Capacitores provocam a defasagem desejada à fase fabricada. Esta topologia é apresentada na figura 3.6.

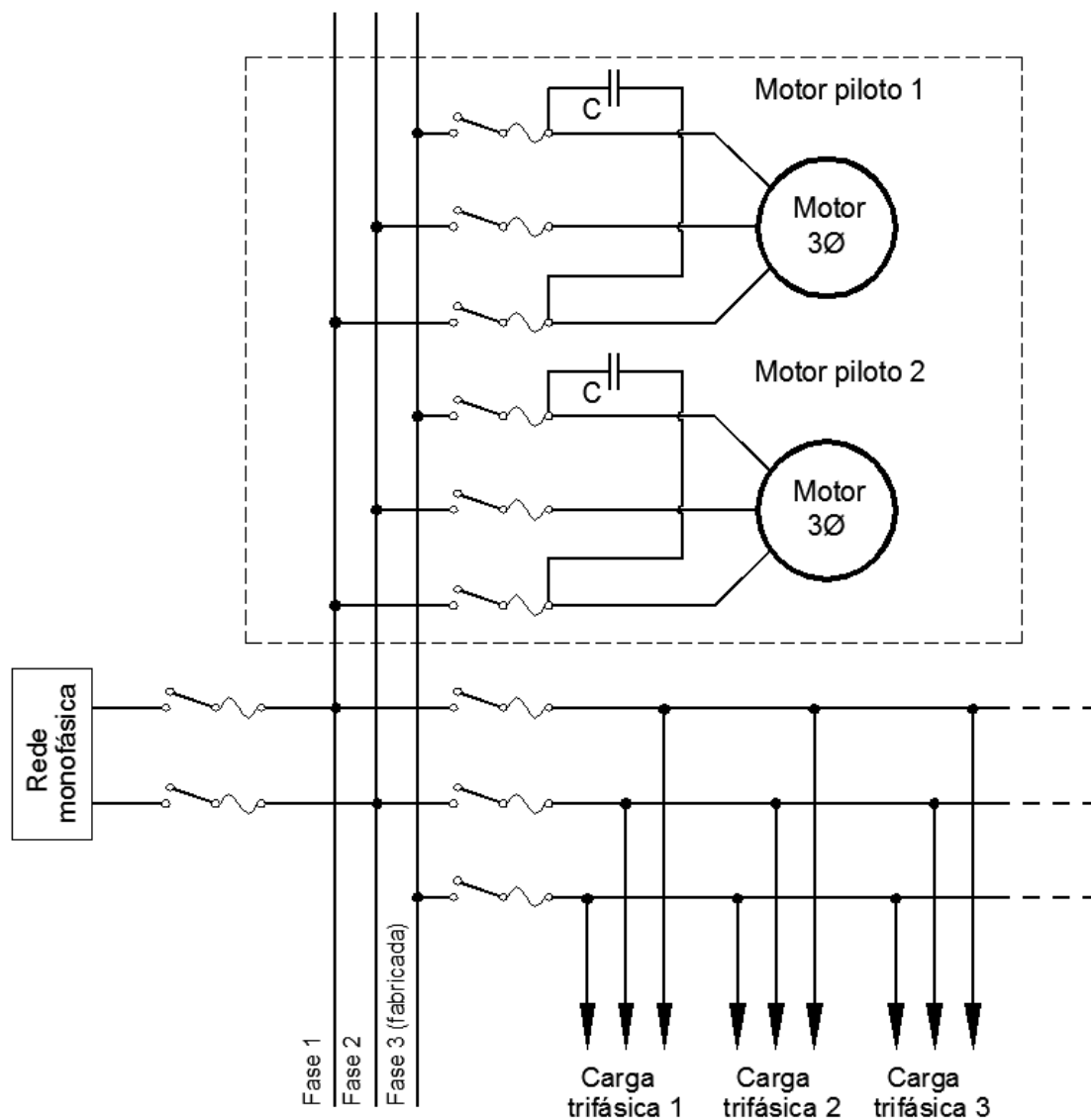


Figura 3.6 – Sistema conversor de número de fases com dois motores pilotos [33].

3.2.2 – Conversores rotativos mono-trifásicos

Conversores mono-trifásicos rotativos, ou apenas CMTs rotativos, consistem em uma máquina rotativa, como um motor de indução trifásico com rotor em gaiola, girando a vazio, com dois de seus terminais ligados à fonte monofásica [10]. Todo conversor que abranger uma máquina rotativa, com a finalidade de gerar três tensões em seus terminais, constitui um CMT rotativo. Portanto, o sistema Ferraris-Arno e suas variações consistem em conversores rotativos. A figura 3.7 ilustra um sistema rotativo de conversão mono-trifásica identificando o motor conversor usado como CMT e o motor trifásico por ele suprido.

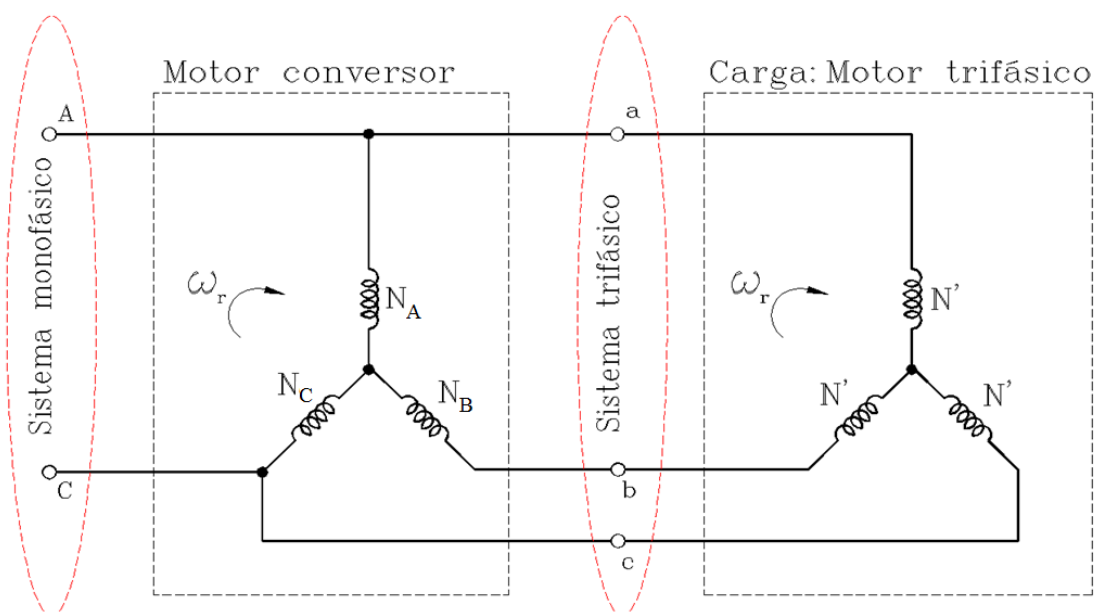


Figura 3.7 – Motor conversor mono-trifásico.

Conversões mono-trifásicas a partir de conversores rotativos são as obtidas através de efeitos eletromagnéticos. O campo magnético criado pela fonte monofásica aplicada ao estator da máquina é um campo pulsante e pode ser decomposto em dois campos magnéticos girantes, iguais e em direções opostas. O campo magnético com o mesmo sentido de rotação do motor, ou de sequência positiva, induzirá tensões que serão menores que as induzidas pelo de sequência negativa, já que este corta as barras do motor com menor velocidade.

Como as correntes do rotor são desmagnetizantes, conclui-se que o campo magnético de sequência positiva no entreferro é mais intenso e, conseqüentemente, o sistema de tensão trifásico induzido por ele será de maior magnitude.

Assim, têm-se dois sistemas trifásicos de tensão induzida no estator: um, de sequência positiva, com maior intensidade que o outro, de sequência negativa. A

superposição destes dois sistemas induzidos origina um sistema trifásico desequilibrado que pode ser usado para a alimentação de uma carga trifásica.

O sistema trifásico desbalanceado obtido terá sequência de fases definida pelo sentido de rotação do rotor do “motor conversor”. Como a tensão induzida na terceira fase (fase artificial) é originária de dois campos magnéticos girantes de velocidades opostas e a impedância do enrolamento desta fase proporcionará queda de tensão na mesma, o grau de desequilíbrio do sistema trifásico obtido será função, não só dos parâmetros do “motor conversor”, mas também das condições de corrente e fator de potência da carga a ser alimentada por este sistema conversor mono-trifásico.

A tabela 3.1 mostra resultados comprovados para conversores de 20, 50 e 100 cv, solicitados total (carga suprida com mesma potência que a do “motor conversor”) e parcialmente (carga suprida com potência inferior a do “motor conversor”), nas condições de partida e regime do motor acionado pelo sistema conversor [8].

Tabela 3.1 – Fatores de desequilíbrio para condições de partida e regime de um motor trifásico alimentado por um conversor rotativo tradicional [8].

Potência do conversor [cv]	Potência da carga (motor trifásico) [cv]	Fator de desequilíbrio de tensão verificado nos terminais da carga	
		Na partida	Na rotação nominal
20	10	34%	8,9%
	20	52%	10,2%
50	10	20%	6,9%
	20	33%	7,7%
	50	53%	8,7%
100	20	22%	7,3%
	50	40%	7,9%
	60	41%	8,0%
	100	21%	9,1%

Os fatores de desequilíbrio apresentados na tabela 3.1 consistem na relação entre a componente de sequência negativa e a de sequência positiva do sistema trifásico obtido. Verifica-se que, em geral, os fatores de desequilíbrio aumentam conforme a carga a ser suprida aproxima-se da potência nominal do conversor rotativo. Evidentemente, a potência solicitada pela carga não pode ultrapassar a potência nominal do motor piloto.

As correntes de linha da carga são apresentadas na tabela 3.2 e nota-se o aumento generalizado no desequilíbrio. Verifica-se, ainda, uma acentuada redução nos conjugados de partida e de regime permanente, quando comparados aos conjugados a plena tensão (sistema equilibrado). Outro aspecto importante a ser considerado é que um dos resultados do

desequilíbrio das correntes do motor é elevação das perdas por efeito joule e a consequente elevação da temperatura de trabalho, o que reduz sua vida útil [8].

Tabela 3.2 – Correntes de linha, conjugados de partida e conjugados na rotação nominal para motores de indução trifásicos alimentados através de um conversor rotativo [8].

Potência do conversor [cv]	Potência da carga (motor trifásico) [cv]	Conjugado na partida [pu]	Rotação nominal			
			I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	Conjugado nominal [pu]
20	10	0,52	21,5	9,5	14,4	0,86
	20	0,54	44,6	19,5	29,9	0,84
50	10	0,70	21,5	9,5	14,4	0,89
	20	0,53	44,6	19,5	29,9	0,88
	50	0,35	105,2	45,8	70,2	0,86
100	20	0,69	44,6	19,5	29,9	0,88
	50	0,50	105,2	45,8	70,2	0,87
	60	0,45	124,1	54,2	82,9	0,87
	100	0,70	212,7	93,0	142,2	0,86

Como discutido na seção 3.2.1, na tentativa de reduzir o fator de desequilíbrio do sistema trifásico obtido, emprega-se, como conversor rotativo, um motor de indução trifásico, em gaiola, com diferentes números de espiras por fase nos enrolamentos do estator originando o chamado “motor assimétrico”. Esta assimetria proposital, determinada na própria construção do motor, resulta em diferentes enrolamentos por fase, de modo a proporcionar um sistema de tensões trifásicas mais reguladas, consistindo, portanto, em CMTs rotativos mais eficientes.

Esta assimetria pode ser sofisticada, com sistemas compostos por este motor monofásico modificado, ou mais simples, com a inclusão de dispositivos reativos, como bobinas e capacitores, entre uma ou duas fases de um motor convencional. Um autotransformador também pode ser adicionado ao projeto do CMT rotativo, com a função de permitir ajustar ou regular a tensão sobre o enrolamento desejado do motor trifásico girando a vazio.

Deste modo, verificam-se dois tipos de CMTs rotativos: um referente a máquinas especiais, construídas especificamente para servir ao propósito de conversão, e outro composto por máquinas comuns, acrescidas de dispositivos reativos para provocar modificações desejadas.

Ressalta-se, mais uma vez, que mesmo com o acréscimo destes dispositivos reativos, o equipamento continua sendo um CMT rotativo, uma vez que o motor trifásico, incluído no arranjo não é a carga a ser alimentada pelo conversor, mas sim o responsável por criar um sistema trifásico de tensões para suprir às cargas trifásicas da instalação.

Pode-se também projetar CMTs com capacitores, que não só provocam o defasamento angular desejado, fabricando uma terceira fase inexistente no ramal monofásico, como também auxiliam a partida do motor.

Um exemplo deste CMT que não consiste simplesmente na máquina rotativa, efetuando o papel de conversor, mas sim na máquina trifásica acrescida de um mecanismo auxiliar de partida é ilustrado na figura 3.8. Observa-se que dois terminais do motor trifásico são diretamente alimentados pela rede monofásica. Entretanto, o terceiro terminal é conectado à chamada falsa-fase, obtida por defasamento angular de uma fase já existente, através do uso do capacitor C [10].

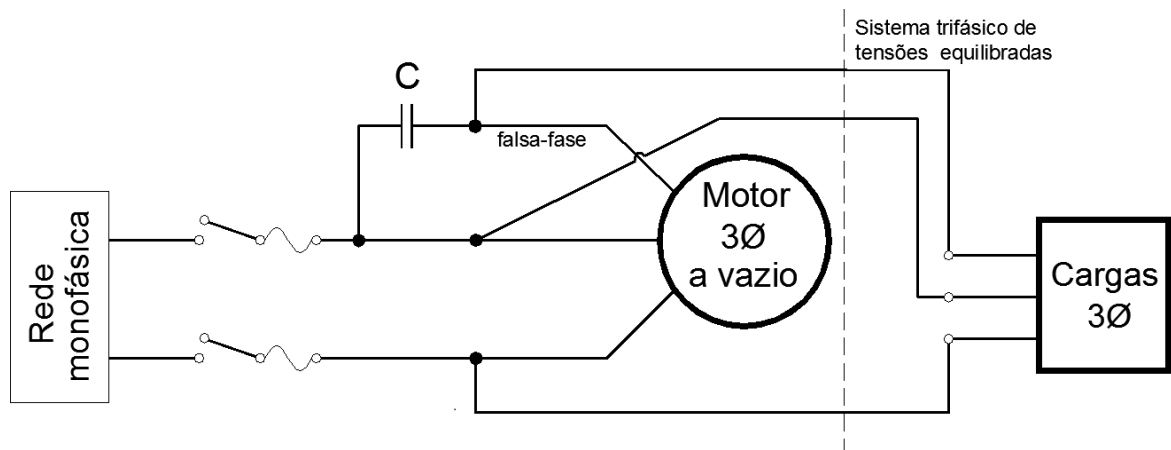


Figura 3.8 – Motor de indução com dispositivo auxiliar de partida, operando como CMT [10].

A figura mostra que o CMT pode ser obtido com um único capacitor conectado entre uma das fases do ramal monofásico e a falsa-fase. O motor trifásico fica girando a vazio e consegue determinar um sistema trifásico de tensões para suprir uma ou mais cargas trifásicas a partir das duas fases do suprimento monofásico.

A tabela 3.3 compara fatores de desequilíbrio para condições de partida e regime da carga (motor trifásico) alimentado por um conversor rotativo tradicional com a condição observada quando a mesma carga é suprida por um conversor rotativo assimétrico, com um único capacitor entre uma das fases e a falsa-fase [8].

Tabela 3.3 – Fatores de desequilíbrio para condições de partida e regime da carga (motor trifásico) – suprimento por conversor rotativo tradicional e assimétrico acrescido de um capacitor [8].

Potência do conversor [cv]	Potência da carga (motor trifásico) [cv]	Conversor rotativo tradicional		Capacitor [μF] conectado entre uma fase e a “falsa-fase” do motor assimétrico	Conversor rotativo assimétrico	
		Fator de desequilíbrio			Fator de desequilíbrio	
		Partida	Rotação nominal		Partida	Rotação nominal
20	10	34%	8,9%	110	12%	0,22%
	20	52%	10,2%	220	12%	0,3%
50	20	33%	7,7%	410	15%	0,7%
	50	53%	8,7%	700	12%	0,8%
100	50	40%	8,0%	590	17%	2,5%
	100	21%	9,1%	1100	15%	0,8%

As correntes de linha da carga são apresentadas na tabela 3.4. Comparando os resultados aos da tabela 3.2 nota-se que a proposital assimetria do motor e a alimentação da falsa-fase através de um único capacitor, resultaram em uma considerável redução no desequilíbrio do sistema.

Tabela 3.4 – Correntes de linha, conjugados de partida e conjugados na rotação nominal para motores de indução trifásicos alimentados através de um conversor rotativo acrescido de um capacitor [8].

Potência do conversor [cv]	Potência da carga (motor trifásico) [cv]	Conjugado na partida [pu]	Rotação nominal			
			I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	Conjugado nominal [pu]
20	10	0,81	14,6	14,8	14,6	1,00
	20	0,81	30,6	30,6	30,6	1,00
50	20	0,76	30,6	30,6	30,6	1,00
	50	0,81	71,5	71,7	71,4	1,00
100	50	0,73	71,4	71,8	71,5	1,00
	100	0,76	145,2	145,2	145,2	1,00

Este tipo aprimorado de CMT rotativo também pode ser projetado com dois capacitores, cada um deles conectado a uma das fases do ramal monofásico e à “falsa-fase”, conforme figura 3.9. Novamente dois terminais do motor trifásico são diretamente alimentados pela rede monofásica, enquanto o terceiro terminal é conectado à falsa-fase, obtida agora por defasamento angular não apenas de uma, mas de ambas as fases já existentes, através de dois capacitores.

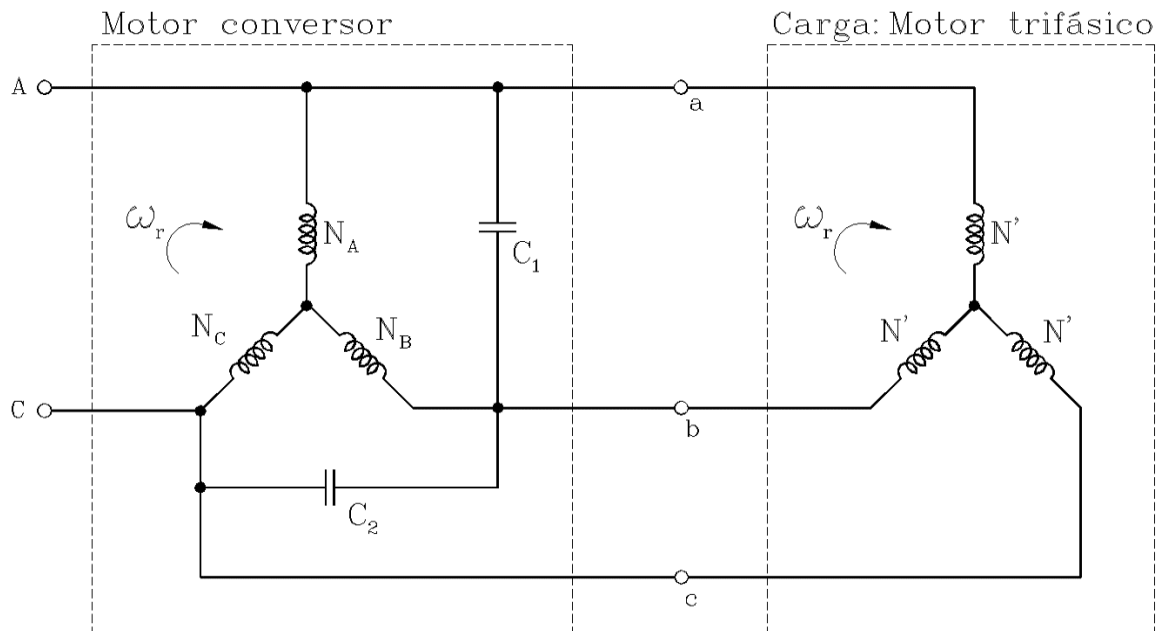


Figura 3.9 – Motor de indução assimétrico operando como CMT.

Conversores rotativos vêm sendo bastante utilizados desde 1960 e são capazes de operar múltiplos motores, de diferentes potências nominais [36]. Portanto, não apenas uma, mas diversas cargas trifásicas podem ser conectadas aos nós indicados por “a”, “b” e “c” da figura 3.9, desde que observada a relação de potência entre o conjunto de cargas e o “motor conversor”.

Deste modo, é perfeitamente viável que tal sistema alimente vários motores trifásicos de potências menores, desde que o total de motores não sobrecarregue o conversor, ou seja, o CMT deve ser sempre composto por uma máquina de potência maior do que a carga que ele servirá. Entretanto, o grau de desequilíbrio do sistema trifásico obtido será função das condições de corrente e fator de potência da carga a ser alimentada por este CMT.

Outra vantagem do CMT rotativo é a possibilidade de suprir a cargas variadas e não apenas cargas motrizes. O sistema pode, portanto, alimentar, cargas trifásicas rotativas e não rotativas, sem nenhum ajuste extra para adequação das cargas, desde que a potência total das mesmas mantenha-se próxima à potência nominal do conversor [36].

Ressalta-se, porém, que tanto as características do “motor conversor”, quanto os parâmetros dos dispositivos reativos utilizados no processo de conversão, são minuciosamente analisados e especificados de acordo com os dados de uma carga específica. Deste modo, atitudes como trocar, acrescentar ou retirar cargas trifásicas supridas pelo

conversor, podem afetar consideravelmente o equilíbrio do sistema trifásico de tensões obtido com o funcionamento do CMT rotativo.

Além disso, caso as tensões desejadas na saída do CMT rotativo sejam diferentes das tensões padronizadas para motores, torna-se necessário utilizar um transformador, o que aumenta o custo da instalação do sistema conversor [36].

Já o suprimento a diferentes cargas monofásicas pelo CMT não é analisada já que as mesmas podem ser diretamente conectadas à rede monofásica convencional. Percebe-se que a conexão aleatória de cargas monofásicas diferentes às três fases definidas na saída do CMT rotativo definiria o desequilíbrio de cargas entre fases, o que levaria a proporcionais desequilíbrios de correntes, determinando tensões desequilibradas sobre os enrolamentos do motor conversor. Tal fato invalidaria o método de conversão. Portanto, cargas monofásicas só podem ser conectadas à saída do CMT caso sejam idênticas em relação às características nominais de potência, rendimento e fator de potência, além de balanceadas entre as três fases e se a soma de suas potências não sobrecarregar o conversor.

Os CMTs rotativos são robustos, podem fornecer energia elétrica com elevada qualidade na saída trifásica e estão disponíveis em uma ampla variedade de tamanhos e topologias, com algum método auxiliar de partida, impondo uma carga de partida razoável à rede monofásica de entrada [10]. Além disso, as tabelas 3.3 e 3.4 evidenciaram a considerável melhoria no equilíbrio do sistema trifásico que resulta de um motor conversor assimétrico [8].

Além da possibilidade de operar múltiplos motores e cargas trifásicas variadas a partir de um único CMT rotativo, sua simplicidade construtiva assemelha-o a uma máquina rotativa monofásica convencional, o que permite manutenção por um técnico familiarizado com tais máquinas [36].

Entretanto, algumas desvantagens são inerentes aos conversores rotativos. Uma delas é a necessidade constante de manutenção, devido às partes móveis. O uso de capacitores no arranjo também exige maiores cuidados já que os mesmos são muito mais sensíveis às variações de tensão que o motor trifásico conversor. Também, a diferença entre valores teóricos e práticos dos elementos reativos e a instabilidade do CMT às variações na carga, podem resultar em consideráveis desequilíbrios.

Deve-se, ainda, ser efetuada a instalação de algum dispositivo de comutação na saída do sistema com CMT rotativo, de maneira que o motor conversor parta e entre em velocidade de operação antes de ser efetuada a conexão das cargas à referida saída do CMT.

Por fim, estes CMTs, não possuem controle da corrente de partida, nem garantem tensões trifásicas reguladas nos terminais do motor, em especial quando há variações na tensão entregue pela concessionária.

O desequilíbrio típico verificado entre as tensões fornecidas pelo conversor rotativo é de 8% na condição do CMT a vazio. Felizmente, este desequilíbrio diminui conforme o conversor é carregado. Por isso, não é aconselhável manter o carregamento do conversor abaixo de 50% da sua potência nominal [36].

Devido ao desequilíbrio verificado na operação a vazio, o torque de partida do primeiro motor suprido pelo CMT é reduzido. Por consequência, os motores que requerem um alto torque de partida não devem ser os primeiros supridos pelo CMT.

3.2.3 – Conversores estáticos mono-trifásicos

Outro tipo de conversor mono-trifásico, há muito utilizado, é composto apenas por dispositivos reativos como transformadores, capacitores e reatores. Tais componentes passivos são convenientemente determinados e associados de forma a se obter deslocamentos de potenciais elétricos, a partir do sistema monofásico. Desta forma, constitui-se um sistema trifásico com características apropriadas para alimentar cargas trifásicas típicas utilizadas em áreas rurais, as quais consistem predominantemente em motores de indução trifásicos com rotor em gaiola.

Sendo estático, o equipamento não possuirá partes móveis que se desgastam com o passar do tempo e, portanto, estes conversores são mais duráveis que os rotativos. A maior vantagem do conversor estático, em relação aos demais CMTs é seu menor custo, já que o equipamento conversor consiste basicamente nos próprios dispositivos reativos [36].

A figura 3.10 permite comparar o conversor estático e o conversor rotativo [12]. Observa-se, na figura 3.10(a), que MI é a própria carga trifásica a ser acionada por um sistema trifásico resultante das defasagens de fase provocadas pela inserção de elementos reativos. Portanto, são estes elementos passivos que definem a conversão do sistema elétrico em três fases distintas, determinando CMTs estáticos.

Três topologias de conversores estáticos são mostradas na figura 3.10(a): na primeira, apenas um capacitor determina a criação da terceira fase, na segunda são usados dois capacitores e na terceira, um autotransformador e um capacitor [12].

Já na figura 3.10(b), MI é o motor conversor e não a carga. Portanto, como o processo de conversão é definido por uma máquina rotativa, trata-se de um CMT rotativo. A referida figura apresenta o motor conversor MI, que gira a vazio de forma a criar um sistema trifásico para suprir às cargas trifásicas, ilustradas como três motores de indução, MI 1, MI 2 e MI 3. Do mesmo modo, os CMTs indicados nas figuras 3.8 e 3.9, apesar de possuírem capacitores, consistem em conversores rotativos, já que incluem máquinas rotativas no processo de geração do sistema trifásico [12].

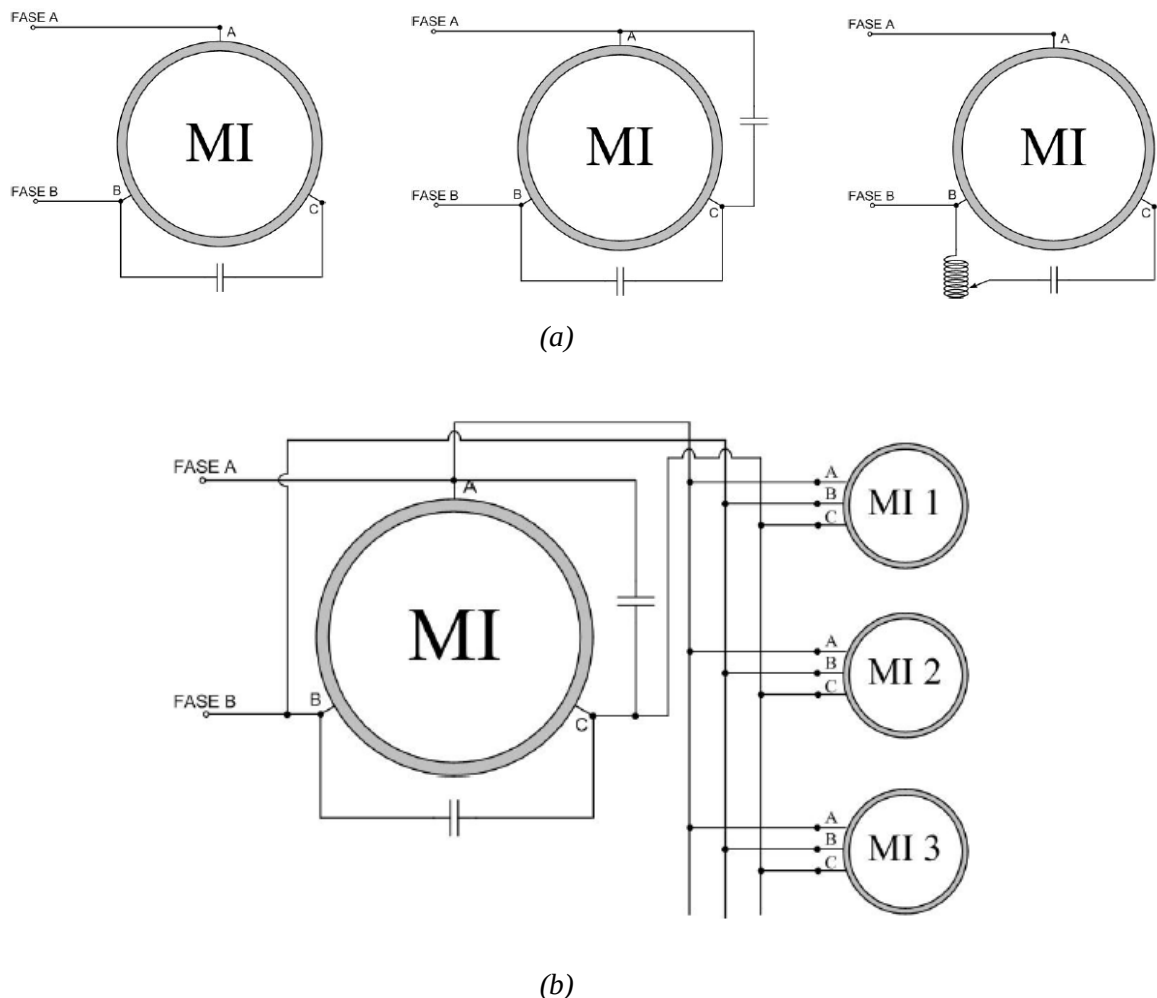


Figura 3.10 – Conversores estáticos mono-trifásicos:

(a) CMTs estáticos;

(b) CMT rotativo.

Fonte: Dissertação de mestrado “Análise e Implementação de Conversores Monofásico-Trifásico” [12].

O primeiro esquema mostrado na figura 3.10(a) consiste na mais simples tecnologia para criar uma terceira fase, tendo apenas duas, com apenas um único capacitor conectado

entre uma das fases fornecidas e o terceiro terminal do motor. A corrente que passa pelo capacitor está em quadratura com a tensão sobre o mesmo, criando 90° de defasagem entre duas fases. Ao receber o sistema trifilar de tensões o motor parte.

Uma desvantagem do CMT estático é que o torque de partida não é tão alto quanto na partida de um motor alimentado por um sistema balanceado de tensões trifásicas. Geralmente, o torque verificado no motor suprido pelo CMT estático é de aproximadamente 60% do torque de rotor bloqueado de um motor similar com suprimento trifásico convencional [36].

Para atenuar tal problema, o projeto pode ser melhorado com a inclusão de capacitores adicionais, determinando dispositivos auxiliares de partida, que proporcionam o aumento do torque de partida do motor. Após a partida, os mesmos são retirados do circuito. Outra melhoria adicional provém da adição de um autotransformador para controlar a tensão da terceira fase que é fabricada pelo sistema conversor [10].

Este tipo de conversor estático é indicado na figura 3.11. Ele possui um capacitor C , para criar a terceira fase, um autotransformador para ajuste dos níveis de tensão nas fases e, ainda, capacitores adicionais para auxiliar na partida, identificados na figura como $C_{partida}$. O motor trifásico indicado é a carga que está sendo suprida pelo CMT estático.

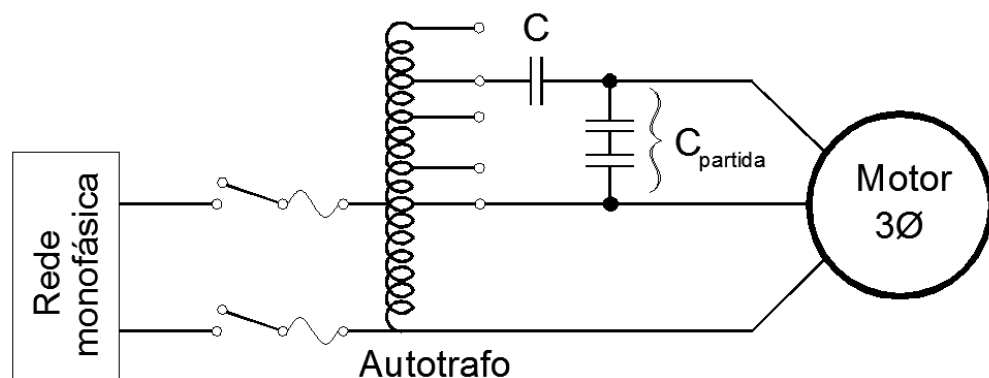


Figura 3.11 – Conversor estático com capacitores auxiliares para partida e autotransformador para ajuste da tensão entre as fases [10].

Como visto, na ligação direta de um motor trifásico à rede monofásica, tal motor deve operar bem abaixo da carga nominal. Já em um conversor estático, projetado conforme a figura 3.11, permite-se a operação mais próxima à carga total do motor. Isso ocorre por este sistema apresentar correntes mais equilibradas nas três fases do motor. Mesmo assim,

um motor operado através de CMT estático opera com uma redução típica de 20 a 35% em sua potência nominal [36].

A conversão mono-trifásica estática passiva é usada, com sucesso, há décadas, especialmente para aplicações de carga constante, como bombas submersas e ventiladores de grande porte, estando disponível comercialmente desde 1952 em diversos países [10]. Além disso, o uso de conversores estáticos permite a conexão simultânea do conversor e da carga, ao contrário dos casos em que são usados conversores rotativos.

Entre as desvantagens deste sistema pode-se citar que é frequente a queima dos capacitores, implicando na interrupção do funcionamento do conversor e na necessidade de constante manutenção.

Problema maior é a diferença entre os valores teóricos e práticos observada nos elementos passivos que compõem o CMT: capacitores, indutores e parâmetros do transformador. Os parâmetros destes elementos são cuidadosamente dimensionados para uma carga específica, de modo que valores diferentes dos utilizados nos cálculos do projeto do CMT resultam em inevitáveis erros. Tais diferenças levam a consideráveis desequilíbrios no sistema de tensões obtido nos terminais da carga suprida por este sistema de conversão. Inclusive, os referidos problemas nas admitâncias projetadas podem chegar a provocar a queima do motor suprido pelo conversor [9].

Além disso, o sistema se restringe a alimentar uma carga específica, para a qual o mesmo foi dimensionado, já que tanto os parâmetros dos elementos reativos como indutores e capacitores, quanto o arranjo no qual os mesmos são conectados, são determinados em função dos dados da carga em questão. Essa especificação dos parâmetros em função da carga a ser suprida determina que mudanças no carregamento afetem o equilíbrio nos terminais da carga.

Deste modo, os conversores estáticos passivos são projetados para uma carga trifásica única, sem provisão para a partida de um segundo motor, por exemplo. Tensões incorretas seriam verificadas nos terminais de qualquer carga diferente da combinação exclusiva para a qual o CMT estático foi especificamente dimensionado [10].

Além disso, os conversores estáticos somente são capazes de operar um motor trifásico a uma velocidade constante e pré-determinada [36]. O suprimento a motores de velocidade variável ou de velocidade diferente da considerada no projeto de dimensionamento do CMT estático resultará em grandes desequilíbrios [10].

3.2.4 – Conversores eletrônicos mono-trifásicos

Os primeiros conversores estáticos, apresentados na seção 3.2.3, são compostos somente por elementos passivos, como transformadores, capacitores e reatores. Atualmente figuram também no mercado os conversores estáticos baseados em eletrônica de potência, que misturam tais elementos passivos com diodos e tiristores. Os CMTs eletrônicos podem incluir sensores e sistemas de controle, capazes de ajustar o conversor para operar adequadamente perante diferentes condições de carga.

Os CMTs eletrônicos mais tradicionais apresentam diodos e capacitores no retificador e interruptores de potência no inversor. Estes dispositivos não controlam tensão e corrente, sendo incapazes de manter o fator de potência próximo à unidade.

Já os CMTs eletrônicos mais modernos utilizam elementos chaveados no lugar dos diodos, determinando retificadores controlados. Deste modo, a ponte retificadora permite o controle da tensão sobre os capacitores do barramento CC e da corrente absorvida pelo conversor. Isso mantém a corrente no conversor senoidal e em fase com a tensão, impondo fator de potência próximo à unidade e promovendo suportabilidade a afundamentos de tensão. Além disso, o controle de tensão evita a queima dos capacitores, diminuindo a manutenção [9]. Entretanto, apresentam maior preço e menor robustez.

Quase a totalidade dos estudos para conversão mono-trifásica apresentados na última década foram desenvolvidos utilizando os recursos disponibilizados e amplamente difundidos pela eletrônica de potência [4],[9],[12],[37]-[66].

Estudos [5] concluíram que, do ponto de vista técnico, o rendimento de um motor de indução trifásico suprido por um CMT eletrônico, é pouco afetado pelo uso combinado deste motor com o inversor do CMT. Deste modo, o uso de motores trifásicos em instalações rurais com suprimento elétrico monofásico, através da opção de conversão eletrônica do número de fases mostra-se tecnicamente viável.

Já do ponto de vista econômico, o uso de CMTs eletrônicos não se mostra muito atrativo. Sabe-se que os motores trifásicos são preferíveis aos motores monofásicos. Entretanto, tanto os custos relativos ao CMT, que deve ser adquirido junto com o motor trifásico, quanto os gastos com a manutenção deste CMT, tornam essa opção pouco viável economicamente [5].

Deste modo, os trabalhos desenvolvidos na área dos CMTs eletrônicos concentram-se não apenas em avanços técnicos, mas também na redução de seu custo. Pode-se, então,

afirmar que tais estudos desenvolvem topologias ou técnicas de controle com o intuito de superar os principais desafios dos CMTs eletrônicos, quais sejam [4]:

- Manutenção de correntes senoidais na alimentação monofásica;
- Garantia de operação com alto fator de potência, próximo à unidade;
- Regulação da alimentação monofásica em situações de flutuações na rede, evento comum em áreas rurais;
- Manutenção da qualidade de energia na saída trifásica, em especial, mitigação de conteúdo harmônico;
- Desempenho imune a alterações de variadas naturezas na alimentação monofásica;
- Configuração simples;
- Redução de peso e volume do equipamento;
- Operação confiável;
- Custo acessível;
- Menor necessidade de manutenção no CMT.

A dificuldade em desenvolver equipamentos conversores que reúnam tais características justifica o grande número de estudos e pesquisas nesta área. Muitas delas concentram-se nas estratégias de controle que incluem desde sistemas de controle mais simples usando amplificadores operacionais e microcontroladores, até complexas estruturas de controle utilizando técnicas sofisticadas embarcadas em processador digital de sinais ou DSP (*Digital Signal Processor*), como redes neurais, lógica *Fuzzy* ou controle digital [9].

Os conversores mono-trifásicos, CMTs, são derivados dos conversores trifásico-trifásico, CTTs, que consistem em conversores eletrônicos onde tanto a entrada quanto a saída são trifásicas, sendo utilizados na área industrial para controle da velocidade, do torque de partida e da corrente de partida, além de permitir a reversão do sentido de rotação de um motor trifásico suprido pelo conversor.

Os conversores eletrônicos mono-trifásicos também oferecem estes recursos às máquinas elétricas por eles alimentadas, possibilidades estas, inexistentes caso a conversão mono-trifásica seja efetivada através de conversores rotativos ou mesmo estáticos passivos, baseados apenas em elementos reativos.

Existem CMTs eletrônicos com dois, quatro ou seis interruptores de potência [9]. O CMT de seis interruptores oferece as mesmas vantagens de um conversor CTT, gerando três tensões senoidais e equilibradas em sua saída. Já utilizando quatro interruptores no CMT,

criam-se duas fases sendo que a terceira fase vem diretamente da rede monofásica. A desvantagem deste CMT com quatro interruptores é a tensão elevada sobre cada interruptor [9].

Entretanto, o elevado custo e a consideração de que um grande número de aplicações rurais dispensa o controle de velocidade das máquinas levaram à redução no número de chaves, simplificando o controle do conversor. Desta forma, foram desenvolvidas topologias com apenas dois interruptores. Com essa configuração, apenas uma fase é gerada pelo CMT, sendo que as outras duas fases são fornecidas diretamente pela rede monofásica.

Este tipo de CMT, com apenas duas chaves de potência, não permite o controle da velocidade, nem do torque de partida e não limita a corrente de partida da máquina trifásica a ele conectada. Entretanto, pode garantir o alto fator de potência na entrada do conversor [9]. Além de não oferecer possibilidades de controle, esta versão de CMT resulta em um leve desequilíbrio e distorção harmônica na carga.

Merece destaque a conversão mono-trifásica descrita em [51], a qual foi desenvolvida com o objetivo de garantir qualidade da energia elétrica ao consumidor, fornecendo um sistema de tensões senoidais e equilibradas e mantendo o fator de potência da rede monofásica próximo à unidade. Além disso, a topologia proposta minimiza o processamento da energia, aumentando o rendimento em relação ao sistema tradicional, onde existe a dupla conversão da energia elétrica. Tanto a conversão mono-trifásica quanto a manutenção da qualidade da energia elétrica são garantidas através de um inversor trifásico do tipo PWM (*Pulse Width Modulation*) convencional, no qual foi alterada a estratégia de controle.

A filosofia apresentada em [51] considera um sistema formado por rede monofásica, cargas e conversor PWM. A figura 3.12 apresenta o esquema do sistema proposto neste estudo. O artigo mostra ainda que o sistema permite o aumento da capacidade de fornecimento local de energia, inserindo fontes alternativas tais como: geração hídrica (gerador de indução associado a uma turbina hidráulica), painéis fotovoltaicos e células a combustível. Esta associação de várias fontes com um alimentador monofásico representa um sistema híbrido de geração de energia.

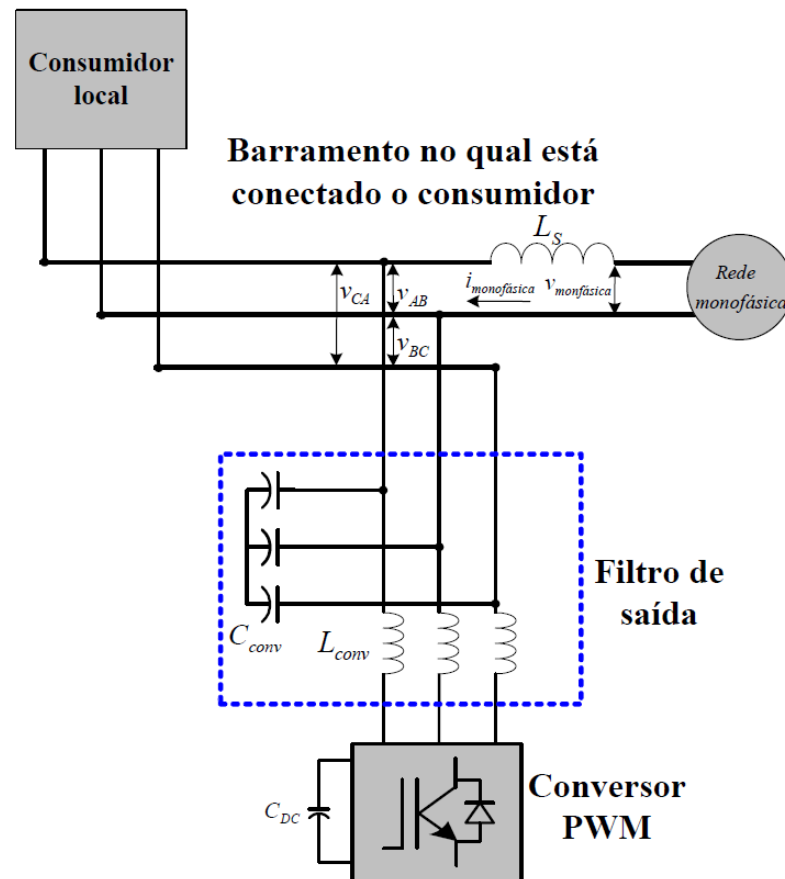


Figura 3.12 – Sistema para conversão mono-trifásica eletrônica.
 Fonte: artigo “Sistema Conversor Mono-Trifásico de Alta Qualidade para Aplicações Rurais e de Geração Distribuída” [51].

Em outro trabalho de grande relevância, é apresentado um Conversor Estático Monofásico-Trifásico denominado Monotri, aplicável à eletrificação rural [12],[46],[56]. A definição da topologia baseou-se nas necessidades específicas de um consumidor rural. Sua função é prover energia elétrica trifásica a partir de uma rede de distribuição monofásica, controlando o fator de potência da entrada monofásica e fornecendo em sua saída uma energia trifásica, com neutro, de forma regulada, mesmo em casos de ocorrência de variações momentâneas de tensão. O trabalho apresenta a modelagem do Monotri, além de sua implementação na forma de um protótipo e demonstra seu funcionamento através dos resultados experimentais.

O conversor Monotri, cujo esquema é ilustrado na figura 3.13, baseia-se em chaves semicondutoras de potência. Na figura verifica-se que um retificador monofásico, conectado à rede monofásica, envia e recebe informações de um microprocessador. Este retificador monofásico controla a corrente de entrada de modo ela seja senoidal e em fase com a tensão, mantendo o fator de potência seja unitário. A partir desta tensão CC regulada, o inversor

sintetiza tensões trifásicas equilibradas que serão utilizadas no atendimento das cargas trifásicas, bifásicas e/ou monofásicas de potências diversas. Portanto, o Monotri, além de atender diversas cargas, ao contrário da maioria dos CMTs eletrônicos, que atendem a uma carga específica, tem capacidade de melhorar a qualidade de energia do sistema, contribuindo para a melhoria da imagem da concessionária perante a população rural [46].

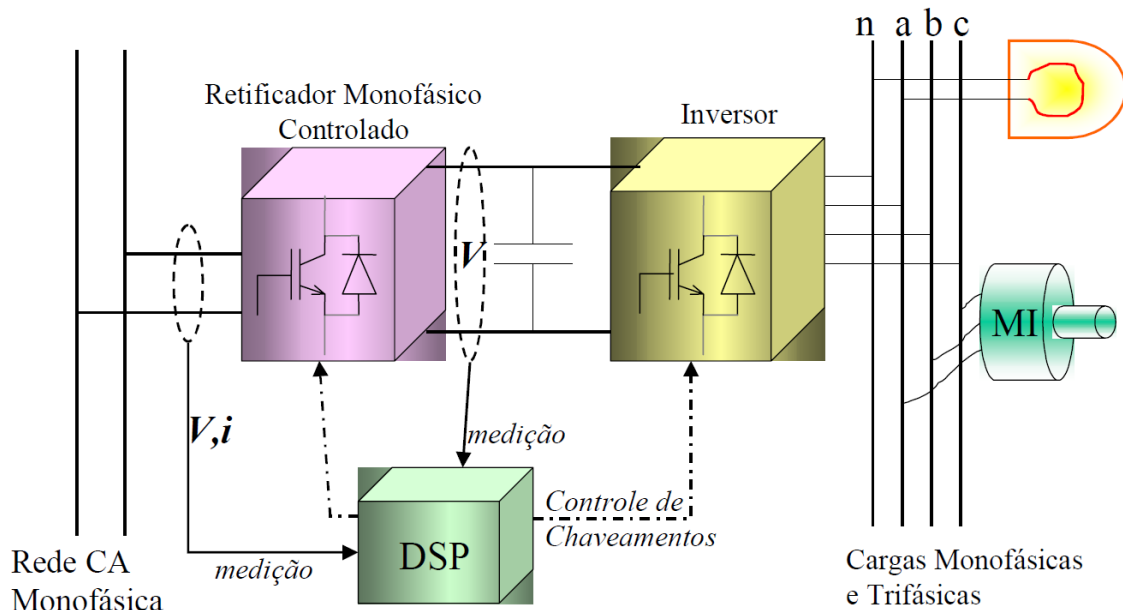


Figura 3.13 – Esquema do Monotri. Fonte: artigo “Conversor estático monofásico-trifásico com ponto de neutro para eletrificação rural” [46].

Diante do grande número de estudos e das diferentes tecnologias propostas para a conversão mono-trifásica, é de grande valia o trabalho apresentado em [39], desenvolvido em 2004 por pesquisadores da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Companhia de Energia do Rio de Janeiro (CERJ).

Através de simulações computacionais o trabalho [39] analisa e compara seis topologias para a conversão mono-trifásica eletrônica: duas com retificador a diodo, duas com retificador PWM totalmente controlado e, por fim, duas topologias com retificador PWM semi-controlado, possuindo tanto diodos quanto chaves de potência.

O objetivo do trabalho [39] consiste em verificar a adequação de CMTs eletrônicos no suprimento a cargas tipicamente rurais. Em todos os casos considerou-se um

transformador monofásico de 15 kVA, 13,8 kV no lado de alta tensão e 220 V no lado de baixa, com *center tap* permitindo a obtenção de 110 V no secundário.

O estudo verificou que os dois CMTs com retificador a diodo analisados, apesar de mais baratos e robustos que os controlados ou semi-controlados, não são recomendáveis por não controlarem afundamentos de tensão, eventos muito comuns em áreas rurais, além de não garantir alto fator de potência.

Por fim, com o objetivo de desenvolver sistemas adequados para suprir cargas rurais típicas, [39] propõe duas novas configurações de CMTs eletrônicos, com características de desempenho melhoradas, sendo cada uma das propostas baseada em uma das configurações semi-controladas analisadas.

O estudo [39] apresenta a especificação das topologias propostas com as respectivas considerações de projeto. O número de capacitores utilizados no arranjo, suas classificações de tensão e o número de ramos inversores, determinaram as principais alterações nestas novas propostas em relação às topologias consideradas deficientes.

As duas configurações de CMTs eletrônicos propostas foram consideradas potenciais candidatas à aplicação em áreas rurais, mesmo com limitações relacionadas aos custos envolvidos e à disponibilidade no mercado dos componentes necessários ao conversor.

Outro estudo abrangente, desenvolvido em 2011, por uma equipe de pesquisadores da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), analisa e compara técnicas de conversão mono-trifásica usando eletrônica de potência [61]. Tal trabalho visa fornecer um material completo referente ao estado da arte das tecnologias de conversão eletrônica mono-trifásica para os profissionais e pesquisadores interessados neste tópico.

O artigo [61] relata tecnologias bem conhecidas, com configurações e estratégias de controle já estabelecidas na literatura técnica. São apresentadas as topologias mais importantes e suas características fundamentais, sendo citados cronologicamente 125 (cento e vinte e cinco) trabalhos, com suas respectivas propostas de configurações para os conversores eletrônicos.

Em relação às diversas configurações concebidas ao longo dos anos, pode-se observar duas tendências principais: uma primeira formada por conversores eletrônicos com reduzido número de componentes e, uma segunda, composta por equipamentos em configurações com um aumento do número de componentes.

O busca de topologias de conversores eletrônicos mono-trifásicos com um número reduzido de componentes foi tendência ao longo de um longo período de tempo. Em parte,

explica-se tal preferência pelo alto custo dos dispositivos semicondutores necessários ao equipamento.

No entanto, com a queda no preço dos semicondutores, tal tendência foi alterada e configurações com maior número de componentes tornaram-se uma opção interessante, especialmente em termos de alta confiabilidade, maior eficiência e redução nas distorções harmônicas.

Desta forma, [61] apresenta uma ampla revisão das duas possibilidades, com número de componentes reduzido ou aumentado. Além disso, foram incluídas nos estudos as configurações para conversão direta mono-trifásica CA-CA, bem como as configurações que se destinam a reduzir as flutuações de tensão no link DC. Esta grande variedade de topologias resultou na análise e comparação de um total de trinta configurações diferentes em [61], revelando que o aumento no número de componentes parece vantajoso, concretizando-se como a tendência para pesquisas futuras.

Verifica-se, portanto, que os desenvolvimentos na área dos CMTs eletrônicos concentram-se em atender satisfatoriamente os requisitos para uma operação aceitável considerando tanto os efeitos na qualidade de energia quanto à complexidade de projeto, que geralmente determina altos custos relacionados ao equipamento conversor em si e à necessidade de manutenção no mesmo [39].

De modo geral, entre os conversores de números de fase existentes no mercado até o momento, o CMT rotativo é o indicado para suprimento a múltiplos motores, o CMT estático passivo é recomendado para motores com baixo torque de partida e baixo carregamento e o CMT estático eletrônico é aconselhável para cargas trifásicas que exijam maior equilíbrio no sistema de alimentação, mesmo em condições de afundamentos de tensão ou consideráveis variações da mesma em relação aos valores nominais [36].

3.3 – Conclusões do capítulo

Após pesquisas e estudos da bibliografia atual encontrada pelos meios tradicionais de acesso, obteve-se um conjunto de informações sobre os mais distintos trabalhos de pesquisa e avanços do conhecimento no âmbito da área de conversores mono-trifásicos, amplamente utilizados para habilitar a operação de cargas trifásicas em áreas onde a rede de fornecimento de energia trifásica comercial é indisponível.

Conversores de fase tradicionais não eliminam afundamentos de tensão, podendo haver comprometimento da operação por estes eventos rotineiros em áreas rurais. Os CMTs também podem ser adversamente afetados por erros na determinação dos diversos parâmetros que o compõem, diferenças entre os valores teóricos e práticos dos seus dispositivos, conexão de outras cargas para as quais o CMT não foi projetado ou, ainda, pela escolha de um conversor subdimensionado ou mesmo superdimensionado para a aplicação desejada.

Alguns dos conversores apresentados são exclusivos para acionamento de motores, não podendo ser aplicados a outros tipos de cargas, sejam elas trifásicas, bifásicas ou monofásicas. Outros, por possuírem parâmetros dimensionados exclusivamente para uma determinada carga, não admitem o suprimento a qualquer outra carga. Tais dispositivos também apresentam restrições ao suprimento de cargas com características não lineares ou com elevadas correntes de energização.

Além disso, com exceção dos modernos conversores estáticos eletrônicos, não possuem controle da corrente de partida nem garantem tensões trifásicas reguladas nos terminais do motor, em especial quando há variações na tensão entregue pela concessionária, ocorrência comum nas redes monofásicas rurais. Entretanto, apesar destes conversores eletrônicos oferecerem desempenho superior aos demais, seu custo é consideravelmente maior.

Deste modo, as características destas técnicas mais recentes e inovadoras de conversão mono-trifásica se apresentam com topologias construtivas tais que os custos de investimento e manutenção, para o fim aqui almejado, qual seja, emprego em instalações rurais, não representam produtos com os atrativos comerciais como poderia ser o caso de estruturas mais simples.

Muitos trabalhos são desenvolvidos nas mais diversas partes do mundo, por pesquisadores em busca de soluções de baixo custo que devem ser concebidas com o objetivo

enfrentar os problemas relatados não só em relação aos processos de conversão de número de fases, mas também nas tecnologias de eletrificação de áreas rurais ou remotas.

Inserido neste cenário, surge a proposição feita pelo presente trabalho, a qual se apresenta com uma composição construtiva totalmente eletromagnética e, por tal motivo, oferece propriedades construtivas e operacionais que se mostram promissoras para o atendimento às questões apontadas. Definida a estrutura básica e feito o tratamento analítico mostrando a eficácia do sistema proposto, proceder-se-á a validação da aplicabilidade da metodologia proposta, inovadora para os atuais padrões das redes de distribuição.

CAPÍTULO IV

NOVA CONCEPÇÃO PARA ATENDIMENTO A CARGAS RURAIS TRIFÁSICAS A PARTIR DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A DOIS CONDUTORES

4.1 – Considerações iniciais

O Capítulo III apresentou os tradicionais métodos de conversão mono-trifásica utilizados para atendimento a cargas trifásicas, ressaltando suas principais características, vantagens e alguns pontos que podem ser considerados negativos.

Os conversores rotativos são facilmente encontrados no mercado e não exigem cálculos elaborados para seu dimensionamento, desde que a máquina rotativa que irá girar a vazio, para provimento das tensões trifásicas em seus terminais, tenha potência compatível com as cargas trifásicas que serão a ela conectadas. Entretanto, estes conversores não possuem controle da corrente de partida nem garantem tensões trifásicas reguladas nos terminais do motor, em especial quando há variações na tensão entregue pela concessionária, ocorrência muito comum nas redes monofásicas de distribuição rural. Além disso, os conversores rotativos apresentam a constante necessidade de manutenção devido às partes móveis.

Já os conversores estáticos não possuem tais partes rotativas sendo, portanto, mais duráveis e menos exigentes em relação à manutenção. Entretanto, como visto no Capítulo III, surge uma dificuldade relacionada ao uso de elementos reativos, minuciosamente dimensionados para o fornecimento de um sistema trifásico e equilibrado de tensões a uma

carga trifásica específica. Tal dificuldade é decorrente da diferença existente entre valores teóricos e práticos das indutâncias ou capacitâncias dos elementos passivos, como transformadores, capacitores e reatores, disponíveis comercialmente. Isso pode conduzir a uma considerável assimetria do sistema trifásico obtido. Adicionalmente, o conversor estático se restringe a alimentar uma única carga, para a qual os elementos reativos foram especificamente dimensionados.

O último método de conversão mono-trifásica apresentado refere-se aos conversores eletrônicos, baseados em eletrônica de potência. Trata-se do método mais moderno e preciso, garantido um sistema trifásico equilibrado na saída do equipamento conversor. Os conversores eletrônicos mais modernos são imunes às variações de tensão e de frequência na entrada do conversor, sendo capazes de garantir tensões reguladas em sua saída, mesmo com os afundamentos de tensão, eventos tão comuns em áreas rurais.

Entretanto, a maioria dos conversores eletrônicos tradicionalmente utilizados para este fim, além de atender apenas a uma única carga ou pequenos grupos de cargas, resultam em consideráveis deformações na qualidade de energia da rede ao qual está conectado. Adicionalmente, tais conversores constituem equipamentos sensíveis, menos robustos que as soluções alternativas, exigindo cuidado no transporte, na instalação e na forma de acondicionamento.

Também exigem manutenção altamente específica em caso de defeitos. Isso pode significar dias ou até semanas sem a disponibilidade de suprimento trifásico em zonas rurais ou áreas remotas, geralmente distantes desta mão de obra especializada. Desta forma, geralmente exigem maior investimento financeiro, tanto para aquisição do equipamento, quanto para arcar com sua manutenção.

Cabe ressaltar que muitos equipamentos modernos de conversão mono-trifásica baseados em eletrônica de potência garantem ser capazes não só de atender a grupos de carga como também de melhorar a qualidade de energia da rede, além de ajustar o fator de potência para a unidade. Mesmo assim, as desvantagens de preço, sensibilidade e manutenção específica permanecem.

Perante tais problemas, surgiu a intenção de desenvolver um método adicional para oferecer um sistema trifásico de tensões a um consumidor rural, atendido por uma linha de distribuição monofásica. Tal método deveria buscar ser construtivamente simples; operacional; robusto; portátil; de fácil instalação; de fácil manuseio; altamente confiável e de baixa e fácil manutenção.

Ressalta-se o desejo de oferecer mais uma opção entre as demais formas de conversão mono-trifásica e não de substituir qualquer um dos métodos já existentes. Desta forma, permite-se que o consumidor restrito ao fornecimento de energia elétrica monofásica, possa escolher, dentre os diversos métodos disponíveis para permitir o suprimento a suas cargas trifásicas, o que melhor se adequa a cada finalidade específica, comparando custos, benefícios e limitações de cada um.

Com tal objetivo, o presente capítulo apresenta as premissas básicas de sustentação técnica do novo sistema de distribuição de energia elétrica proposto, visando o atendimento a cargas rurais trifásicas a partir de uma rede a dois condutores, utilizando-se, fundamentalmente, desenvolvimentos analíticos específicos para tais propósitos.

4.2 – Premissas para atendimento a cargas trifásicas a partir de ramais de média tensão monofásicos

O sistema proposto para atendimento de cargas trifásicas a partir de suprimento bifásico exige as seguintes especificidades:

- I. Deve ser disponibilizado suprimento bifásico no ramal que atende ao consumidor;
- II. O transformador do consumidor deve trifásico, tendo seu primário conectado em delta;
- III. Como o suprimento é bifásico, um dos terminais do primário em delta do transformador trifásico não receberá alimentação da rede. Este terminal deverá ser solidamente aterrado.
- IV. Os potenciais elétricos nos terminais do primário do transformador trifásico devem ser: $V\angle\beta$ volts, $V\angle(\beta \pm 60^\circ)$ volts e 0 volts, onde V é a amplitude e β é o ângulo de fase.

Cada uma destas condições é discutida na sequência.

4.2.1 – Adaptação do ramal monofásico existente

A primeira premissa, necessária para o desenvolvimento do novo sistema de conversão proposto, consiste na adaptação do ramal monofásico existente para uma nova configuração bifásica. Assim, no caso da existência de ramais monofásicos de média tensão a dois condutores (fase e neutro), será suficiente a simples transferência da conexão do condutor neutro para uma nova fase do tronco do alimentador trifásico, do qual deriva o ramal monofásico para atendimento à unidade consumidora. A figura 4.1 ilustra o procedimento necessário para adaptação de uma linha monofásica fase-neutra para suprimento do sistema proposto.

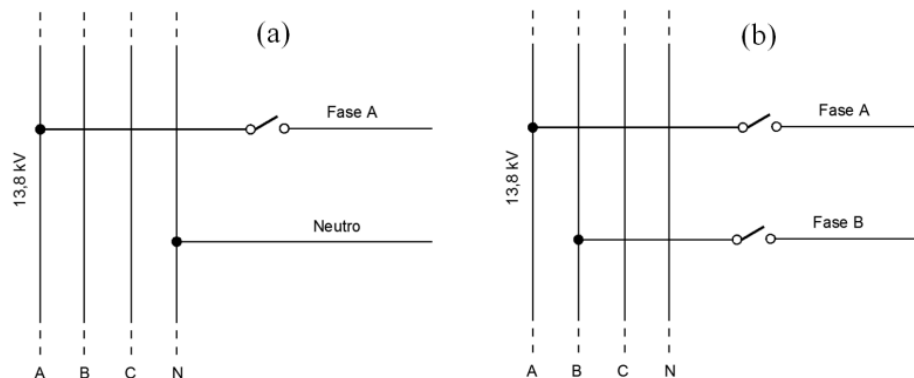


*Figura 4.1 – Derivação de um ramal monofásico a dois condutores de um tronco trifásico:
(a) Para um ramal MRN;
(b) Para o novo ramal bifásico.*

O procedimento ilustrado na figura 4.1 permite o aproveitamento de todos os condutores do ramal monofásico existente. Assim, o único custo associado seria a adaptação da estrutura de sustentação do condutor neutro original, incluindo-se a troca dos isoladores. Comparativamente aos custos associados à construção de um novo ramal trifásico, os recursos necessários para adaptação do ramal monofásico visando a efetivação da nova proposta de atendimento se tornam pouco significativos, como será mostrado na seção 4.4 que sintetiza a análise econômica da proposta.

Como mencionado, adicionalmente ao procedimento indicado na figura 4.1, será necessário promover a substituição dos isoladores do condutor neutro original, o qual estará

agora com tensão de fase em nível de média tensão, assim como promover a elevação da estrutura de sustentação do condutor, de forma a garantir a altura mínima exigida para condutores fase em relação ao solo, conforme indicado na figura 4.2.

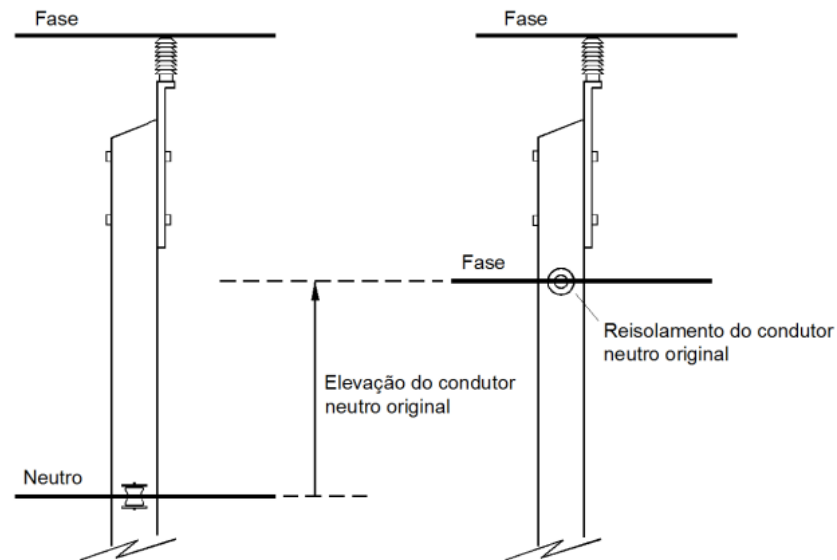


Figura 4.2 – Adaptação das estruturas de sustentação do condutor neutro original do ramal monofásico existente.

Com base nas premissas apresentadas até o momento, verifica-se que a nova proposta técnica para atendimento a cargas rurais trifásicas baseia-se na existência prévia de um ramal monofásico a dois condutores (fase e neutro). No caso de ramais de média tensão com topologia do tipo MRT, fica evidente a necessidade de lançamento de um condutor adicional para viabilização da nova topologia proposta. Ainda assim, os recursos financeiros associados seriam visivelmente inferiores do que aqueles associados à construção de um novo ramal trifásico.

4.2.2 – Substituição do transformador monofásico existente

Para viabilização da nova proposta de suprimento trifásico a partir de dois condutores, o transformador de conexão do consumidor à rede de média tensão deverá ser efetivamente substituído por uma nova concepção de transformação. Na verdade, em termos

fundamentais, a proposta se baseia na utilização de um transformador trifásico convencional, com primário obrigatoriamente ligado em delta e o secundário em qualquer configuração. A única ressalva para a topologia de transformação utilizada é que uma das fases do lado primário deverá ser aterrada junto ao ponto de entrega da unidade consumidora. A figura 4.3 ilustra a topologia de conexão do transformador trifásico tipo delta–estrela aterrada.

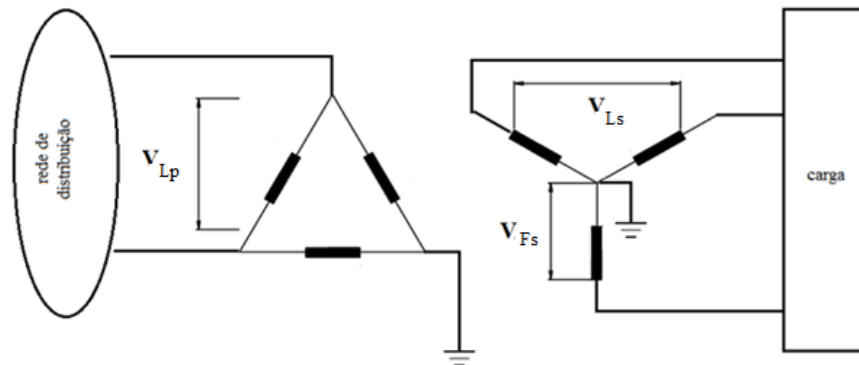


Figura 4.3 – Configuração do transformador utilizado na conversão mono-trifásica proposta.

A topologia completa envolvendo o transformador trifásico convencional, assim como os arranjos necessários para adaptação das tensões de entrada a dois condutores, será doravante denominada “sistema conversor”, pois mesmo recebendo suprimento bifásico (ou monofásico fase-fase), possibilita a disponibilização de um sistema trifásico de tensões equilibradas ao consumidor final.

Para que seja possível a utilização do transformador trifásico convencional, as tensões de fase das duas fases que alimentam o lado primário do transformador deverão possuir características bastante específicas. Tais peculiaridades são discutidas na sequência.

4.2.3 – Adaptação das tensões primárias do sistema conversor

Toda a funcionalidade do sistema conversor proposto no presente trabalho se baseia nas características das duas tensões de fase disponíveis no lado primário do sistema. Para que as tensões no lado secundário do referido sistema conversor compreendam um sistema trifásico e equilibrado de tensões, algumas premissas fundamentais deverão ser atendidas.

Nesse sentido, para se determinar as condições de suprimento necessárias ao primário do transformador, o estudo correlacionado foi iniciado com base no próprio resultado desejado, ou seja, tensões equilibradas no secundário do sistema conversor. Tais tensões de linha são definidas em função de seus módulos V_{ab} , V_{bc} , V_{ca} e de seus correspondentes ângulos de fase α , β , γ , com segue:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{ab(s)} \\ \dot{V}_{bc(s)} \\ \dot{V}_{ca(s)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ab} \angle \alpha \\ V_{bc} \angle \beta \\ V_{ca} \angle \gamma \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Onde:

$\dot{V}_{ab(s)}$ – tensão entre as fases “A” e “B” no secundário do transformador conversor;

$\dot{V}_{bc(s)}$ – tensão entre as fases “B” e “C” no secundário do transformador conversor;

$\dot{V}_{ca(s)}$ – tensão entre as fases “C” e “A” no secundário do transformador conversor.

O objetivo aqui pretendido consiste, portanto, na obtenção de um sistema trifásico equilibrado de tensões no secundário do sistema conversor. Portanto, a igualdade entre os módulos das tensões $V_{ab} = V_{bc} = V_{ca} = V$ e a defasagem de 120° entre os ângulos de fase, supondo sequência de fases positiva ou ABC, reduzem a equação (4.1) a:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{ab(s)} \\ \dot{V}_{bc(s)} \\ \dot{V}_{ca(s)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V \angle \alpha \\ V \angle \alpha - 120^\circ \\ V \angle \alpha + 120^\circ \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Onde:

V – módulo das tensões fase-fase no secundário do conversor;

α – ângulo de fase da tensão fase-fase no secundário do conversor, $\dot{V}_{ab(s)}$.

Como o lado secundário do sistema conversor apresenta configuração estrela, as tensões sobre os enrolamentos do lado secundário correspondem aos valores fase-neutro:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{an(s)} \\ \dot{V}_{bn(s)} \\ \dot{V}_{cn(s)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{V}{\sqrt{3}} \angle \alpha - 30^\circ \\ \frac{V}{\sqrt{3}} \angle \alpha - 120^\circ - 30^\circ \\ \frac{V}{\sqrt{3}} \angle \alpha + 120^\circ - 30^\circ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{V}{\sqrt{3}} \angle \alpha - 30^\circ \\ \frac{V}{\sqrt{3}} \angle \alpha - 150^\circ \\ \frac{V}{\sqrt{3}} \angle \alpha + 90^\circ \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Onde:

$\dot{V}_{an(s)}$ – tensão entre a fase “A” e o neutro no secundário do transformador conversor;

$\dot{V}_{bn(s)}$ – tensão entre a fase “B” e o neutro no secundário do transformador conversor;

$\dot{V}_{cn(s)}$ – tensão entre a fase “C” e o neutro no secundário do transformador conversor.

Ressalta-se que caso o lado secundário do sistema esteja sob sequência CBA, ao invés de subtrair 30° de cada ângulo de fase da tensão fase-fase correspondente, como mostra a equação (4.3), deve-se, ao contrário, somar 30° . Entretanto, a sequência de fases, seja ela positiva ou negativa, é indiferente na aplicação do processo de conversão proposto neste trabalho.

Assumindo que o transformador trifásico delta–estrela, ou apenas ΔY , apresenta relação de transformação $1:n$ e mesma polaridade entre os enrolamentos do primário e os correspondentes enrolamentos do secundário, as tensões nos enrolamentos do primário em delta apresentarão mesmo ângulo de fase que as tensões sobre os enrolamentos do secundário em estrela. Já os módulos das tensões estão relacionados através da equação:

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{1}{n} \quad (4.4)$$

Onde:

V_p – magnitude da tensão nos terminais dos enrolamentos do primário do transformador;

V_s – magnitude da tensão nos terminais dos enrolamentos do secundário do transformador.

n – relação de transformação.

As tensões sobre os enrolamentos do primário em delta são fase-fase, enquanto as tensões sobre os enrolamentos do secundário em estrela são fase-neutro. Estas considerações permitem definir as seguintes tensões fase-fase sobre os enrolamentos do primário do transformador:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{ab(p)} \\ \dot{V}_{bc(p)} \\ \dot{V}_{ca(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle \alpha - 30^\circ \\ \frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle \alpha - 150^\circ \\ \frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle \alpha + 90^\circ \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Onde:

$\dot{V}_{ab(p)}$ – tensão entre as fases “A” e “B” no primário do transformador conversor;

$\dot{V}_{bc(p)}$ – tensão entre as fases “B” e “C” no primário do transformador conversor;

$\dot{V}_{ca(p)}$ – tensão entre as fases “C” e “A” no primário do transformador conversor.

O conceito de diferença de potencial elétrico, aplicado às tensões fase-fase do primário, determina a equação:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{ab(p)} \\ \dot{V}_{bc(p)} \\ \dot{V}_{ca(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{a(p)} - \dot{V}_{b(p)} \\ \dot{V}_{b(p)} - \dot{V}_{c(p)} \\ \dot{V}_{c(p)} - \dot{V}_{a(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle \alpha - 30^\circ \\ \frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle \alpha - 150^\circ \\ \frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle \alpha + 90^\circ \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Onde:

$\dot{V}_{a(p)}$ – tensão fase “A”–neutro no primário do transformador conversor;

$\dot{V}_{b(p)}$ – tensão fase “B”–neutro no primário do transformador conversor;

$\dot{V}_{c(p)}$ – tensão fase “C”–neutro no primário do transformador conversor.

A notação utilizada para as tensões fase-neutro no primário é a própria notação de potencial elétrico do correspondente nó (como, por exemplo, $\dot{V}_{a(p)}$). Isso porque $\dot{V}_{an(p)} = \dot{V}_{a(p)} - \dot{V}_{n(p)} = \dot{V}_{a(p)} - 0$, de onde se observa que $\dot{V}_{an(p)} = \dot{V}_{a(p)}$.

Supondo a condição de suprimento monofásico ao transformador conversor, um dos potenciais nodais do lado do primário será nulo. Pode-se fazer tal afirmação já que o terminal do primário em delta que não recebe o condutor fase do ramal monofásico será aterrado, resultando em um potencial elétrico de zero volts (0 V) neste terminal. A especificação de qual das três fases (“A”, “B” ou “C”) não está presente no ramal monofásico é indiferente

para a obtenção do sistema trifásico equilibrado no secundário do transformador conversor. Adotando que a fase “C” esteja ausente no ramo: $\dot{V}_{c(p)} = 0 \text{ V}$. Este valor, substituído na equação (4.6) permite obter diretamente $\dot{V}_{a(p)}$ e $\dot{V}_{b(p)}$:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a(p)} - \dot{V}_{b(p)} \\ \dot{V}_{b(p)} - 0 \\ 0 - \dot{V}_{a(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle \alpha - 30^\circ \\ \frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle \alpha - 150^\circ \\ \frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle \alpha + 90^\circ \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Portanto:

$$\dot{V}_{a(p)} = - \left(\frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle \alpha + 90^\circ \right) = \frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle (\alpha + 90^\circ - 180^\circ) = \frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle \alpha - 90^\circ \quad (4.8)$$

$$\dot{V}_{b(p)} = \frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle \alpha - 150^\circ \quad (4.9)$$

As equações (4.8) e (4.9) revelam a consideração fundamental para efetivação do método proposto neste trabalho: o defasamento angular de 60° elétricos entre $\dot{V}_{a(p)}$ e $\dot{V}_{b(p)}$, associado a um transformador trifásico na configuração delta-estrela aterrada, com o terminal “C” do primário aterrado, está relacionado a sistemas de tensões de fase e de linha equilibrados no secundário do transformador.

Para simplificação dos cálculos, adotando como referência a tensão fase-fase do secundário do transformador, tem-se: $\alpha = 0^\circ$ e $|\dot{V}_{ab(s)}| = 1 \text{ pu}$. Pode-se, então, definir tal tensão como: $\dot{V}_{ab(s)} = V_{ab} \angle \alpha = 1 \angle 0^\circ \text{ pu}$. Desta forma:

$$\dot{V}_{a(p)} = \frac{1}{n \cdot \sqrt{3}} \angle 0^\circ - 90^\circ = \frac{0,577}{n} \angle -90^\circ \quad (4.10)$$

$$\dot{V}_{b(p)} = \frac{1}{n \cdot \sqrt{3}} \angle 0^\circ - 150^\circ = \frac{0,577}{n} \angle -150^\circ \quad (4.11)$$

A diferença de potencial, $\dot{V}_{ab(p)}$, entre os terminais “A” e “B”, do primário do transformador é determinada por $\dot{V}_{ab(p)} = \dot{V}_{a(p)} - \dot{V}_{b(p)}$. Para os valores de $\dot{V}_{a(p)}$ e $\dot{V}_{b(p)}$ dados pelas equações (4.8) e (4.9), $\dot{V}_{ab(p)}$ resultará em

$$\dot{V}_{a(p)} - \dot{V}_{b(p)} = \left(\frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle \alpha - 90^\circ \right) - \left(\frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle \alpha - 150^\circ \right) \quad (4.12)$$

$$\dot{V}_{a(p)} - \dot{V}_{b(p)} = \left(\frac{1}{n \cdot \sqrt{3}} \angle -90^\circ \right) - \left(\frac{1}{n \cdot \sqrt{3}} \angle -150^\circ \right) \quad (4.13)$$

Efetuada as conversões para coordenadas retangulares:

$$\dot{V}_{a(p)} - \dot{V}_{b(p)} = \left(0 - j \frac{1}{n \cdot \sqrt{3}} \right) - \left(-\frac{1}{2 \cdot n} - j \frac{1}{n \cdot 2\sqrt{3}} \right) \quad (4.14)$$

$$\dot{V}_{a(p)} - \dot{V}_{b(p)} = \frac{1}{2 \cdot n} - j \frac{2 - 1}{n \cdot 2\sqrt{3}} \quad (4.15)$$

$$\dot{V}_{ab(p)} = \dot{V}_{a(p)} - \dot{V}_{b(p)} = \frac{1}{2 \cdot n} - j \frac{1}{n \cdot 2\sqrt{3}} \quad (4.16)$$

Pode-se verificar a coerência dos valores obtidos para $\dot{V}_{a(p)}$ e $\dot{V}_{b(p)}$ nas equações (4.10) e (4.11) ao comparar-se a tensão $\dot{V}_{ab(p)}$ determinada na equação (4.16), em coordenadas retangulares, com seu valor em coordenadas polares, indicado pela equação (4.7). Para tanto, é conveniente reescrever o termo correspondente a $\dot{V}_{ab(p)}$ na equação (4.7), mantendo as simplificações adotadas anteriormente, quais sejam, módulo da tensão fase-fase do secundário igual a 1 pu e $\alpha = 0^\circ$:

$$\dot{V}_{ab(p)} = \dot{V}_{a(p)} - \dot{V}_{b(p)} = \frac{V}{n \cdot \sqrt{3}} \angle \alpha - 30^\circ = \frac{1}{n \cdot \sqrt{3}} \angle -30^\circ \quad (4.17)$$

Convertendo o valor de $\dot{V}_{ab(p)}$ determinado pela equação (4.17) para as correspondentes coordenadas retangulares, obtém-se:

$$\dot{V}_{ab(p)} = \dot{V}_{a(p)} - \dot{V}_{b(p)} = \frac{1}{2 \cdot n} - j \frac{1}{n \cdot 2\sqrt{3}} \quad (4.18)$$

A igualdade entre as equações (4.16) e (4.18) comprova que o defasamento angular de 60° elétricos entre $\dot{V}_{a(p)}$ e $\dot{V}_{b(p)}$, está relacionado ao equilíbrio nas tensões fase-fase no primário. Equilíbrio este, que é refletido para o secundário do transformador conversor.

Desta forma, determinou-se a premissa básica para fundamentação da proposta, visando o atendimento trifásico a partir de dois condutores: a disponibilidade de dois condutores energizados cujas tensões de fase encontrem-se defasadas de 60° elétricos entre si.

4.2.4 – Obtenção da defasagem de 60° elétricos entre as duas fases do ramal monofásico

Em consonância com o exposto no tópico anterior, o suprimento do sistema conversor é extraído de uma rede trifásica, caracterizada pelos fasores $\dot{V}_a$, $\dot{V}_b$ e $\dot{V}_c$, representativos, respectivamente, das tensões fase-neutro da média tensão nas fases “A”, “B” e “C”. Admitindo-se que a tensão da fase “A” seja tomada como referência, e as demais defasadas de 120°, mostrou-se que, visando atender aos requisitos impostos pelo processo de transformação aqui proposto, é imperativo que as duas fases que suprem o primário do transformador conversor apresentem uma defasagem de 60° elétricos entre si. Tal defasagem deve ser observada nos potenciais elétricos dos dois terminais do primário com conexão delta.

Verifica-se no diagrama fasorial mostrado na figura 4.4, que a inversão de um dos fasores de tensão fase-neutro, seja o fasor V_a , indicado na figura, seja V_b , resultará em uma defasagem de 60° entre um dos fasores originais e o outro, invertido. Portanto, entre $\dot{V}_a$ e $-\dot{V}_b$ existe uma defasagem de exatamente 60°, assim como ocorreria entre $-\dot{V}_a$ e $\dot{V}_b$.

Para fins de uma visualização do processo anteriormente referido quanto à obtenção da defasagem angular de 60° , a figura 4.4 indica que, uma vez estabelecida que a fase “A” será a referência, a outra, adotando sequência de fases positiva, é considerada como advinda da inversão de um dos fasores de tensão (somando ou subtraindo 180°).

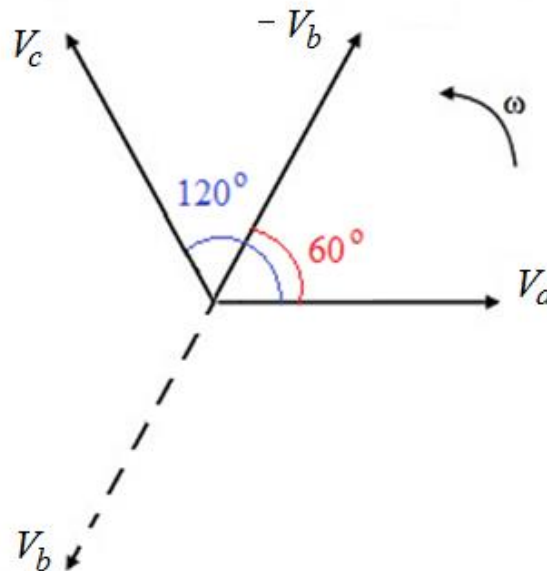


Figura 4.4 – Diagrama fasorial ilustrativo das tensões destinadas ao suprimento do novo transformador conversor.

Na prática, tal inversão pode ser facilmente obtida através de recursos de polaridade de transformadores. A figura 4.5 mostra que a polaridade de um transformador depende fundamentalmente de como as espiras são enroladas, podendo resultar em polaridade aditiva ou subtrativa. Na polaridade subtrativa não existe defasagem angular entre as tensões primária e secundária, resultando em uma defasagem de 0° . Na polaridade aditiva, a defasagem angular entre as tensões primária e secundária é de 180° .

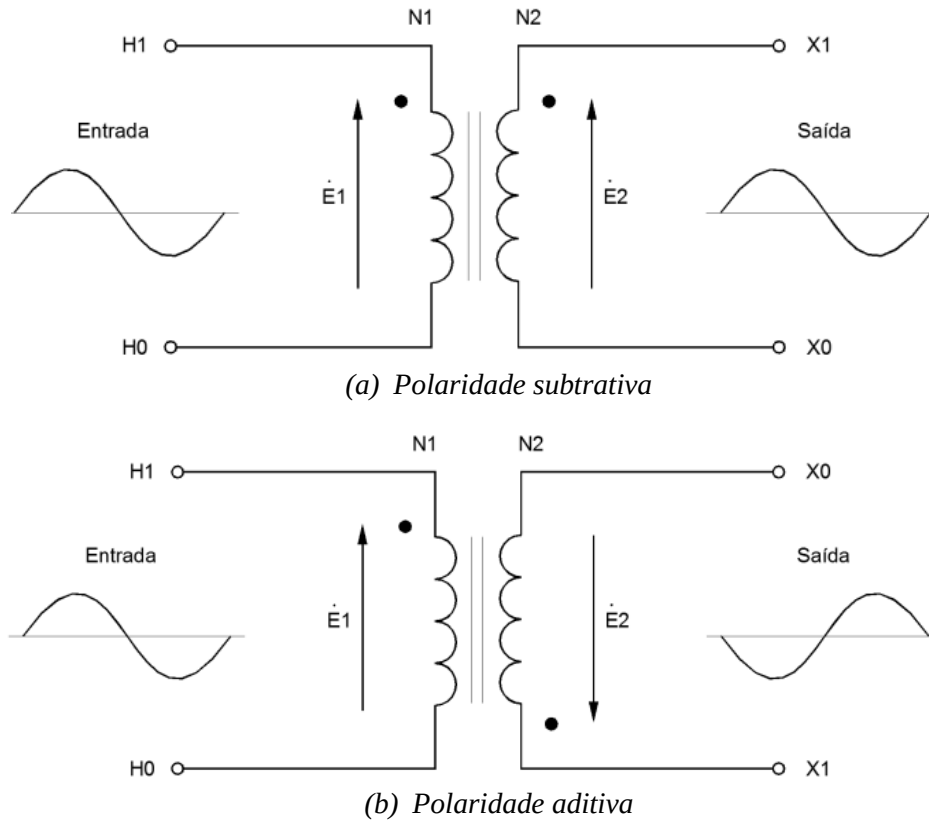


Figura 4.5 – Indicação de polaridades em um transformador monofásico e correspondentes formas de onda de entrada e saída.

Das figuras 4.4 e 4.5, observa-se que a conexão de um transformador monofásico, com polaridade aditiva, e relação de transformação 1:1, em uma das fases do ramal de média tensão, resulta na inversão desta fase antes de chegar ao transformador trifásico conversor. Assim, se na entrada do transformador monofásico tem-se $\dot{V}_b = 1 \angle -120^\circ$ pu, na saída do mesmo a tensão será igual ao inverso do referido fasor: $1 \angle 60^\circ$ pu.

Procedendo-se desse modo, verifica-se que o suprimento ao transformador trifásico do sistema conversor ocorre de forma tal que, em seu primário, são utilizadas duas tensões fase-neutro defasadas entre si de 60° . Do exposto, supondo que o novo ramal seja caracterizado pelas fases “A” e “B” e, ainda, com a manutenção do fasor de tensão relativo à fase “A” ($\theta_{Va} = 0^\circ$) e inversão do fasor de tensão da fase “B” ($\theta_{Vb} = 60^\circ$), tem-se a seguinte defasagem angular:

$$\theta_{Va} - \theta_{Vb} = -60^\circ \quad (4.19)$$

Na verdade, esta defasagem angular, entre as duas fases que compõem o ramal bifásico pode ser de $\pm 60^\circ$, o que será determinado pela sequência de fases do tronco trifásico que dá origem ao ramal bifásico. No exemplo citado, com ausência da fase “C” e referência na fase “A”, se a sequência de fases do tronco trifásico for CBA, tem-se $\dot{V}_b = 1 \angle 120^\circ$ pu, o que corresponde a $1 \angle -60^\circ$ pu após a inversão do fasor pelo transformador monofásico. Isso determina $\theta_{V_a} - \theta_{V_b} = 60^\circ$, o que também garante a eficácia do método proposto.

Uma vez obtido esse resultado, fato este também factível para outras estratégias, conforme mostrado na tabela 4.1, determina-se a rede que alimenta o sistema conversor em pauta. Apenas por simplificação, em todas as possibilidades apresentadas na tabela um dos ângulos foi adotado como 0° .

Tabela 4.1 – Possibilidades para o suprimento do transformador conversor através de duas fases defasadas em 60° , adotando a referência na fase “A”.

Sequência de fases da rede de distribuição trifásica	Tensões de suprimento do transformador		
	Fase “A”	Fase “B”	Fase “C”
ABC ou direta ou positiva	0°	60°	ausente
	180°	-120°	ausente
	0°	ausente	-60°
	180°	ausente	120°
	ausente	60°	120°
	ausente	-120°	-60°
CBA ou inversa ou negativa	0°	-60°	ausente
	180°	120°	ausente
	0°	ausente	60°
	180°	ausente	-120°
	ausente	-60°	-120°
	ausente	120°	60°

Aplicando-se quaisquer das 12 (doze) composições contidas na tabela 4.1 ao primário em delta do transformador de suprimento do consumidor ou, ainda, as correspondentes variações decorrentes de alterações no ângulo de referência adotado, torna-se possível produzir um sistema equilibrado de tensões no secundário deste transformador trifásico, ou seja, no lado de baixa tensão.

4.3 – Avaliação matemática do processo da conversão

Uma vez apresentadas as premissas para fundamentação da proposta de atendimento a dois condutores visando a ligação de consumidores rurais trifásicos, torna-se agora necessário comprovar matematicamente a proposta.

Os desenvolvimentos analíticos são realizados supondo suprimimento do ramal monofásico, transformado para bifásico, com tensões de fase “A” e “B”. A referência adotada no desenvolvimento matemático será a tensão fase-neutro no primário do transformador (relacionada à fase “A”), diferente da referência usada na seção anterior. O ângulo de fase da referência será de 0° para simplificação dos cálculos. Entretanto, vale ressaltar que o método proposto independe de quem é a referência, do valor ângulo de fase da tensão, de qual fase não está presente no ramal monofásico e da sequência de fases do ramal de suprimimento.

A reversão da polaridade de uma das fases é fundamental para a metodologia de conversão mono-trifásica proposta, que exige uma defasagem de 60° elétricos entre as duas fases que chegam ao primário do transformador trifásico conversor. O diagrama fasorial da figura 4.6 já não apresenta o fasor relacionado à fase “C”, considerando que a mesma não está presente no novo ramal bifásico.

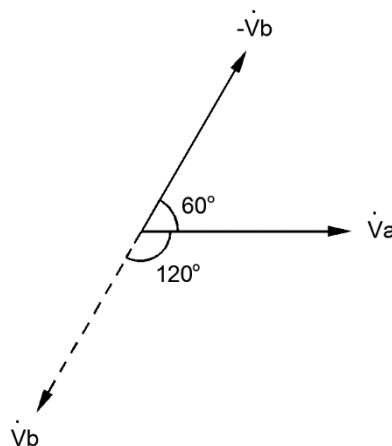


Figura 4.6 – Diagrama fasorial ilustrativo das tensões resultantes nas fases “A” e “B” do novo ramal monofásico.

Com base no diagrama fasorial mostrado na figura 4.6, tem-se que, empregando a representação em [pu] para as grandezas elétricas e, ainda, considerando que as tensões extraídas sejam iguais aos seus valores nominais, as mesmas podem ser expressas por:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a(p)} \\ \dot{V}_{b(p)} \\ \dot{V}_{c(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1\angle 0^\circ \\ 1\angle 60^\circ \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

Onde:

$\dot{V}_{a(p)}$ – tensão entre a fase “A” e o neutro no primário da unidade conversora;

$\dot{V}_{b(p)}$ – tensão entre a fase “B” e o neutro no primário da unidade conversora;

$\dot{V}_{c(p)}$ – tensão entre a fase “C” e o neutro no primário da unidade conversora.

A estrutura completa necessária para o novo padrão de atendimento a cargas trifásicas rurais, através de uma nova topologia de rede de distribuição a dois condutores, é apresentada na figura 4.7. Nota-se em tal figura a utilização do transformador monofásico, com relação de transformação unitária (1:1), para adaptação da tensão de uma das fases do novo ramal bifásico, assim como o aterramento da fase “C” junto ao borne primário do transformador trifásico convencional.

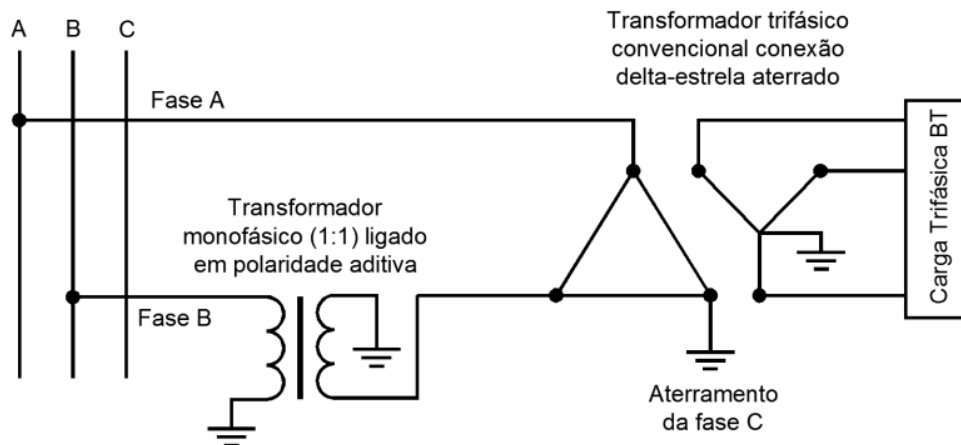


Figura 4.7 – Diagrama esquemático do sistema proposto: rede de distribuição a dois condutores para de atendimento a cargas trifásicas rurais.

A figura 4.8 mostra a mesma estrutura em uma perspectiva prática, mostrando que, fisicamente, o condutor da fase “C” não se encontra disponível no novo ramal bifásico.

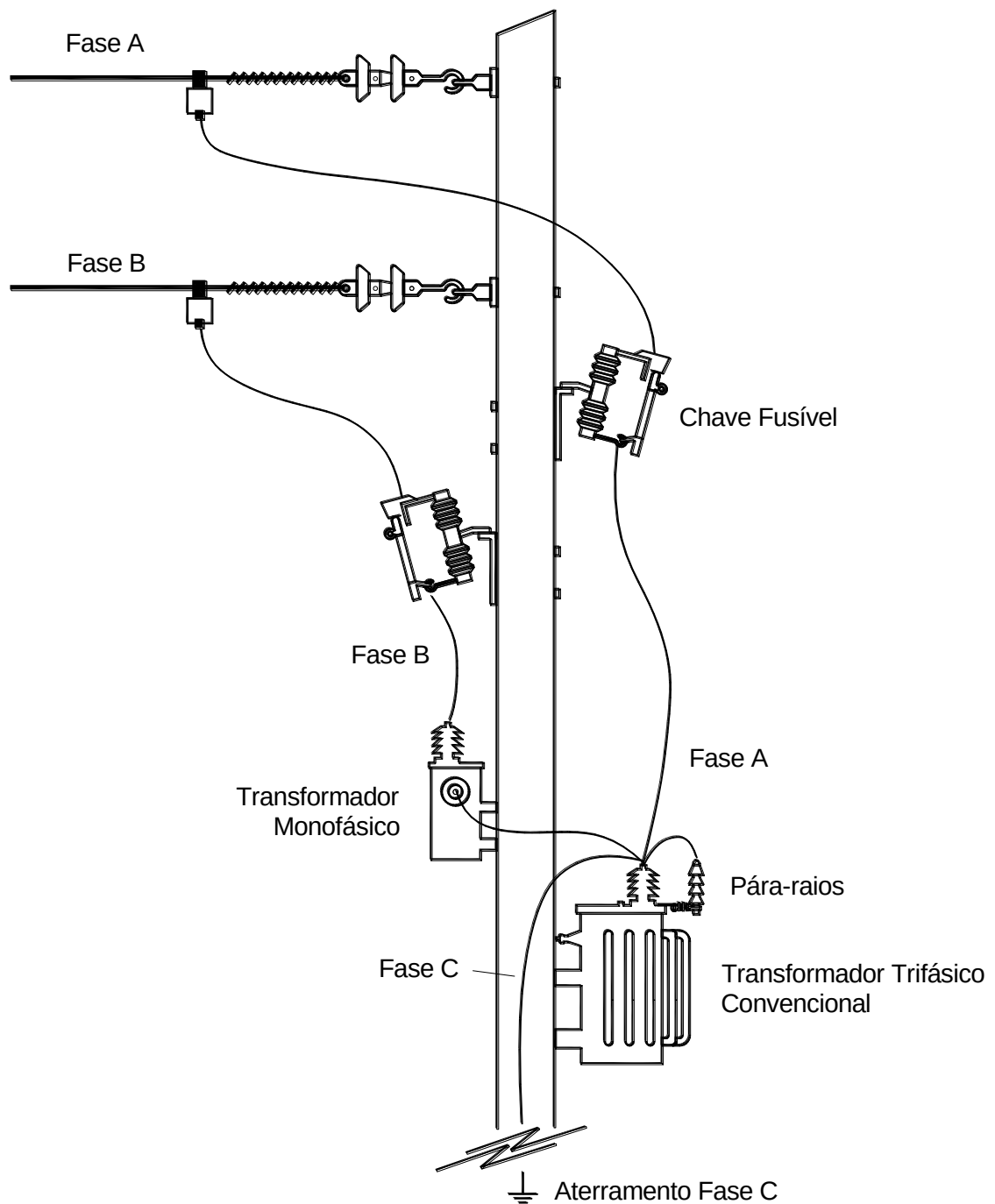


Figura 4.8 – Desenho ilustrativo da topologia de rede do sistema proposto para atendimento a cargas trifásicas rurais.

Procede-se, então, a análise do processo da transferência destas tensões para o secundário do sistema conversor através de um tratamento clássico da engenharia elétrica fundamentado em componentes simétricas, amplamente utilizada na análise de circuitos desequilibrados.

As componentes de sequência zero, positiva e negativa, vinculadas com o sistema desequilibrado de tensões primárias anteriormente referidas, em pu , e aplicadas ao primário do transformador conversor podem ser determinadas, em pu , como segue:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_0 \\ \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 \angle 0^\circ \\ 1 \angle 60^\circ \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,577 \angle 30^\circ \\ 0 \\ 0,577 \angle -30^\circ \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

Onde:

$\dot{V}_0$ – componente de sequência zero,

$\dot{V}_1$ – componente de sequência positiva,

$\dot{V}_2$ – componente de sequência negativa.

O cálculo das tensões resultantes no lado secundário do transformador trifásico convencional deverá levar em conta a defasagem de $+30^\circ$ elétricos para a tensão de sequência positiva e -30° elétricos para a tensão de sequência negativa, proporcionada pela conexão delta-estrela aterrada do transformador trifásico. Considerando que o equipamento se apresenta com uma relação de transformação $1:n$, as tensões de fase no secundário do transformador (lado de baixa tensão) são determinadas, em pu , por:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a(s)} \\ \dot{V}_{b(s)} \\ \dot{V}_{c(s)} \end{bmatrix} = n \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \angle (0^\circ + 30^\circ) \\ 0,577 \angle (-30^\circ - 30^\circ) \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a(s)} \\ \dot{V}_{b(s)} \\ \dot{V}_{c(s)} \end{bmatrix} = n \cdot \begin{bmatrix} 0,577 \angle -60^\circ \\ 0,577 \angle 60^\circ \\ 0,577 \angle 180^\circ \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

Onde:

n – relação de transformação;

$\dot{V}_{a(s)}$ – tensão entre a fase “A” e o neutro no secundário do conversor;

$\dot{V}_{b(s)}$ – tensão entre a fase “B” e o neutro no secundário do conversor;

$\dot{V}_{c(s)}$ – tensão entre a fase “C” e o neutro no secundário do conversor.

A equação (4.23) revela que as tensões secundárias se mostram trifásicas e equilibradas, evidenciando, assim, que o objetivo almejado foi integralmente cumprido quanto ao processo da conversão de um suprimento fase-fase, resultante de uma adaptação relativamente simples de um ramal monofásico a dois fios, para uma nova topologia de suprimento trifásico.

Vale ressaltar que a rede secundária se apresenta com sequência de fases negativa, tensões de fase de módulo **(*n.0,577*) pu** e defasadas entre si de 120°. Diante desta relação de transformação, a figura 4.9 sintetiza as grandezas envolvidas no processo admitindo-se que a rede secundária se apresente com características equilibradas.

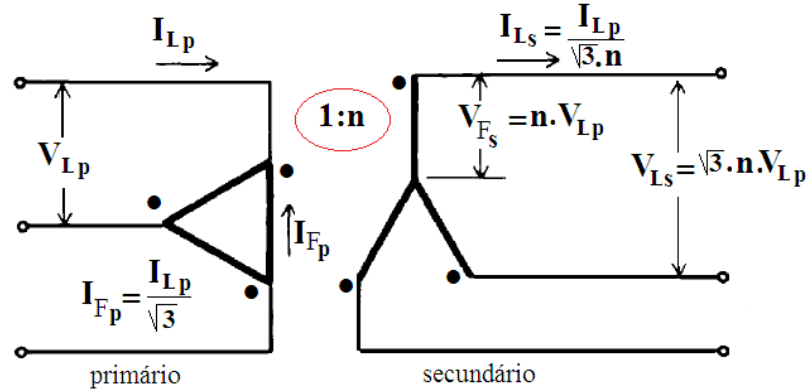


Figura 4.9 – Tensões e correntes envolvidas no processo da conversão.

Quanto às respectivas tensões de linha do lado secundário do transformador, por estarem sob sequência negativa, estas se apresentam, em pu, como:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{ab(s)} \\ \dot{V}_{bc(s)} \\ \dot{V}_{ca(s)} \end{bmatrix} = n \cdot \begin{bmatrix} (0,577 \cdot \sqrt{3}) \angle (-60^\circ - 30^\circ) \\ (0,577 \cdot \sqrt{3}) \angle (60^\circ - 30^\circ) \\ (0,577 \cdot \sqrt{3}) \angle (180^\circ - 30^\circ) \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{ab(s)} \\ \dot{V}_{bc(s)} \\ \dot{V}_{ca(s)} \end{bmatrix} = n \cdot \begin{bmatrix} 1 \angle -90^\circ \\ 1 \angle 30^\circ \\ 1 \angle 150^\circ \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

Onde:

$\dot{V}_{ab(s)}$ – tensão entre as fases “A” e “B” no secundário do transformador conversor;

$\dot{V}_{bc(s)}$ – tensão entre as fases “B” e “C” no secundário do transformador conversor;

$\dot{V}_{ca(s)}$ – tensão entre as fases “C” e “A” no secundário do transformador conversor.

4.4 – Análise econômica da metodologia proposta

Uma vez comprovada a factibilidade do novo sistema de distribuição proposto, quando comparado aos sistemas convencionais, cabe destacar os benefícios econômicos advindos da nova proposta. A tabela 4.2 apresenta os custos de adequação de um ramal monofásico fase-neutro existente ao método proposto (opção 2), assim como os custos da construção de um novo ramal trifásico convencional (opção 1). Considerou-se uma linha de distribuição com 10 km de extensão, tensão de linha igual a 13,8 kV, um transformador monofásico de 10 kVA, com relação de transformação 1:1 e um trifásico ΔY de 30 kVA, com relação de transformação $1:15,898 \cdot 10^{-3}$. Os custos relacionados aos ramais incluem todos os gastos associados como postes, cruzetas, ferragens, isoladores, condutores, conectores e cabo para-raios.

Tabela 4.2 – Custos de construção de redes de distribuição em média tensão (13,8 kV) com 10 km de extensão. Cotação: Agosto/2012.

	Serviço	Custo (USD)
Opção 1:	Construção de um novo ramal trifásico	135.644,04
	Transformador trifásico instalado	2.871,52
	Total	138.515,56
Opção 2	Adaptação do ramal trifásico	12.997,83
	Transformador monofásico (1:1) instalado	1.013,46
	Transformador trifásico instalado	2.871,52
	Total	16.882,81

Verifica-se que o novo conceito de ramal para atendimento a cargas rurais trifásicas representa aproximadamente 12% dos custos da construção de um ramal trifásico convencional, uma vez que a topologia proposta aproveita a estrutura da rede monofásica

existente. Desta forma, a análise financeira indica uma forte recomendação para utilização do sistema proposto.

Os ganhos indicados podem ser contabilizados tanto para os consumidores quanto para as concessionárias de distribuição, uma vez que os 12% de custos comparativamente à rede trifásica convencional serão os mesmos, independentemente do rateio de participação (distribuidora/consumidor) em relação ao investimento a ser realizado.

Adicionalmente, para o caso específico da distribuidora, tem-se que considerar ainda o aumento de carga a ser contabilizado para uma mesma estrutura de ramal monofásico (devidamente adaptado). Em outras palavras, com os ramais monofásicos atuais (fase e neutro) a restrição de potência encontra-se associada somente aos transformadores utilizados e não ao ramal monofásico, uma vez que as distribuidoras, via de regra, utilizam condutores com capacidade de corrente muito superior à capacidade do transformador.

4.5 – Aplicação do processo da conversão a três tipos de cargas

Os estudos apresentados nesta seção contemplam a análise tradicional de circuitos aplicada ao sistema proposto em três situações, cada uma contemplando o transformador conversor suprindo cargas de diferentes características. No primeiro caso estudado, o sistema de suprimento a cargas trifásicas a partir de dois condutores, proposto neste trabalho, atende a uma carga trifásica equilibrada de impedância constante. No segundo caso, considera-se que o sistema proposto atende a uma carga fortemente desequilibrada. Por fim, o último caso estudado considera o suprimento elétrico a um motor de indução. Tais casos são detalhados na tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Casos analisados analiticamente na aplicação do processo da conversão proposto.

	<i>Carga suprida pelo sistema proposto</i>	<i>Descrição</i>
<i>Caso 1</i>	<i>Carga trifásica RL equilibrada</i>	Impedância constante; conexão estrela; resistência de 5,22667 Ω e indutância de 4,1453 mH em cada fase.
<i>Caso 2</i>	<i>Carga trifásica RL desequilibrada</i>	Impedância constante; conexão estrela; com os seguintes parâmetros: • Fase “A”: carga puramente resistiva de 1,536 Ω, • Fase “B”: carga de resistência igual a 1,431 Ω em série com uma indutância de 3,969 mH, • Fase “C”: carga de resistência igual a 3,523 Ω em série com uma indutância de 1,029 mH.
<i>Caso 3</i>	<i>Motor de indução trifásico</i>	3 cv; 4 pólos; velocidade de rotação 1720 rpm; 127/220 V; rendimento de 93%; fator de potência de 0,73; $I_p/I_n=6,6$; momento de inércia de $8 \cdot 10^{-3}$ kg.m ² .

As cargas modeladas como impedância constante correspondem a casos em que a energia consumida durante o funcionamento de tal carga, varia com a tensão em seus terminais. Isso é indicativo de equipamentos de aquecimento, eletrodomésticos usados em cozinhas e cargas de iluminação, ou seja, cargas de impedância constante são comuns à classe dos consumidores domésticos. Entretanto, não modelam com boa precisão cargas como motores de indução, o que determinou a análise do caso 3.

As diversas tensões envolvidas em cada um dos três casos descritos anteriormente dependem basicamente das características dos dois transformadores de distribuição da proposta deste trabalho e do nível de tensão fornecido pelo ramal de distribuição trifásico em média tensão, do qual deriva cada um dos sistemas simulados.

Desta forma, adotando-se um o ramal trifásico de média tensão em 13,8 kV e níveis de tensão de 220/127 V no lado de baixa tensão (suprimento ao consumidor rural), verifica-se que a análise das tensões no sistema proposto é comum aos três casos simulados. Já as correntes e potências envolvidas dependem diretamente da carga conectada no secundário do transformador conversor e, portanto, variam em cada caso estudado.

O item 4.5.1 mostra o desenvolvimento matemático relacionado às tensões no sistema proposto, comum aos casos estudados, enquanto as correntes envolvidas em cada um dos três casos são analisadas separadamente, nas seções seguintes.

4.5.1 – Análise das tensões nos sistemas em estudo

Considera-se um sistema equilibrado de tensões advindas de uma rede de suprimento em média tensão (ramal de distribuição trifásico) de 13,8 kV. Tais tensões estão sob sequência ABC, frequência de 60 Hz e seus valores, de linha e de fase, são especificados na tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Tensões de linha e de fase da rede de distribuição utilizada.

Tensões fase-fase na rede de distribuição	Correspondentes Tensões fase-neutro
$\dot{V}_{ab} = 13,8 \angle 150^\circ \text{ kV}$	$\dot{V}_a = \frac{13,8}{\sqrt{3}} \angle (150^\circ - 30^\circ) = 7,967 \angle 120^\circ \text{ kV}$
$\dot{V}_{bc} = 13,8 \angle 30^\circ \text{ kV}$	$\dot{V}_b = \frac{13,8}{\sqrt{3}} \angle (30^\circ - 30^\circ) = 7,967 \angle 0^\circ \text{ kV}$
$\dot{V}_{ca} = 13,8 \angle -90^\circ \text{ kV}$	$\dot{V}_c = \frac{13,8}{\sqrt{3}} \angle (-90^\circ - 30^\circ) = 7,967 \angle -120^\circ \text{ kV}$

Onde:

$\dot{V}_{ab}$, $\dot{V}_{bc}$ e $\dot{V}_{ca}$ – tensões de linha no ramo de distribuição referentes, respectivamente, às diferenças de potencial entre as fases “A” e “B”; “B” e “C”; “C” e “A”.

$\dot{V}_a$, $\dot{V}_b$ e $\dot{V}_c$ – tensões de fase no ramo de distribuição referentes, respectivamente, às diferenças de potencial entre a fase “A” e o neutro; entre a fase “B” e o neutro e entre a fase “C” e o neutro.

Nos três casos estudados nesta seção, considera-se que a fase “A” está ausente no ramo monofásico, ao contrário das seções 4.2 e 4.3 deste mesmo capítulo, onde se considerou que a fase “C” era ausente. Tal alteração objetiva comprovar que a especificação de qual das fases, seja “A”, “B” ou “C”, está ausente no ramo monofásico que supre o transformador trifásico conversor, é indiferente na obtenção do equilíbrio no secundário deste mesmo transformador.

Portanto, adota-se que a fase “A” não está presente no ramo monofásico, que a fase “B” chega diretamente ao primário do transformador conversor, enquanto a fase “C” é conectada ao transformador monofásico para fins de inversão de polaridade e, só então, chega ao transformador conversor, já com seu ângulo de fase deslocado de 180°.

Desta forma, do sistema de tensões de fase, mostrado na tabela 4.4, deriva o ramo monofásico formado pelos condutores “B” e “C”. O ramo monofásico supre o primário do

transformador trifásico conversor com os seguintes valores de fase: $\dot{V}_a = 0$ V, já que o condutor referente a esta fase não existe no ramal monofásico, $\dot{V}_b$ não é alterada e, por fim, o condutor referente à fase “C” passa primeiro pelo transformador monofásico com polaridade aditiva, determinando que o potencial elétrico $\dot{V}_{c(p)} = 7,967 \angle (-120^\circ + 180^\circ) = 7,967 \angle 60^\circ$ kV seja aplicado ao primário do transformador conversor.

Este deslocamento do fasor de tensão $\dot{V}_c$ determina a desejada defasagem angular entre as tensões fase-neutro $\dot{V}_{c(p)}$ e $\dot{V}_{b(p)}$ é igual a $\Theta_C - \Theta_B = 60^\circ$. Desta forma, os potenciais elétricos que chegam aos terminais do primário do transformador conversor apresentam os valores:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a(p)} \\ \dot{V}_{b(p)} \\ \dot{V}_{c(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 7,967 \angle 0^\circ \\ 7,967 \angle 60^\circ \end{bmatrix} \text{ kV} \quad (4.26)$$

Onde:

$\dot{V}_{a(p)}$, $\dot{V}_{b(p)}$ e $\dot{V}_{c(p)}$ – tensões fase-neutro no primário do transformador conversor entre a fase “A” e o neutro; entre a fase “B” e o neutro e entre a fase “C” e o neutro.

Quanto às tensões fase-fase aplicadas nos terminais do primário da unidade magnética de conversão, estas são determinadas pelo próprio conceito de tensão ou diferença de potencial:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{ab(p)} \\ \dot{V}_{bc(p)} \\ \dot{V}_{ca(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{a(p)} - \dot{V}_{b(p)} \\ \dot{V}_{b(p)} - \dot{V}_{c(p)} \\ \dot{V}_{c(p)} - \dot{V}_{a(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 - 7,967 \angle 0^\circ \\ 7,967 \angle 0^\circ - 7,967 \angle 60^\circ \\ 7,967 \angle 60^\circ - 0 \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{ab(p)} \\ \dot{V}_{bc(p)} \\ \dot{V}_{ca(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 7,967 \angle 180^\circ \\ 7,967 \angle -60^\circ \\ 7,967 \angle 60^\circ \end{bmatrix} \text{ kV} \quad (4.28)$$

Como pode ser observado, embora não exista equilíbrio entre as tensões fase-neutro aplicadas nos terminais do primário do transformador conversor, tais grandezas conduziram a um conjunto de tensões equilibradas quando da consideração do sistema trifásico fase-fase.

Verifica-se, na comparação das equações (4.26) e (4.28), que a tradicional relação entre os módulos das tensões de fase e de linha existente em sistemas trifásicos equilibrados convencionais, qual seja, amplitude das tensões de linha $\sqrt{3}$ vezes maior que a amplitude da tensão de fase, não é verificada no primário do transformador conversor. Isso é esperado, já que não existe equilíbrio entre as tensões fase-neutro do primário de tal transformador.

A equação (4.28) mostra que a ausência de uma fase e a inversão do fasor de tensão de outra na alimentação do primário do transformador conversor, resultam no aparecimento de valores fase-fase nos terminais dos enrolamentos do primário de mesmo módulo que os valores fase-neutro das duas fases da rede de distribuição que alimentam o primário do transformador conversor.

Do mesmo modo, as também tradicionais relações de ângulos de fase entre as tensões de linha e de fase em sistemas trifásicos equilibrados convencionais, quais sejam, sob sequência ABC, $\Theta_{\text{fase}} = (\Theta_{\text{linha}} - 30^\circ)$ e, sob sequência CBA, $\Theta_{\text{fase}} = (\Theta_{\text{linha}} + 30^\circ)$, não se aplicam ao primário do transformador conversor. A tabela 4.5 resume as equações (4.26) e (4.28) para fins de comparação.

Tabela 4.5 – Tensões fase-neutro e fase-fase no primário do transformador conversor.

<i>Tensões fase-neutro no primário do transformador conversor</i>	<i>Tensões fase-fase no primário do transformador conversor</i>
$\dot{V}_{a(p)} = 0$	$\dot{V}_{ab(p)} = 7,967 \angle 180^\circ \text{ kV}$
$\dot{V}_{b(p)} = 7,967 \angle 0^\circ \text{ kV}$	$\dot{V}_{bc(p)} = 7,967 \angle -60^\circ \text{ kV}$
$\dot{V}_{c(p)} = 7,967 \angle 60^\circ \text{ kV}$	$\dot{V}_{ca(p)} = 7,967 \angle 60^\circ \text{ kV}$

A figura 4.10 ilustra os potenciais nodais e as tensões existentes entre os terminais de cada enrolamento do primário do transformador trifásico conversor.

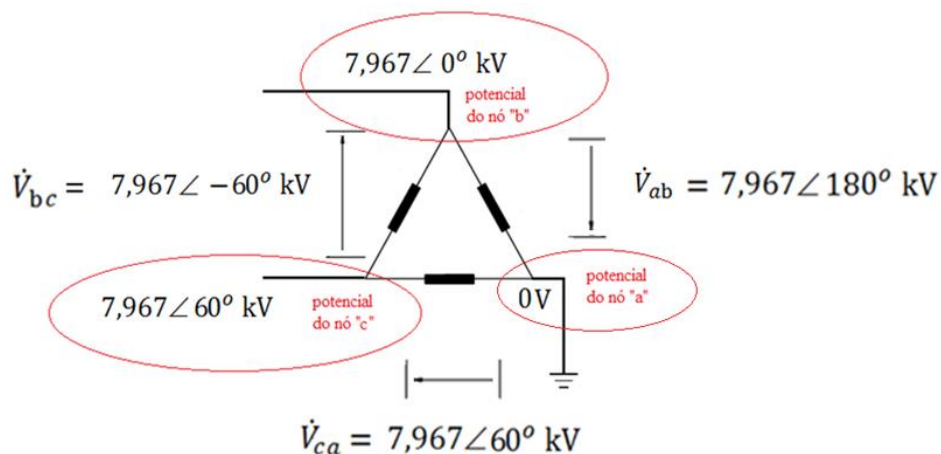


Figura 4.10 – Potenciais nodais e tensões fase-fase entre os terminais dos enrolamentos

do primário do transformador conversor.

Quanto às tensões secundárias do transformador conversor, estas são determinadas pela relação de transformação, obtida pela razão entre a tensão sobre os enrolamentos secundário e primário. Assumindo que a tensão de linha desejada no secundário seja de 220 V, como o secundário tem a configuração estrela, determina-se a tensão de $\frac{220 V}{\sqrt{3}} = 127 V$ nos terminais de cada enrolamento do secundário do transformador trifásico. Por outro lado, o primário deste transformador, conectado em delta, apresenta enrolamentos sob 7,967 kV. Desta forma, a relação de transformação $1:n$ é dada pela relação entre a tensão fase-neutro do secundário e a tensão fase-fase do primário:

$$n = \frac{V_{(s)}}{V_{(p)}} = \frac{127 V}{7,967 \text{ kV}} = 15,942 \cdot 10^{-3} \quad (4.29)$$

Onde:

$V_{(p)}$ – Tensão nos terminais dos enrolamentos do primário do transformador conversor;

$V_{(s)}$ – Tensão nos terminais dos enrolamentos do secundário do transformador conversor.

Sabe-se que um transformador trifásico de distribuição, com conexão delta-estrela e razão de tensão 7,967 kV / 220 V (valores fase-fase) não existe comercialmente. Entretanto, observa-se que tal relação de transformação, determinada na equação (4.29), é praticamente a mesma verificada em um transformador de distribuição muito difundido: o transformador trifásico 13,8 kV / 380 V com conexão delta-estrela aterrada, que apresenta $n = \frac{V_{(s)}}{V_{(p)}} = \frac{380 V / \sqrt{3}}{13,8 \text{ kV}} = 15,898 \cdot 10^{-3}$. Isso permite que o método proposto utilize tal transformador, já disponível comercialmente, como transformador conversor.

Finalmente, aplicando-se a relação de transformação, n , às tensões verificadas sobre os enrolamentos primários, podem ser definidos os valores das tensões sobre os enrolamentos do lado secundário, conforme a seguir:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a(s)} \\ \dot{V}_{b(s)} \\ \dot{V}_{c(s)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n \cdot \dot{V}_{ab(p)} \\ n \cdot \dot{V}_{bc(p)} \\ n \cdot \dot{V}_{ca(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 15,942 \cdot 10^{-3} \cdot 7,967 \cdot 10^3 \angle 180^\circ \\ 15,942 \cdot 10^{-3} \cdot 7,967 \cdot 10^3 \angle -60^\circ \\ 15,942 \cdot 10^{-3} \cdot 7,967 \cdot 10^3 \angle 60^\circ \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a(s)} \\ \dot{V}_{b(s)} \\ \dot{V}_{c(s)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 127,01 \angle 180^\circ \\ 127,01 \angle -60^\circ \\ 127,01 \angle 60^\circ \end{bmatrix} V \quad (4.31)$$

As correspondentes das tensões de linha no secundário do transformador são determinadas pelo conceito de diferença de potencial elétrico:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{ab(s)} \\ \dot{V}_{bc(s)} \\ \dot{V}_{ca(s)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{a(s)} - \dot{V}_{b(s)} \\ \dot{V}_{b(s)} - \dot{V}_{c(s)} \\ \dot{V}_{c(s)} - \dot{V}_{a(s)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 219,97 \angle 150^\circ \\ 219,97 \angle -90^\circ \\ 219,97 \angle 30^\circ \end{bmatrix} V \quad (4.32)$$

As equações (4.31) e (4.32) identificam, respectivamente, os valores de fase e de linha, das tensões no secundário do transformador conversor, para todos os três casos em estudo nesta seção.

4.5.2 – Análise das correntes – Caso 1

O caso 1 consiste em uma carga RL equilibrada, de impedância constante igual a $5,22667 + j 1,5627 \Omega$ /fase conectada ao secundário do transformador conversor. Efetuada a análise das tensões envolvidas, resta a investigação do comportamento das correntes no lado de média e de baixa tensão no sistema em estudo.

A análise das correntes envolvidas no sistema deve considerar as tensões de fase obtidas no secundário do transformador conversor, segundo a equação (4.31), $\dot{V}_{a(s)} = 127 \angle 180^\circ V$; $\dot{V}_{b(s)} = 127 \angle -60^\circ V$ e $\dot{V}_{c(s)} = 127 \angle 60^\circ V$. Tais tensões são as próprias aplicadas na carga, que apresenta impedâncias por fase $Z_{a1} = Z_{a2} = Z_{a3} = (5,22667 + j 1,5627) \Omega = (5,455 \angle 16,65^\circ) \Omega$. Desta forma, as correntes de linha no secundário do transformador conversor são:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a(s)} \\ \dot{I}_{b(s)} \\ \dot{I}_{c(s)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 23,28 \angle 163,35^\circ \\ 23,28 \angle -76,65^\circ \\ 23,28 \angle 43,35^\circ \end{bmatrix} \text{ A} \quad (4.33)$$

Os valores obtidos na equação (4.33) mostram que as correntes que circulam nos enrolamentos do secundário têm módulos idênticos e defasagem angular de 120° entre si, sob sequência de fases negativa. Tais correntes determinam uma potência total na carga com o valor $\dot{S}_{carga} = 9,869 \angle 16,65^\circ \text{ kVA}$.

Em relação às correntes de linha no primário, ressalta-se que as mesmas não estão circulando nos enrolamentos do primário, já que estes estão conectados em delta. Desta forma, tais correntes não estão relacionadas com as correntes de linha do secundário, determinadas na equação (4.33), através da relação de transformação $n = 15,942 \cdot 10^{-3}$. Entretanto, esta relação de transformação pode ser aplicada para relacionar as correntes de linha do secundário (I_Y) com as correntes de fase do primário (I_Δ):

$$n = \frac{127 \text{ V}}{7,967 \text{ kV}} = 15,942 \cdot 10^{-3} = \frac{V_{(s)}}{V_{(p)}} = \frac{I_{\Delta(p)}}{I_{Y(s)}} \quad (4.34)$$

Onde:

$I_{\Delta(p)}$ – Correntes nos enrolamentos do primário do transformador conversor;

$I_{Y(s)}$ – Correntes nos enrolamentos do secundário do transformador conversor.

Portanto, a amplitude das correntes de fase é determinada pela equação (4.34), resultando em:

$$I_{\Delta(p)} = I_{Y(s)} \cdot n = I_{Y(s)} \cdot 15,942 \cdot 10^{-3} \quad (4.35)$$

A relação de transformação, $n = 15,942 \cdot 10^{-3} = I_{\Delta(p)} / I_{Y(s)}$, permite o cálculo das correntes de fase que estão circulando nos enrolamentos do primário do transformador conversor:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{ab(p)} \\ \dot{I}_{bc(p)} \\ \dot{I}_{ca(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{a(s)} \cdot n \\ \dot{I}_{b(s)} \cdot n \\ \dot{I}_{c(s)} \cdot n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 15,942 \cdot 10^{-3} \cdot (23,28 \angle 163,35^\circ) \\ 15,942 \cdot 10^{-3} \cdot (23,28 \angle -76,65^\circ) \\ 15,942 \cdot 10^{-3} \cdot (23,28 \angle 43,35^\circ) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 371,08 \angle 163,35^\circ \\ 371,08 \angle -76,65^\circ \\ 371,08 \angle 43,35^\circ \end{bmatrix} \text{ mA} \quad (4.36)$$

Onde:

$\dot{I}_{ab(p)}$, $\dot{I}_{bc(p)}$, $\dot{I}_{ca(p)}$ – correntes nos enrolamentos do primário do transformador conversor entre os terminais “A” e “B”, “B” e “C”, “C” e “A”, respectivamente.

Verifica-se que tais correntes de fase apresentam mesma amplitude, defasagem de 120° entre si e estão sob sequência de fases negativa. A figura 4.11 sintetiza as correntes em análise.

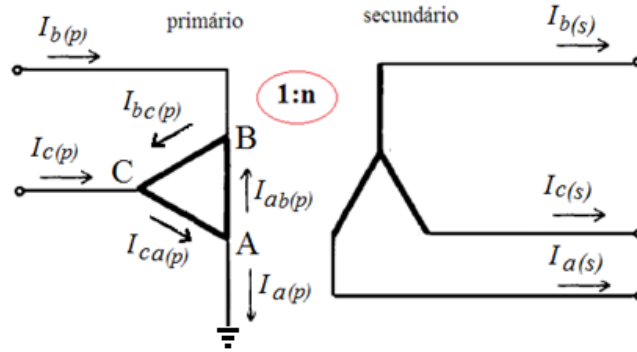


Figura 4.11 – Correntes de linha e de fase no transformador conversor.

A análise dos nós do primário do transformador conversor permite relacionar as correntes do primário indicadas na figura 4.11, $\dot{I}_{a(p)}$, $\dot{I}_{b(p)}$ e $\dot{I}_{c(p)}$, com as conhecidas correntes de fase do primário do transformador conversor:

$$\dot{I}_{b(p)} + \dot{I}_{ab(p)} = \dot{I}_{bc(p)} \quad (4.37)$$

$$\dot{I}_{c(p)} + \dot{I}_{bc(p)} = \dot{I}_{ca(p)} \quad (4.38)$$

$$\dot{I}_{ca(p)} = \dot{I}_{ab(p)} + \dot{I}_{a(p)} \quad (4.39)$$

Desta forma, os valores das duas correntes de linha $\dot{I}_{b(p)}$ e $\dot{I}_{c(p)}$ e, adicionalmente, o valor da corrente que flui entre o terminal do primário em estrela que não recebeu o condutor fase e seu aterramento, $\dot{I}_{a(p)}$, são:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a(p)} \\ \dot{I}_{b(p)} \\ \dot{I}_{c(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{ca(p)} - \dot{I}_{ab(p)} \\ \dot{I}_{bc(p)} - \dot{I}_{ab(p)} \\ \dot{I}_{ca(p)} - \dot{I}_{bc(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 642,73 \angle 13,35^\circ \\ 642,73 \angle -46,65^\circ \\ 642,73 \angle 73,35^\circ \end{bmatrix} \text{ mA} \quad (4.40)$$

Da equação (4.40), que indica os valores das correntes no lado do primário do transformador conversor, verifica-se que os módulos das correntes nos dois condutores que chegam ao transformador conversor (fases “B” e “C”), assim como o módulo da corrente que vai para o terra (terminal aterrado do primário), são idênticos. Observa-se que $\dot{I}_{c(p)}$ está exatamente 120° adiantada de $\dot{I}_{b(p)}$. Já a corrente que flui para o aterramento, $\dot{I}_{a(p)}$ está 60° deslocada das outras duas correntes de linha, determinando o desequilíbrio do sistema.

Caso o sistema em análise recebesse as três fases, como em um sistema convencional, a corrente de linha na fase “A” teria o sentido fonte-carga, chegando ao nó “A”, e, portanto, seria calculada por $\dot{I}_{a(p)} = \dot{I}_{ab(p)} - \dot{I}_{ca(p)} = 642,73 \angle -166,65^\circ \text{ mA}$. Como observa-se ao comparar tal valor com as correntes $\dot{I}_{b(p)}$ e $\dot{I}_{c(p)}$, dadas pela equação (4.40), as correntes de linha formariam um sistema equilibrado, sob sequência CBA. Entretanto, tal fato não ocorre. Isto porque a ausência da fase “A” e o aterramento sólido deste nó do primário do transformador conversor, resultam em uma corrente $\dot{I}_{a(p)}$, de sentido indicado na figura 4.11. O sentido inverso ao de um sistema convencional resulta no deslocamento de 180° na corrente observada no terminal aterrado do primário. Deste modo, a corrente, $\dot{I}_{a(p)}$, que supre a fase ausente no primário, fica a 60° de cada uma das correntes de linha no lado de média tensão.

Com esta última análise constata-se que, no lado do primário do transformador conversor, tanto o sistema de tensões fase-neutro, quanto o sistema de correntes de linha, apresentam o desequilíbrio decorrente da ausência de uma das fases do ramal trifásico. Entretanto, no próprio primário do transformador conversor é verificado equilíbrio, tanto nas tensões fase-fase, quanto nas correntes de fase, que circulam dentro dos enrolamentos do primário em delta do transformador conversor. Este equilíbrio é repassado ao secundário do transformador conversor e, por consequência, à carga, que apresenta equilíbrio tanto em relação no sistema de tensões quanto no sistema de correntes envolvidas.

Em relação às potências complexas por fase consumidas pela carga equilibrada, estas são determinadas pelo produto entre cada uma das tensões de fase do secundário do transformador conversor e a correspondente corrente de linha, já que a carga trifásica tem a configuração estrela. Tais potências complexas por fase, idênticas já que a carga apresenta sistemas equilibrados de tensão e de corrente, são apresentadas na equação (4.41).

$$\begin{bmatrix} \dot{S}_{a(s)} \\ \dot{S}_{b(s)} \\ \dot{S}_{c(s)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{a(s)} \cdot \dot{I}_{a(s)}^* \\ \dot{V}_{b(s)} \cdot \dot{I}_{b(s)}^* \\ \dot{V}_{c(s)} \cdot \dot{I}_{c(s)}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (127,01 \angle 180^\circ) \cdot (23,28 \angle -163,35^\circ) \\ (127,01 \angle -60^\circ) \cdot (23,28 \angle 76,65^\circ) \\ (127,01 \angle 60^\circ) \cdot (23,28 \angle -43,35^\circ) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2,96 \angle 16,65^\circ \\ 2,96 \angle 16,65^\circ \\ 2,96 \angle 16,65^\circ \end{bmatrix} \text{ kVA} \quad (4.41)$$

Desprezando as perdas internas nos dispositivos do sistema e as quedas de tensão entre o transformador conversor e as cargas do consumidor rural, a potência total da carga trifásica, conectada ao lado de baixa tensão do transformador conversor, $\dot{S}_{BT}$, é determinada por:

$$\dot{S}_{BT} = \dot{S}_{a(s)} + \dot{S}_{b(s)} + \dot{S}_{c(s)} = 8,87 \angle 16,65^\circ \text{ kVA} \quad (4.42)$$

Do mesmo modo, as potências complexas por fase, verificadas no lado de média tensão podem ser estimadas pelas correspondentes tensões de fase verificadas no primário do transformador conversor, e pelas correntes de linha do primário:

$$\begin{bmatrix} \dot{S}_{a(p)} \\ \dot{S}_{b(p)} \\ \dot{S}_{c(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{a(p)} \cdot \dot{I}_{a(p)}^* \\ \dot{V}_{b(p)} \cdot \dot{I}_{b(p)}^* \\ \dot{V}_{c(p)} \cdot \dot{I}_{c(p)}^* \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \dot{S}_{a(p)} \\ \dot{S}_{b(p)} \\ \dot{S}_{c(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \cdot (642,73 \cdot 10^{-3} \angle -13,35^\circ) \\ (7,967 \cdot 10^3 \angle 0^\circ) \cdot (642,73 \cdot 10^{-3} \angle 46,65^\circ) \\ (7,967 \cdot 10^3 \angle 60^\circ) \cdot (642,73 \cdot 10^{-3} \angle -73,35^\circ) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 5,12 \angle 46,65^\circ \\ 5,12 \angle -13,35^\circ \end{bmatrix} \text{ kVA} \quad (4.43)$$

A soma das potências complexas referentes às fases “B” e “C”, $\dot{S}_{b(p)}$ e $\dot{S}_{c(p)}$, totaliza $8,87 \angle 16,65^\circ \text{ kVA}$, mostrando que tais fases são responsáveis por suprir toda a potência solicitada pela carga, indicada na equação (4.42), já que a fase “A”, ausente do ramal, não pode contribuir para tanto.

4.5.3 – Análise das correntes – Caso 2

Como indicou a tabela 4.3, este segundo caso considera que a carga é desequilibrada, apresentando os seguintes parâmetros: fase “A”: carga puramente resistiva de 1,536 Ω , fase “B”: carga de resistência igual a 1,431 Ω em série com uma indutância de 3,969 mH, fase “C”: carga de resistência igual a 3,523 Ω em série com uma indutância de 1,029 mH. Desta forma, as impedâncias de cada fase são:

$$\begin{bmatrix} Z_a \\ Z_b \\ Z_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,536 + j0 \\ 1,431 + j1,4963 \\ 3,523 + j0,3879\Omega \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,536\angle 0^\circ \\ 2,070\angle 46,278^\circ \\ 3,544\angle 6,283^\circ \end{bmatrix} \Omega \quad (4.44)$$

Mantendo a referência adotada na tensão fase-neutro do primário, $\dot{V}_{b(p)} = 7,967\angle 0^\circ$ kV), como determinou a equação (4.26), pode-se determinar os valores das correntes de linha do secundário, relacionado as tensões sobre cada ramo da carga em Y especificadas na equação (4.31), com as impedâncias em cada ramo da carga determinadas na equação (4.44):

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a(s)} \\ \dot{I}_{b(s)} \\ \dot{I}_{c(s)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\dot{V}_{a(s)}}{Z_a} \\ \frac{\dot{V}_{b(s)}}{Z_b} \\ \frac{\dot{V}_{c(s)}}{Z_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{127,01\angle 180^\circ}{1,536\angle 0^\circ} \\ \frac{127,01\angle -60^\circ}{2,070\angle 46,28^\circ} \\ \frac{127,01\angle 60^\circ}{3,544\angle 6,283^\circ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 82,69\angle 180^\circ \\ 61,36\angle -106,28^\circ \\ 35,84\angle 53,72^\circ \end{bmatrix} A \quad (4.45)$$

Da relação de transformação, $n = 15,942 \cdot 10^{-3} = I_{\Delta(p)}/I_{Y(s)}$, determinam-se as correntes de fase que estão circulando nos enrolamentos do primário, $I_{ab(p)}$, $I_{bc(p)}$ e $I_{ca(p)}$:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{ab(p)} \\ \dot{I}_{bc(p)} \\ \dot{I}_{ca(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 15,942 \cdot 10^{-3} \cdot (82,69\angle 180^\circ) \\ 15,942 \cdot 10^{-3} \cdot (61,36\angle -106,28^\circ) \\ 15,942 \cdot 10^{-3} \cdot (35,84\angle 53,72^\circ) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,32\angle 180^\circ \\ 0,98\angle -106,28^\circ \\ 0,57\angle 53,72^\circ \end{bmatrix} A \quad (4.46)$$

Em relação às duas correntes de linha $\dot{I}_{b(p)}$ e $\dot{I}_{c(p)}$ que circulam no ramal bifásico e o valor da corrente que flui entre o terminal do primário em estrela que não recebeu uma fase e o terra, $\dot{I}_{a(p)}$, são:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a(p)} \\ \dot{I}_{b(p)} \\ \dot{I}_{c(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{ca(p)} - \dot{I}_{ab(p)} \\ \dot{I}_{bc(p)} - \dot{I}_{ab(p)} \\ \dot{I}_{ca(p)} - \dot{I}_{bc(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,72 \angle 15,50^\circ \\ 1,41 \angle -41,99^\circ \\ 1,53 \angle 66,39^\circ \end{bmatrix} \text{ A} \quad (4.47)$$

As potências complexas por fase consumidas pela carga desequilibrada são calculadas conforme indica a equação (4.48). Cada uma delas é proporcional à correspondente tensão no secundário do transformador conversor, desde que se assuma que as perdas internas de cada dispositivo são nulas e que as quedas de tensão entre o transformador conversor e as cargas do consumidor rural são desprezíveis. As potências da carga também dependem das próprias correntes de linha do secundário, já que a carga tem a configuração estrela.

$$\begin{bmatrix} \dot{S}_{a(s)} \\ \dot{S}_{b(s)} \\ \dot{S}_{c(s)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{a(s)} \cdot \dot{I}_{a(s)}^* \\ \dot{V}_{b(s)} \cdot \dot{I}_{b(s)}^* \\ \dot{V}_{c(s)} \cdot \dot{I}_{c(s)}^* \end{bmatrix} \quad (4.48)$$

Desta forma, as potências complexas por fase consumidas pela carga desequilibrada são apresentadas pela equação (4.49).

$$\begin{bmatrix} \dot{S}_{a(s)} \\ \dot{S}_{b(s)} \\ \dot{S}_{c(s)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (127,01 \angle 180^\circ) \cdot (82,69 \angle -180^\circ) \\ (127,01 \angle -60^\circ) \cdot (61,36 \angle 106,28^\circ) \\ (127,01 \angle 60^\circ) \cdot (35,84 \angle -53,72^\circ) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 10,50 \angle 0^\circ \\ 7,79 \angle 46,28^\circ \\ 4,55 \angle 6,28^\circ \end{bmatrix} \text{ kVA} \quad (4.49)$$

Tais potências por fase perfazem a potência total da carga trifásica consumida no lado de baixa tensão, $\dot{S}_{BT}$:

$$\dot{S}_{BT} = \dot{S}_{a(s)} + \dot{S}_{b(s)} + \dot{S}_{c(s)} = 21,31 \angle 16,72^\circ \text{ kVA} \quad (4.50)$$

Do mesmo modo, as potências complexas por fase, verificadas no lado de média tensão podem ser estimadas pelas correspondentes tensões de fase verificadas no primário do transformador conversor, e pelas correntes de linha do primário:

$$\begin{bmatrix} \dot{S}_{a(p)} \\ \dot{S}_{b(p)} \\ \dot{S}_{c(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{a(p)} \cdot \dot{I}_{a(p)}^* \\ \dot{V}_{b(p)} \cdot \dot{I}_{b(p)}^* \\ \dot{V}_{c(p)} \cdot \dot{I}_{c(p)}^* \end{bmatrix} \quad (4.51)$$

Portanto, as potências complexas por fase no lado de média tensão são:

$$\begin{bmatrix} \dot{S}_{a(p)} \\ \dot{S}_{b(p)} \\ \dot{S}_{c(p)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \cdot (1,72 \angle -15,50^\circ) \\ (7,967 \cdot 10^3 \angle 0^\circ) \cdot (1,41 \angle 41,99^\circ) \\ (7,967 \cdot 10^3 \angle 60^\circ) \cdot (1,53 \angle -66,39^\circ) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 11,23 \angle 41,99^\circ \\ 12,19 \angle -6,39^\circ \end{bmatrix} \text{ kVA} \quad (4.52)$$

A soma das potências complexas referentes às fases “B” e “C”, $\dot{S}_{b(p)}$ e $\dot{S}_{c(p)}$, fornecidas na equação (4.52), totaliza a potência complexa de $21,37 \angle 16,75^\circ$ kVA. Comparando tal dado com a potência total solicitada pela carga, indicada na equação (4.50), verifica-se que as fases “B” e C são responsáveis por suprir toda a demanda da carga já que a fase “A”, ausente do ramal, não pode contribuir para tanto.

Ressalta-se que é fundamental para o equilíbrio do sistema de conversão mono-trifásica proposto, a correta determinação da potência, no lado de média tensão, na fase que receberá o transformador monofásico para inversão da polaridade da tensão. Tal transformador, apesar de ter a relação de transformação 1:1, com tensões no primário e no secundário em níveis de média tensão, deve ter uma potência capaz de suprir o carregamento da fase na qual for conectado, com um excedente para as inevitáveis perdas do sistema.

No presente estudo, a fase “C”, que é quem recebe o transformador monofásico de polaridade aditiva, apresenta uma potência calculada de 12,11 kVA. Portanto, será adequada a inclusão de um transformador monofásico de 15 kVA na fase “C”. Já no caso 1, descrito na seção 4.5.2 (carga equilibrada), um transformador monofásico de 10 kVA seria suficiente, já que nele a fase “C” apresenta uma potência aparente de 5,12 kVA.

4.5.4 – Análise das correntes – Caso 3

No caso 3, tem-se um transformador conversor suprindo um motor de indução trifásico com potência nominal de 3 cv, 127/220 V, 1800 rpm (4 pólos), rendimento 82% e fator de potência de 0,74. Desta forma, as correntes de linha têm amplitude:

$$I_{Y(s)} = \frac{P_{saída}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \eta \cdot \cos\phi} = \frac{3.736}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,82 \cdot 0,73} = 9,68 \text{ A} \quad (4.53)$$

Da relação de transformação, $n = 15,942 \cdot 10^{-3} = I_{\Delta(p)} / I_{Y(s)}$, determinam-se as correntes de fase que estão circulando nos enrolamentos do primário, $I_{ab(p)}$, $I_{bc(p)}$ e $I_{ca(p)}$:

$$I_{\Delta(p)} = 15,942 \cdot 10^{-3} \cdot I_{Y(s)} = 154,32 \text{ mA} \quad (4.54)$$

Em relação às amplitudes das correntes no lado de média tensão, além das correntes nos enrolamentos do primário, determinadas pela equação (4,54), pode-se determinar as duas correntes de linha $\dot{I}_{b(p)}$ e $\dot{I}_{c(p)}$, que circulam no ramal bifásico, além do valor da corrente que flui entre o terminal do primário em estrela que não recebeu uma fase e o terra, $\dot{I}_{a(p)}$. A amplitude destas correntes vale:

$$I_{L(p)} = \sqrt{3} \cdot 154,3 = 267,29 \text{ mA} \quad (4.55)$$

4.6 – Conclusões do capítulo

Este capítulo mostrou que as tensões de fase e de linha, resultantes no barramento secundário do transformador trifásico convencional ΔY , suprido por um ramal bifásico, compreendem um sistema trifásico perfeitamente equilibrado. Para tanto, é imperativo que uma das fases anteriores seja revertida em sua polaridade para compor a alimentação fase-fase do transformador trifásico em foco.

A única ressalva intrínseca ao processo diz respeito às amplitudes das tensões de fase no secundário do transformador trifásico de distribuição, as quais são iguais a 0,577 pu ou, da mesma forma, a $1/\sqrt{3}$ pu. Assim, para obtenção de tensões de linha iguais a 220 V no secundário do transformador de distribuição, será necessária a utilização de um transformador com tensão nominal secundária igual a 380 V, já padronizado pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. A proposta apresentada mostrou-se uma alternativa viável ao suprimento trifásico a cargas rurais em substituição às alternativas usualmente utilizadas no âmbito do setor elétrico nacional.

Através de desenvolvimentos analíticos demonstrou-se a factibilidade de adaptação dos convencionais ramais monofásicos a dois fios (fase e neutro) para o suprimento a cargas trifásicas através da utilização de um novo conceito envolvendo apenas transformadores convencionais. As alterações necessárias para efetivação de tal proposta de conversão mono-trifásica, comparativamente às topologias convencionais, são bastante simples e funcionais. Ressalta-se, mais uma vez, que o método proposto independe tanto da sequência de fases do sistema de suprimento, quanto de qual fase é ausente no ramal monofásico.

Adicionalmente, o presente capítulo comprova a viabilidade econômica do método de suprimento trifásico proposto neste trabalho. Para tanto foram comparados os custos relacionados ao atendimento de um consumidor rural através de um sistema de distribuição trifásico convencional com os custos envolvidos na adaptação de um ramal monofásico existente para a implementação da metodologia proposta.

CAPÍTULO V

IMPLEMENTAÇÃO DA SOLUÇÃO PROPOSTA EM AMBIENTE COMPUTACIONAL

5.1 – Considerações iniciais

Uma vez apresentados os fundamentos e conceitos gerais associados com o sistema de distribuição a dois condutores para suprimento a cargas rurais trifásicas, procede-se, nesta seção, a apresentação dos modelos representativos das distintas partes que formam o complexo e a implementação computacional destas unidades.

Em vista do fato que a modelagem em pauta tem por objetivo a realização de estudos de desempenho no domínio do tempo, vale ressaltar que a estratégia para a simulação deverá primar por equivalentes desenvolvidos através de uma técnica que permita estudos de transitórios eletromagnéticos, dinâmicos e outros relacionados com regime permanente.

Em consonância com tais propósitos, as simulações computacionais encontram-se alicerçadas no programa *ATP* (*Alternative Transients Program*). Esta ferramenta é ratificada há muito tempo e sua licença é gratuita, fato este que motiva as mais distintas entidades como universidades, concessionárias de energia, centros de pesquisa, entre outros, a empregarem-na como mecanismo de estudos.

O *ATP* foi desenvolvido na década de 60 por Herman W. Dommel, a princípio possuía a denominação *EMTP* (*Electromagnetic Transients Program*). Esta primeira versão era destinada a sistemas computacionais de grande porte. Com o decorrer do tempo e o advento de computadores mais potentes, porém mais compactos, os pesquisadores que dominavam o tema foram migrando para uma versão que recebeu o nome de *ATP*. Esta

plataforma constituiu-se na base de todos os desenvolvimentos subsequentes e tornou-se, na atualidade, o *software* com total difusão entre os seus usuários.

Objetivando maior interação e facilitação para o usuário, avanços posteriores conduziram a recursos adicionais através, por exemplo, dos complementos designados por *DRAW* e *MODELS*. A plataforma *DRAW* contém uma vasta biblioteca com componentes já modelados, como elementos RLC, chaves, fontes, etc., enquanto a *MODELS* possibilita que o usuário modele outros componentes e, se necessário, os interligue com os já existentes na *DRAW*. Como o sistema proposto nesta tese é baseado simplesmente em unidades eletromagnéticas, os elementos fornecidos pelo *ATP DRAW* foram suficientes para efetivação da estratégia empregada.

Dentro deste foco, o presente capítulo encontra-se constituído das seguintes partes básicas:

- Descrição e modelagem dos principais componentes que constituem o sistema elétrico estudado;
- Apresentação das formas de onda obtidas com a implementação computacional do sistema proposto.

5.2 – Características do sistema modelado

Os estudos são feitos considerando um sistema de distribuição trifásico em média tensão (13,8 kV), equilibrado, sequência de fases positiva, adotando a tensão entre a fase “B” e o neutro como referência. Assume-se que a fase “A” não está presente no ramal monofásico, que a fase “B” chega diretamente ao primário do transformador conversor, enquanto a fase “C” é conectada ao transformador monofásico para fins de inversão de polaridade e, só então, chega ao transformador conversor, já com seu ângulo de fase deslocado de 180°. A figura 5.1 apresenta o sistema elétrico simplificado utilizado nas simulações.

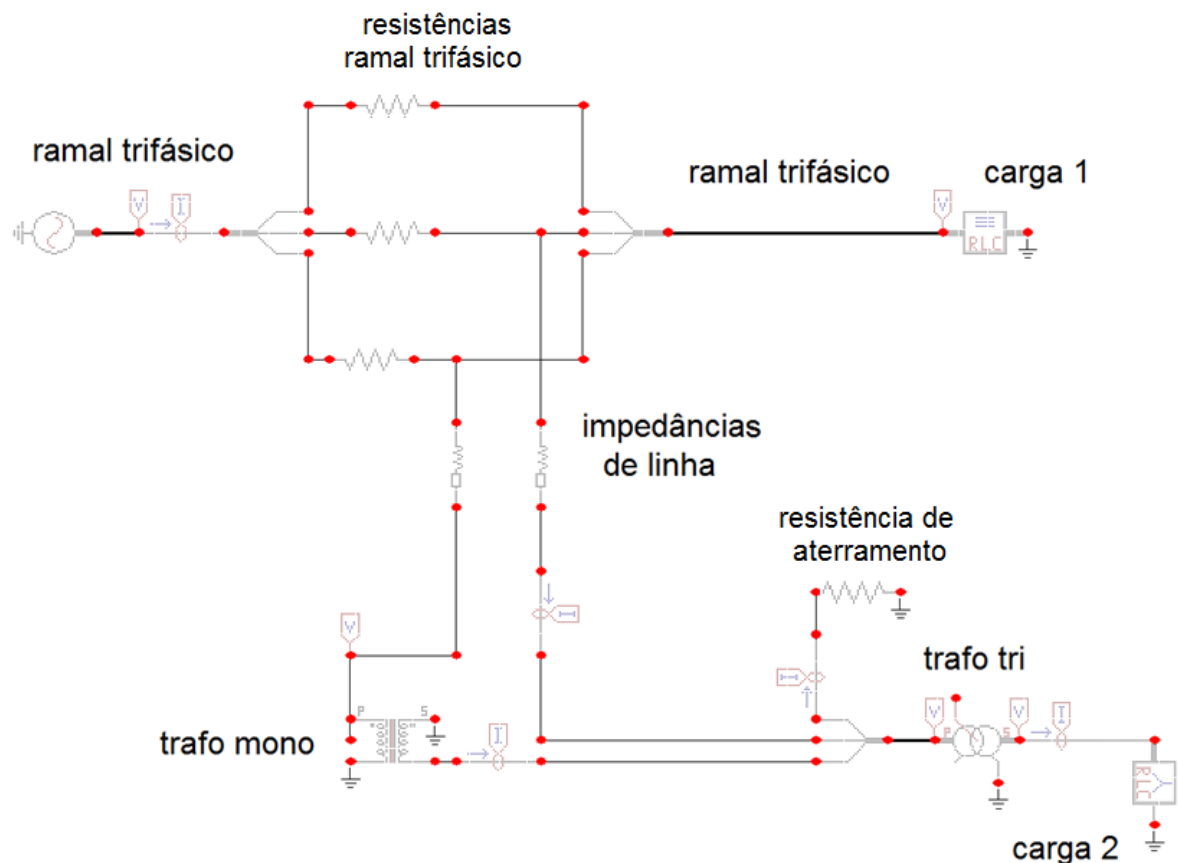


Figura 5.1 – Arranjo utilizado nas simulações computacionais.

A figura 5.1 indica um tronco trifásico que supre diretamente a chamada “carga 1”. Deste mesmo ramal trifásico deriva outro ramal, este bifásico, composto apenas pelas fases “B” e “C”. O ramal bifásico alimenta dois transformadores indicados por “trafo tri” e trafo mono”, que compõem o sistema conversor de número de fases proposto.

Na figura 5.1 observa-se a chamada “carga 2”, alvo das verificações de equilíbrio de tensão, já que a mesma é conectada ao secundário do transformador trifásico responsável pela conversão mono-trifásica, identificado por “trafo tri”. Tal carga assume diferentes características em cada um dos casos simulados. Já os demais componentes indicados na figura são mantidos constantes em todas as análises computacionais.

Desta forma, além do ramal de distribuição trifásico, a tabela 5.1 identifica os componentes da figura 5.1.

Tabela 5.1 – Componentes do sistema simulado no ATP.

Componente	Definição	Características
Carga 1	Carga trifásica desequilibrada conectada diretamente ao ramal trifásico	Conexão estrela de impedância constante. Impedâncias por fase: $Z_{A1} = 400 + j10 \Omega$, $Z_{B1} = 500 + j50 \Omega$, $Z_{C1} = 100 + j0,001 \Omega$.
Carga 2	Carga trifásica conectada ao ramal bifásico	Características diferentes em cada um dos casos simulados.
Trafo tri	Transformador trifásico conversor.	Configuração delta-estrela, Potência nominal: 30 kVA, Tensões: 7967,4 kV / 220 V (valores fase-fase). Impedância percentual: 3,5%, Corrente a vazio de 0,4% (7,1 mA), Resistência do primário: 31,7397 Ω , Indutância do primário: 282,3894 mH, Resistência do secundário: 8,1 m Ω , Indutância do secundário: 0,0718 mH, Resistência de magnetização: 2,6449776 M Ω .
Resistências ramal trifásico	Consiste nas três resistências indicadas no tronco trifásico.	Todas são iguais a 0,01 Ω , usadas apenas para permitir o uso do splitter (dispositivo do ATP que permite a derivação de um nó trifásico em três nós monofásicos).
Impedância de linha	Impedância do ramal bifásico que conecta a carga 2 ao tronco trifásico.	Adotou-se que este ramal monofásico tem a extensão 250 m e é formado por cabo de alumínio com alma de aço, CAA 1/0. Tal cabo possui como parâmetros elétricos a resistência de 0,969 Ω /condutor/km e a reatância indutiva a 60 Hz de 0,497732 Ω /condutor/km. Estes dados resultaram em linhas do ramal monofásico com resistências de 242,25 m Ω /fase e indutâncias de 0,330069 mH/fase
Trafo mono	Transformador monofásico conectado à fase “C”.	Seus dados implementados no ATP são: polaridade aditiva, relação de transformação 1:1; potência de 15 kVA, tensões no primário e no secundário iguais a 7,967 kV; impedância percentual de 3,5%, corrente a vazio de 2% (53,25 mA). Além disso, as resistências e a indutâncias, idênticas no primário e no secundário devido à relação de transformação, são respectivamente iguais a 21,1598 Ω e 188,2596 mH, a resistência de magnetização é de 1,057991046 M Ω e fluxo magnético inicial é igual a 29,908 Wb.
Resistência de aterramento	Resistência de aterramento do terminal do primário do transformador conversor que não recebe o condutor fase do ramal bifásico.	Adota-se o valor de 0,01 Ω , representando um aterramento sólido com resistência desprezível.

Além destes dados, nos dois transformadores foram implementadas as correspondentes curvas de magnetização da chapa de aço silício grão orientado.

Como visto no capítulo IV, a conversão mono-trifásica proposta nesta tese exige que a rede de distribuição trifásica forneça dois condutores fase ao consumidor rural. Nos casos em que o transformador de distribuição recebe uma fase e um neutro, será necessária a mudança na conexão na rede trifásica do condutor neutro para uma das outras fases, como mostra a figura 5.2.

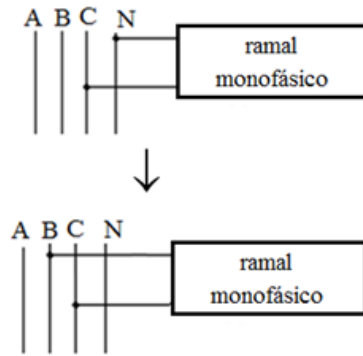


Figura 5.2 – Mudança na conexão à rede trifásica de distribuição.

Caso o sistema utilizado no local seja o MRT – Monofilar com Retorno por Terra, a obtenção do sistema trifásico no lado do consumidor exige a passagem de outro condutor fase desde a rede de distribuição trifásica até o transformador.

As simulações são coerentes com os princípios estabelecidos para efetivação da proposta deste trabalho: o transformador que atende o consumidor é um trifásico na configuração delta-estrela aterrada (transformador conversor), uma das duas fases do ramal monofásico é diretamente conectada ao transformador conversor e, a segunda fase do ramal monofásico, somente é conectada ao transformador conversor após ser intercalada por um transformador monofásico, de polaridade aditiva, com relação de transformação 1:1, para fins de inversão de polaridade.

Quanto à chamada “carga 2” da figura 5.1, foi dito que esta assume diferentes características em cada um dos casos simulados. Trata-se da própria carga trifásica conectada ao secundário do transformador trifásico conversor, sendo suprida pelo sistema a dois condutores proposto neste estudo. As simulações contemplam a análise de três casos. No primeiro caso, a carga 2 consiste em uma carga trifásica equilibrada de impedância constante. Na segunda simulação, a carga 2 é uma carga desequilibrada. No terceiro caso, a carga 2 consiste em um motor de indução. Os parâmetros elétricos das cargas utilizadas em cada simulação são mostrados na tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Casos do processo de conversão proposto analisados computacionalmente.

	Carga suprida pelo sistema proposto	Descrição
Caso 1	Carga trifásica RL equilibrada	Impedância constante; conexão estrela; resistência de $5,22667 \Omega$ e indutância de $4,1453 \text{ mH}$ em cada fase.
Caso 2	Carga trifásica RL desequilibrada	Impedância constante; conexão estrela; com os seguintes parâmetros: • Fase “A”: carga puramente resistiva de $1,536 \Omega$, • Fase “B”: carga de resistência igual a $1,431 \Omega$ em série com uma indutância de $3,969 \text{ mH}$, • Fase “C”: carga de resistência igual a $3,523 \Omega$ em série com uma indutância de $1,029 \text{ mH}$.
Caso 3	Motor de indução trifásico	Potência nominal de 3 cv; 4 pólos; velocidade de rotação 1720 rpm; 127/220 V; rendimento de 93%; fator de potência de 0,73; $I_p/I_n = 6,6$; momento de inércia de 8.10^{-3} kg.m^2 .

As análises feitas neste capítulo consideraram tanto as quedas de tensão quanto as perdas nos dispositivos do sistema, uma vez que foram implementadas no ATP as impedâncias dos condutores do ramal bifásico, assim como os parâmetros internos dos transformadores.

Um ramal monofásico, geralmente composto por cabo de alumínio com alma de aço, CAA 1/0 ou CAA 4/0, pode ter até alguns quilômetros de extensão, o que determinará os parâmetros dos condutores do ramal e as correspondentes perdas e quedas de tensão. Como os dois condutores do ramal monofásico são iguais, mesmo havendo quedas de tensão nas duas fases que fazem parte do ramal, verificam-se potenciais elétricos de mesmo módulo, embora diferentes de 1,0 pu, e defasados de 60° em dois terminais do primário do transformador conversor. Isso garante o equilíbrio de tensões no secundário, mesmo que com amplitudes diferentes da tensão nominal esperada.

Nos cálculos efetuados no capítulo IV, foram desprezadas as quedas de tensão nos condutores do ramal bifásico, bem como qualquer perda nos condutores e nos transformadores. Já nas simulações computacionais, como visto, tais características são implementadas. Portanto, são esperadas relativas divergências ao comparar-se valores calculados no capítulo IV com os correspondentes resultados obtidos em simulações computacionais.

Sabe-se que tais perdas e quedas de tensões, implementadas na simulação, resultam em algumas alterações dos padrões trifásicos. Tais alterações são quantificadas através da determinação do fenômeno chamado de desequilíbrio de tensão, associado às magnitudes das tensões trifásicas de linha eficazes registradas: V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} .

Existem atualmente quatro métodos amplamente empregados para a quantificação do desequilíbrio de tensão: o método NEMA, o método IEEE, o método das componentes simétricas e o método CIGRÉ (*Congress Internationale des Grand Réseaux Électriques a Haute Tension*) [20]. O método CIGRÉ calcula o desequilíbrio utilizando somente os módulos das tensões de linha do sistema. Tal forma de cálculo é citada no PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica [67]. Segundo a nomenclatura adotada no PRODIST, Módulo 8, o chamado fator de desequilíbrio, FD% tem seu método de cálculo determinado por:

$$FD\% = 100. \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6.\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6.\beta}}} \quad (5.1)$$

Onde:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (5.2)$$

Na equação (5.2), os termos V_{ab} , V_{bc} , V_{ca} são, respectivamente, os módulos das tensões de linha entre as fases “A” e “B”, “B” e “C”, “C” e “A”. O fator de desequilíbrio, FD%, verificado nas simulações é apresentado nas respectivas figuras referentes às tensões de linha. O mesmo documento da ANEEL [67] determina que o valor do desequilíbrio nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da baixa tensão (BT), deve ser igual ou inferior a 2%.

5.3 – Resultados das simulações

5.3.1 – Caso 1 – Carga RL Equilibrada

Como descrito na tabela 5.1, o Caso 1 considera uma carga RL equilibrada, de impedância de $5,22667 + j 1,5627 \Omega/\text{fase}$. A figura 5.3 evidencia as formas de onda das tensões de fase disponibilizadas pelo ramal de distribuição trifásico utilizado nos estudos computacionais, enquanto a figura 5.4 apresenta as correspondentes tensões de linha. Como visto, os dados de entrada para a simulação consistem em tensões de linha de 13,8 kV

eficazes, correspondendo a valores de fase iguais a 7,967 kV eficazes e sequência de fases positiva.

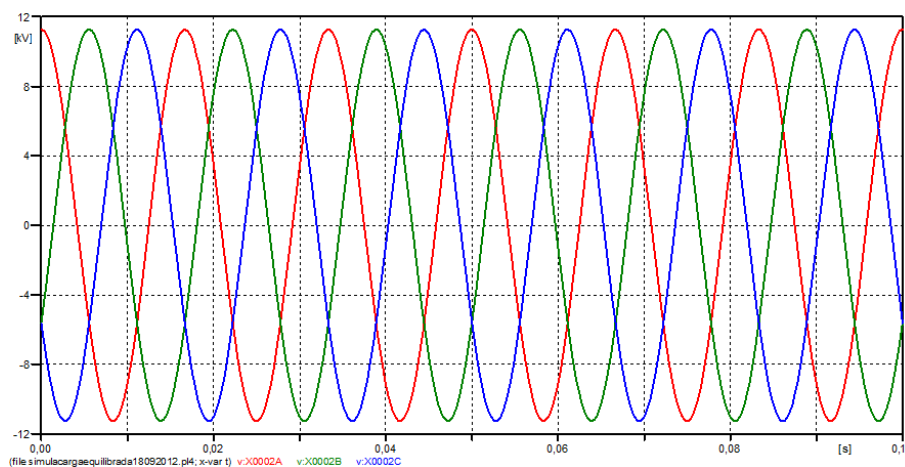


Figura 5.3 – Tensões de fase disponibilizadas pela rede de distribuição trifásica (ramal de média tensão), fase “A” (vermelho), fase “B” (verde), fase “C” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 1.

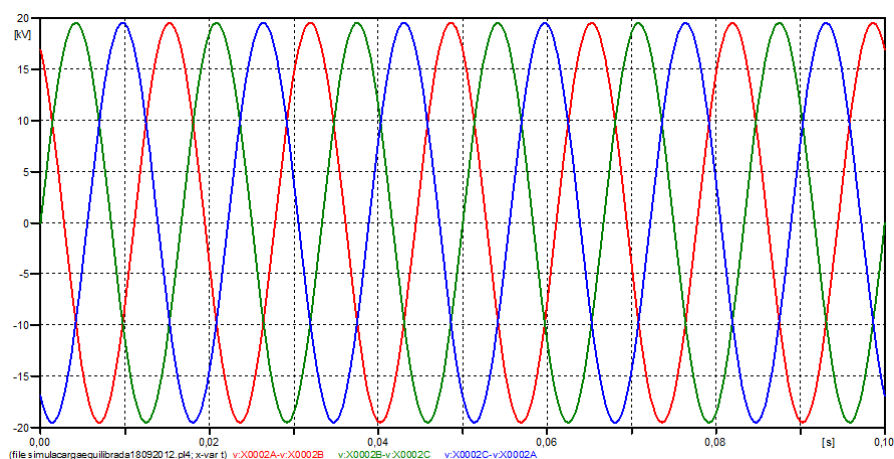


Figura 5.4 – Tensões de linha disponibilizadas pela rede de distribuição trifásica (ramal de média tensão), “AB” (vermelho), “BC” (verde), “CA” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 1.

Como descrito na seção 5.2, todas as simulações adotam que a fase “A” não está presente no ramal monofásico, que a fase “B” chega diretamente ao primário do transformador conversor, enquanto a fase “C” é conectada ao transformador monofásico para fins de inversão de polaridade. A figura 5.5 mostra as formas de onda das tensões fase-neutro registradas pelo ATP no primário do transformador conversor.

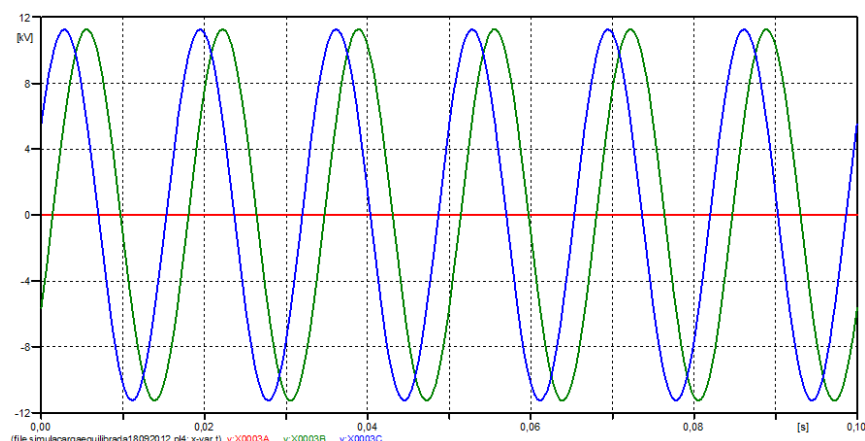


Figura 5.5 – Tensões fase-neutro no primário do transformador conversor, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde), fase “C” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 1.

Na figura 5.5 comprova-se o principal requisito para a efetivação do método proposto para atendimento a cargas trifásicas a partir de sistemas de distribuição a dois condutores: enquanto uma fase mantém-se nula durante todo o tempo da simulação, as outras duas que chegam ao transformador trifásico conversor, apresentam mesma amplitude e defasagem angular de 60° entre si. A eficácia do método já é verificada no próprio primário do transformador conversor: as tensões fase-fase registradas nos terminais do primário do transformador conversor são equilibradas, como indica a figura 5.6.

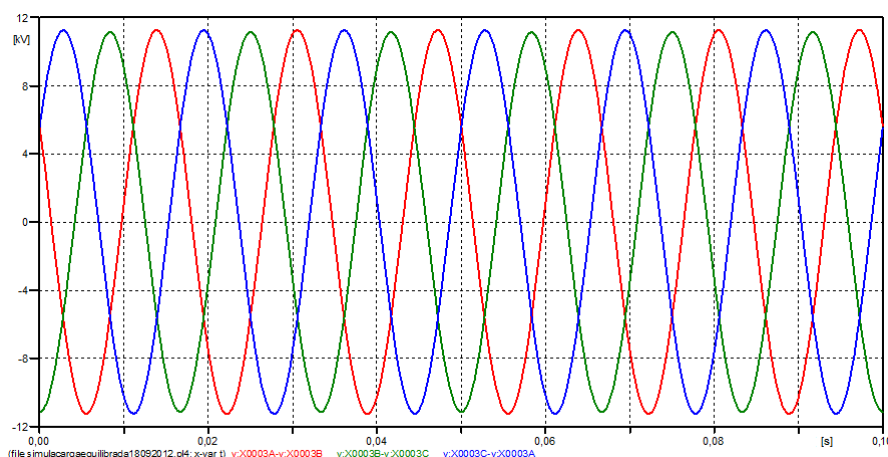


Figura 5.6 – Tensões fase-fase no primário do transformador conversor, “AB” (vermelho), “BC” (verde), “CA” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 1.

Observa-se, na figura 5.6, a inversão da sequência de fases no sistema de tensões de linha obtido: enquanto o ramal bifásico, que alimenta os terminais do primário do transformador conversor, deriva de um ramal trifásico de sequência ABC (figura 5.3), as

tensões de linha obtidas no primário do transformador conversor apresentam-se equilibradas e sob sequência CBA. Verifica-se ao comparar as figuras 5.5 e 5.6 que, apesar do desequilíbrio, em módulo e ângulo, entre as tensões fase-neutro no primário do transformador conversor, o aterramento do terminal correspondente à fase ausente no ramal bifásico e a inversão do fasor de tensão de outra fase, determinaram um sistema equilibrado de tensões fase-fase ainda no primário do transformador conversor. Ressalta-se, mais uma vez, que os valores fase-fase que surgiram nos terminais dos enrolamentos do primário apresentam mesmo módulo que os valores fase-neutro.

As tensões de fase e de linha registradas pelo ATP no lado de baixa tensão têm suas formas de onda apresentadas, respectivamente, nas figuras 5.7 e 5.8.

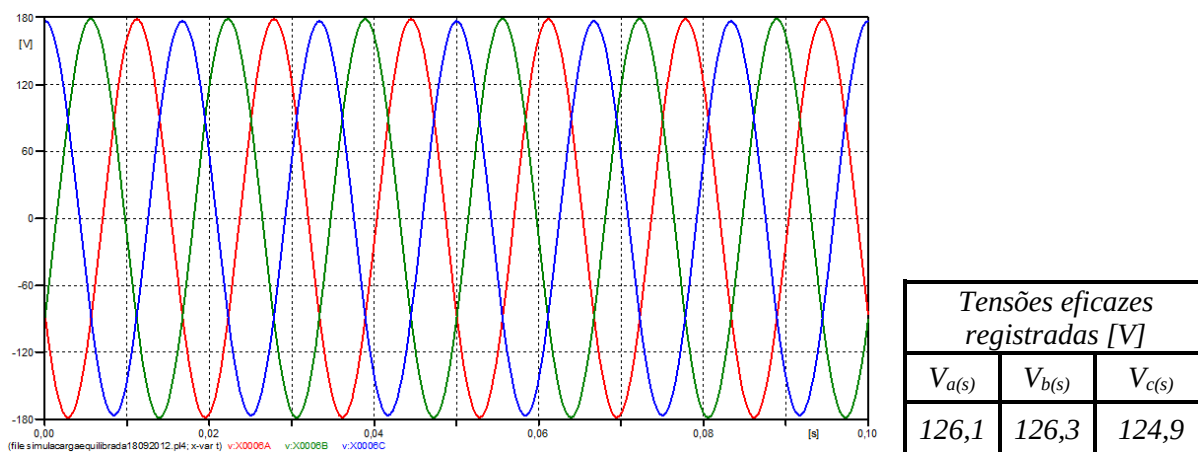


Figura 5.7 – Tensões de fase no secundário do transformador conversor, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde), fase “C” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 1.

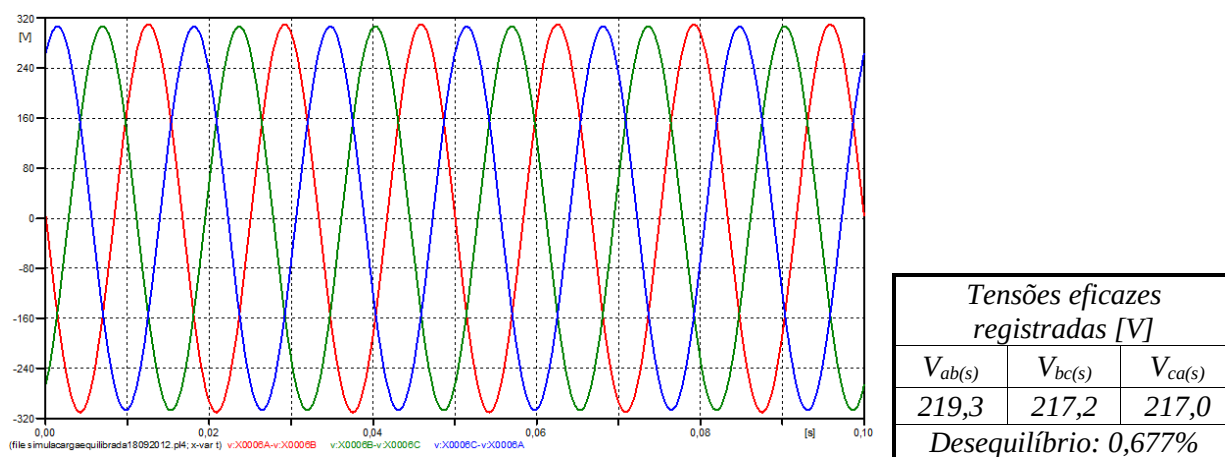


Figura 5.8 – Tensões de linha no secundário do transformador conversor, “AB” (vermelho), “BC” (verde), “CA” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 1.

As figuras 5.7 e 5.8 mostram tensões de fase e linha com amplitudes muito próximas e defasagem de 120° elétricos entre si, mantendo a inversão da sequência de fases para CBA. O desequilíbrio calculado para o sistema das tensões de linha é inferior a 0,7%, valor este menor que os usualmente observados em um sistema de distribuição rural convencional.

Complementarmente, são exibidas as formas de onda das correntes obtidas no circuito simulado. A figura 5.9 mostra as correntes de linha que circulam entre o secundário do transformador conversor e a carga 2. Tais correntes são as próprias que circulam nos enrolamentos do secundário do transformador conversor já que os mesmos são conectados em estrela.

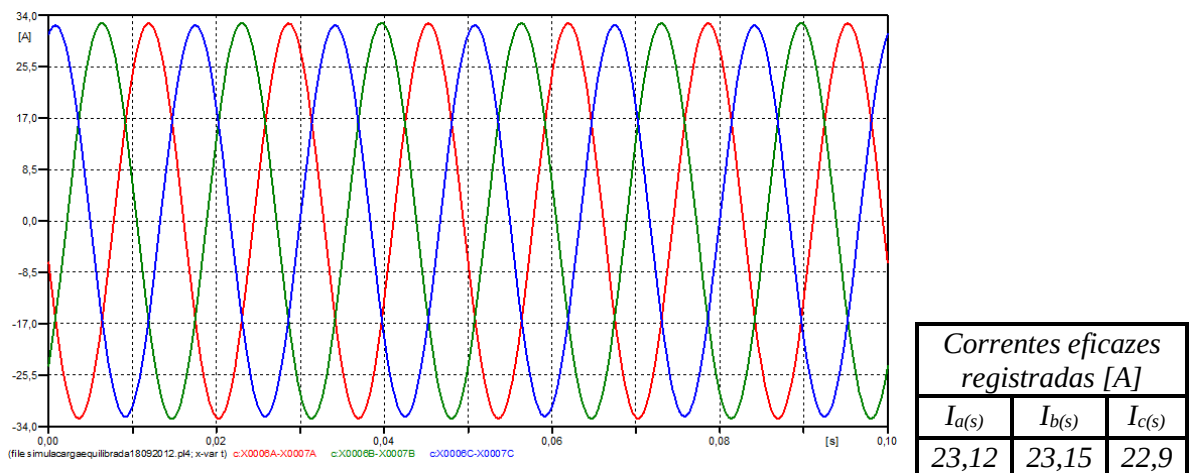


Figura 5.9 – Correntes de linha no secundário do transformador conversor, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde), fase “C” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 1.

Verifica-se que as correntes que estão circulando nos enrolamentos do secundário do transformador conversor têm módulos muito semelhantes e defasagem angular de 120° entre si, sob sequência de fases negativa.

A figura 5.10 apresenta as correntes de linha do lado de média tensão e a corrente que flui no terminal aterrado do primário do transformador conversor. Como esperado, as duas correntes de linha e a corrente que vai para o terra, $\dot{I}_{a(p)}$, a qual supre a fase ausente no primário, apresentam desequilíbrio.

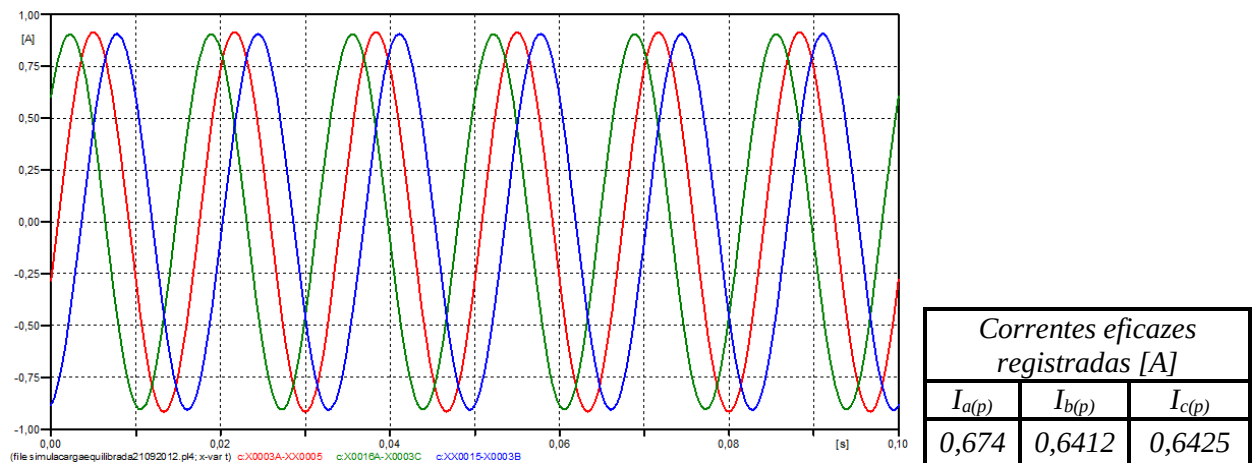


Figura 5.10 – Correntes de linha no primário do transformador conversor, fase “B” (verde), fase “C” (azul), corrente no terminal aterrado do primário (vermelho) e correspondentes valores eficazes – Caso 1.

A potência reativa consumida pela carga 2, $Z_{a2} = Z_{b2} = Z_{c2} = (5,22667 + j 1,5627) \Omega$, conectada ao secundário do transformador conversor, é de aproximadamente 830 VAr/fase ou trifásica de 2,5 kVar. O ATP também permite determinar as potências médias consumidas por fase pela carga 2. Tais valores são indicados na tabela 5.3 e totalizam uma potência trifásica de 8,34 kW. Quanto aos registros de potência ativa no lado de média tensão o ATP registrou os valores indicados na mesma tabela 5.3, mostrando que os 8,34 kW consumidos pela carga são supridos pelos dois únicos condutores presentes no ramal bifásico: fase “B” e fase “C”.

Tabela 5.3 – Potências ativas médias registradas em cada fase pelo ATP, nos lados de baixa e média tensão do transformador conversor – Caso 1.

Potência média registrada por fase na carga (lado de baixa tensão) [kW]			Potência média registrada por fase no ramal bifásico (lado de média tensão) [kW]		
P_A	P_B	P_C	P_A	P_B	P_C
2,794	2,801	2,740	0,000042	3,460	5,033

Verifica-se que a potência aparente trifásica da carga 2 é de 8,7 kVA. Tal valor é bastante inferior às potências utilizadas para os transformadores trifásico (30 kVA) e monofásico (15 kVA) utilizados na simulação apresentada no Caso 1. Tal fato levou a novas simulações com a mesma carga trifásica equilibrada, alternado a potência do transformador monofásico.

A unidade trifásica de 30 kVA, por ser o menor transformador de distribuição trifásico disponível comercialmente na atualidade, foi mantida. A substituição do transformador monofásico por um de 10 kVA alterou dados de entrada no ATP: corrente a vazio de 2% (35,55 mA), resistências e indutâncias, idênticas no primário e no secundário, com os valores 31,7397 Ω e 282,3894 mH e resistência de magnetização igual a 1,586986569 M Ω . Também foi alterada a curva de magnetização.

A queda na potência do transformador resulta em um aumento considerável em seus parâmetros internos (resistências e indutâncias do primário e do secundário). Mesmo assim, nesta nova simulação, utilizando um transformador monofásico, de relação de transformação 1:1 e potência nominal de 10 kVA, todas as condições de equilíbrio no secundário, bem como o equilíbrio nas tensões fase-fase do primário e na corrente de fase do primário foram verificadas.

5.3.2 – Caso 2 – Carga RL Desequilibrada

Os estudos são feitos considerando o mesmo sistema de distribuição trifásico em média tensão (13,8 kV), equilibrado descrito na seção anterior. A única alteração em relação ao Caso 1 consiste na carga 2. Nesta simulação, trata-se de uma carga fortemente desequilibrada, de impedância constante, conexão estrela, com parâmetros:

$$\begin{bmatrix} Z_a \\ Z_b \\ Z_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,536 + j0 \ \Omega \\ 1,431 + j1,4963 \ \Omega \\ 3,523 + j0,3879 \ \Omega \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,536 \angle 0^\circ \ \Omega \\ 2,0702 \angle 46,27^\circ \ \Omega \\ 3,544 \angle 6,28^\circ \ \Omega \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

Os registros do ATP em relação às tensões de fase do ramal trifásico de média tensão, do qual deriva o ramal bifásico, são mostrados na figura 5.11.

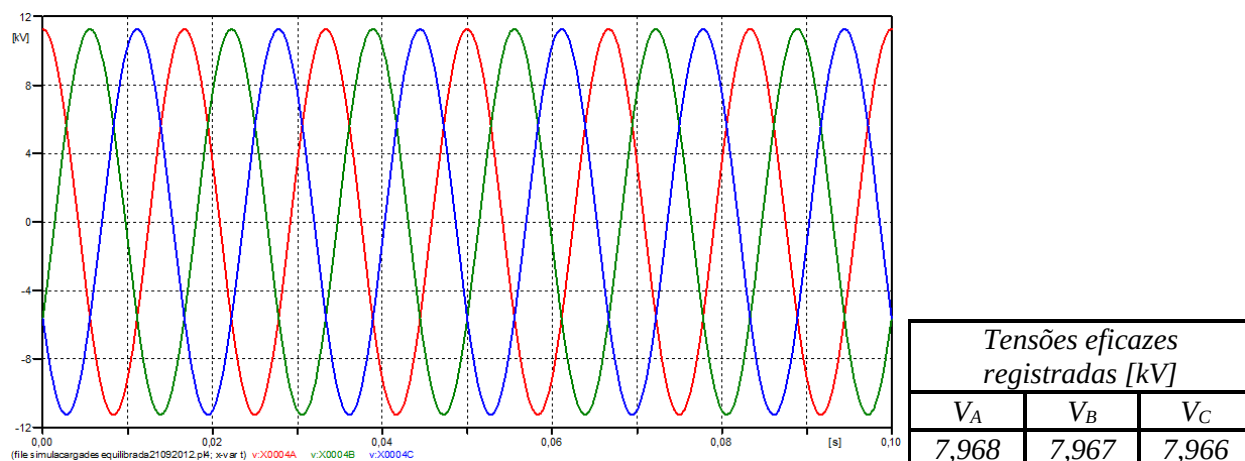


Figura 5.11 – Tensões de fase no ramal trifásico do qual deriva o ramal bifásico, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde), fase “C” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 2.

As tensões fase-neutro no primário do transformador conversor são mostradas na figura 5.12. As formas de onda confirmam que a simulação do Caso 2 mantém o suprimento do transformador conversor através de um ramal bifásico no qual a fase “A” está ausente, a fase “B” é diretamente conectada ao primário do transformador conversor e a fase “C” é conectada primeiro ao transformador monofásico para inversão de polaridade e, então, ligada ao primário do transformador conversor. Além dos valores eficazes, o ATP permite verificar que a defasagem angular entre as tensões fase-neutro V_{cn} e V_{bn} é igual a $\Theta_C - \Theta_B = 60^\circ$.

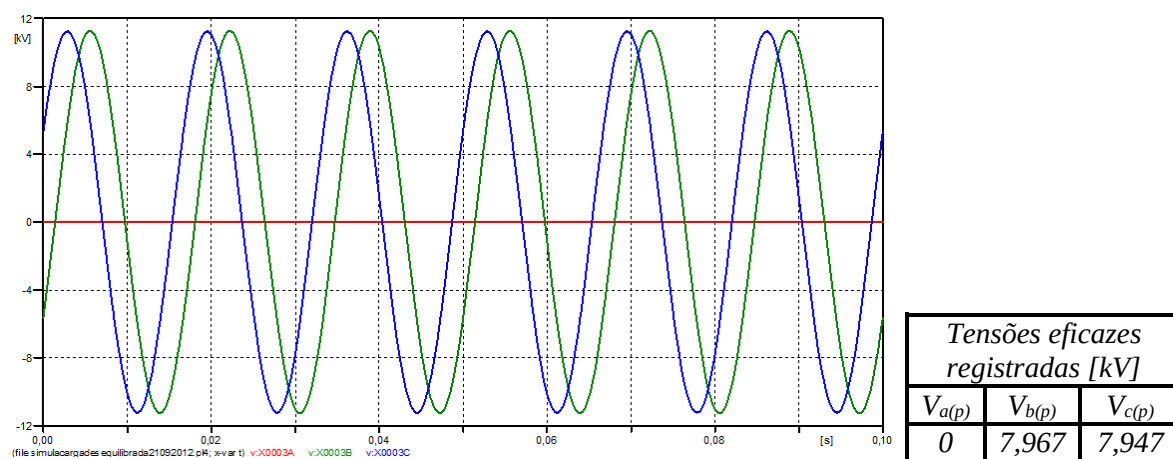


Figura 5.12 – Tensões fase-neutro no primário do transformador conversor, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde), fase “C” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 2.

Já as tensões fase-fase observadas no primário do transformador conversor, mostraram um desequilíbrio de 1,888%. As formas de onda obtidas pelo ATP são

apresentadas na figura 5.13 e já apresentam as defasagens angulares de 120° . Também é evidente, na figura 5.13, a inversão da sequência de fases para CBA.

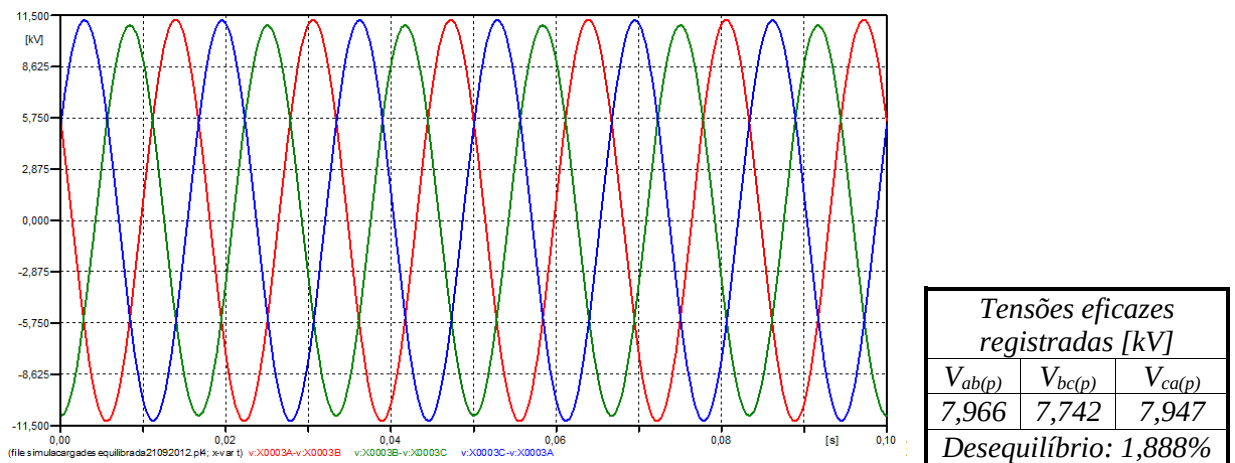


Figura 5.13 – Tensões fase-fase no primário do transformador conversor, “AB” (vermelho), “BC” (verde), “CA” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 2.

Em relação às tensões de fase no secundário do transformador, estas se mostraram com módulos aproximados, sequência CBA e defasagem de 120° elétricos entre si. Os resultados da simulação, obtidos no secundário do transformador conversor, são apresentados nas figuras 5.14 e 5.15, as quais retratam, respectivamente, as formas de onda das tensões de fase e de linha, ambas sob sequência negativa.

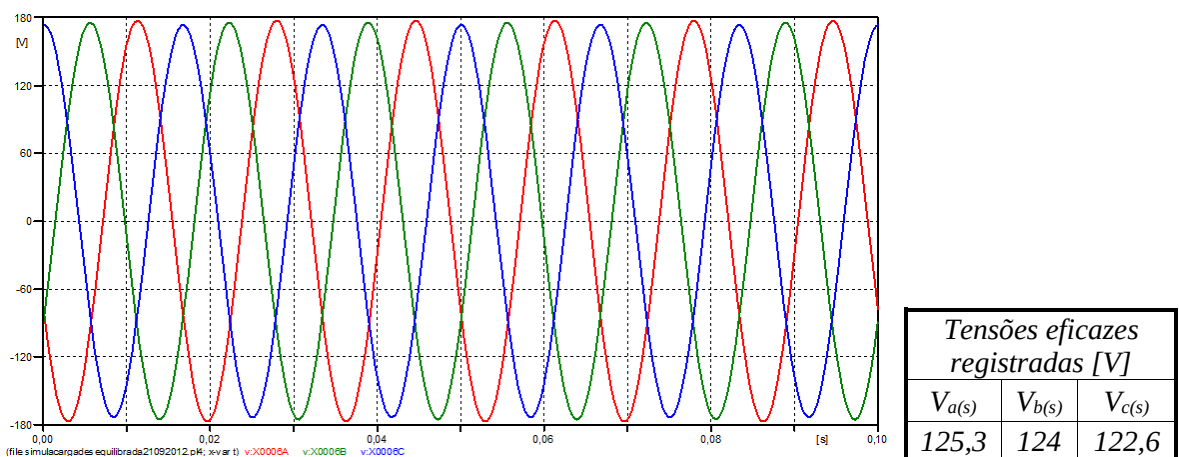


Figura 5.14 – Tensões de fase no secundário do transformador conversor, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde), fase “C” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 2.

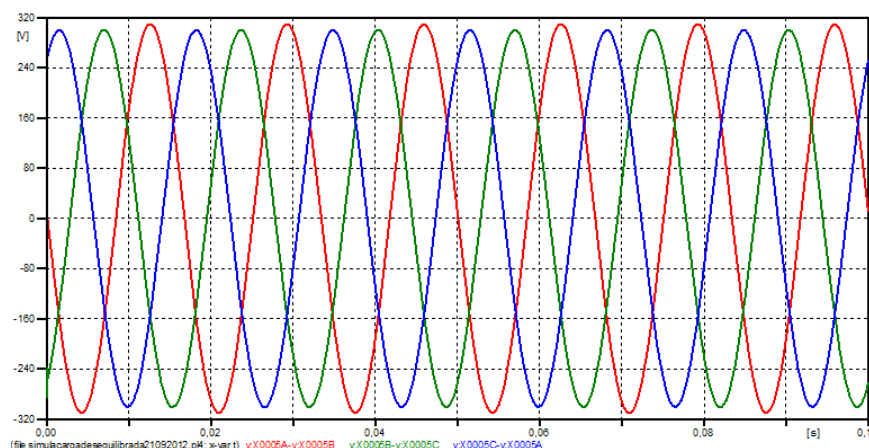


Figura 5.15 – Tensões de linha no secundário do transformador conversor, “AB” (vermelho), “BC” (verde), “CA” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 2.

A figura 5.16 mostra as correntes de linha que circulam entre o secundário do transformador conversor e a carga 2. Tais correntes são as próprias que circulam nos enrolamentos do secundário do transformador conversor já que o mesmo tem a conexão estrela.

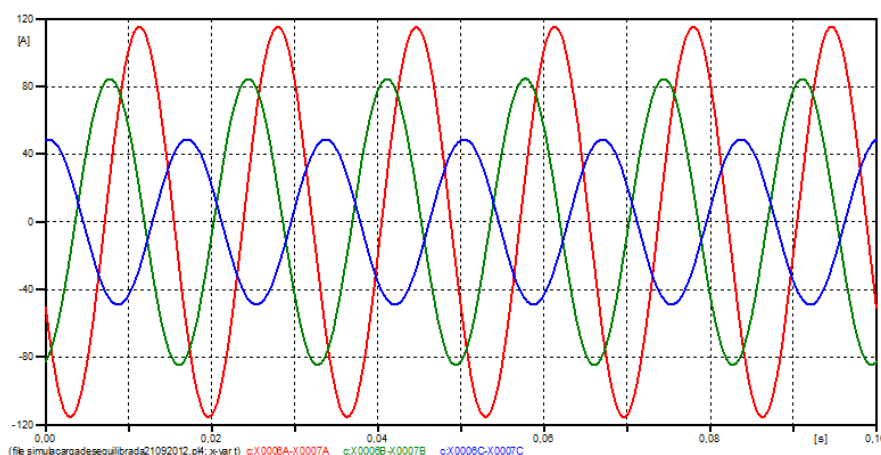


Figura 5.16 – Correntes de linha no secundário do transformador conversor, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde), fase “C” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 2.

Já as correntes verificadas no lado de média tensão têm suas formas de onda e valores eficazes apresentados na figura 5.17. A corrente referente à fase “B”, é a própria corrente de linha no condutor “B”, do ramal de distribuição monofásico. Já a corrente referente à fase “C”, circula no condutor “C”, entre o secundário do transformador monofásico e o primário do transformador trifásico conversor. Por fim, a corrente registrada na fase “A”, é a que circula entre o terminal referente à fase “A”, ausente no ramal monofásico, localizado no

primário em delta do transformador conversor e seu aterramento. Verifica-se, portanto, que este condutor de aterramento supre a ausência de um dos condutores fase no ramal monofásico.

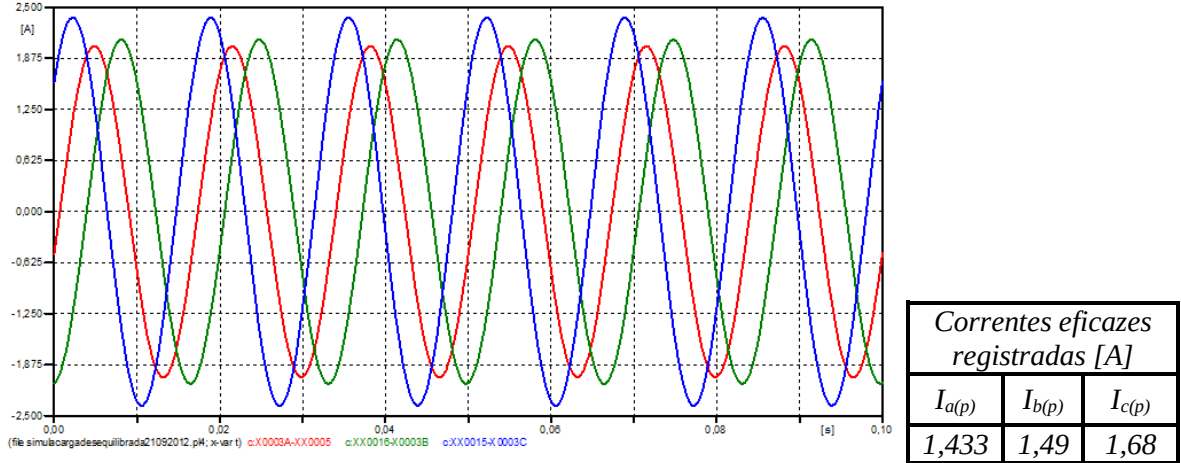


Figura 5.17 – Correntes de linha no primário do transformador conversor, fase “B” (verde), fase “C” (azul), corrente no terminal aterrado do primário (vermelho) e correspondentes valores eficazes – Caso 2.

A potência reativa total consumida pela carga 2, de impedâncias por fase iguais a $Z_{a2} = (1,536 \angle 0^\circ) \Omega$; $Z_{b2} = (2,0704 \angle 46,28^\circ) \Omega$ e $Z_{c2} = (3,544 \angle 6,2837^\circ) \Omega$, conectada ao secundário do transformador conversor, é de aproximadamente de 5,8 kVar.

O ATP também permite determinar as potências médias consumidas por fase pela carga 2. Tais valores são indicados na tabela 5.4 e totalizam uma potência trifásica de aproximadamente 19 kW. Quanto aos registros de potência ativa no lado de média tensão o ATP registrou os valores indicados na mesma tabela 5.4, mostrando que os 19 kW consumidos pela carga são supridos pelos dois únicos condutores presentes no ramal bifásico: fase “B” e fase “C”.

Tabela 5.4 – Potências ativas médias registradas em cada fase pelo ATP, nos lados de baixa e média tensão do transformador conversor – Caso 2.

Potência média registrada por fase na carga (lado de baixa tensão) [kW]			Potência média registrada por fase no ramal bifásico (lado de média tensão) [kW]		
P_A	P_B	P_C	P_A	P_B	P_C
10,190	5,250	3,80	0,0001422	8,392	10,941

Verifica-se que a potência aparente trifásica da carga 2 é de aproximadamente 20,4 kVA. Tal valor é inferior à do transformador trifásico (30 kVA) utilizado na simulação. Já a potência aparente verificada no lado de média tensão referente à fase “C” é de

aproximadamente 13,4 kVA, também inferior à do transformador monofásico (15 kVA) utilizado na simulação. Se a potência nominal de cada transformador for inferior à potência requerida, ocorrem danos aos próprios transformadores, de forma que são registrados inaceitáveis níveis de desequilíbrio no sistema, tanto no lado de baixa tensão, quanto no lado de média tensão.

Verifica-se, portanto, que a correta especificação dos componentes do sistema, como potência dos dois transformadores e cabos de ampacidade adequada, é fundamental para a eficácia do método proposto neste trabalho. Tal fato levou a novas simulações, mantendo todas as características da simulação do Caso 2, exceto pelo valor da própria carga 2.

Foram então implementadas outras cargas trifásicas desequilibradas, como mostra a tabela 5.5, mantendo as potências dos transformadores monofásico e trifásico, respectivamente, em 15 kVA e 30 kVA. A variação das impedâncias por fase das cargas resultou em grande desequilíbrio de carga, porém, em todas as simulações, as potências consumidas pelas cargas foram mantidas dentro dos limites dados pelos transformadores do sistema.

Na tabela 5.5 indica-se o desequilíbrio de carga, d%, para cada uma das três cargas analisadas. O desequilíbrio de cargas é calculado segundo a equação (5.4), apresentada no documento “Critérios básicos para projetos de redes aéreas de distribuição rural” publicado em 2009 pela Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins (Celtins) [68]:

$$d\% = \frac{3}{2} \cdot \frac{\sqrt{(2 \cdot I_a - I_b - I_c)^2 + 3 \cdot (I_c - I_b)^2}}{I_a + I_b + I_c} \cdot 100\% \quad (5.4)$$

Onde:

I_a , I_b , I_c – módulos das correntes nos condutores referentes às fases “A”, “B” e “C”, respectivamente [A].

Esta mesma forma de cálculo do desequilíbrio de carga é definida no documento intitulado “Manual de Procedimentos de Redes de Distribuição” da Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras), aprovado pela resolução nº 085/2012, de 29 de maio de 2012. O documento da Eletrobrás recomenda o limite de 20% para o máximo desequilíbrio já que ele pode determinar elevadas quedas de tensão na fase mais carregada, resultando em desequilíbrio de tensão e aumento na corrente no neutro.

Tabela 5.5 – Potências registradas em simulações computacionais para cargas desequilibradas de diferentes impedâncias supridas pelo transformador conversor.

	Parâmetros por fase da Carga 2; correspondentes correntes de fase registradas pelo ATP e desequilíbrios de carga calculados			Tensões eficazes fase fase registradas pelo ATP nos terminais da carga 2 e desequilíbrios de tensão calculados			Potência aparente total consumida pela carga [kVA]	Potência aparente registrada na entrada do transformador
I	Z_A	Z_B	Z_C	$V_{ab(s)}$	$V_{bc(s)}$	$V_{ca(s)}$	20,42	13,39
	$1,536+j0 \Omega$	$1,431+j1,4963 \Omega$ ($L=3,969 \text{ mH}$)	$3,523+j0,3879 \Omega$ ($L=1,0289 \text{ mH}$)	219,2 V	212,6 V	212,3 V		
	$I_{a(s)}$	$I_{b(s)}$	$I_{c(s)}$	Desequilíbrio de tensão: FD% = 2,109%				
	81,57 A	59,89 A	34,6 A					
	Desequilíbrio de carga: d%=69,38%							
II	Z_A	Z_B	Z_C	$V_{ab(s)}$	$V_{bc(s)}$	$V_{ca(s)}$	10,14	6,39
	$3,27+j0 \Omega$	$4,431+j1,496 \Omega$ ($L=3,969 \text{ mH}$)	$7,798+j1,2587 \Omega$ ($L=3,3387 \text{ mH}$)	219,8 V	217,2 V	216,3 V		
	$I_{a(s)}$	$I_{b(s)}$	$I_{c(s)}$	Desequilíbrio de tensão: FD% = 0,965%				
	38,59 A	26,97 A	15,81 A					
	Desequilíbrio de carga: d%=72,74%							
III	Z_A	Z_B	Z_C	$V_{ab(s)}$	$V_{bc(s)}$	$V_{ca(s)}$	10,57	9,37
	$2,536+j0 \Omega$	$0,431+j9,3653 \Omega$ ($L=24,842 \text{ mH}$)	$3,798+j0,4098 \Omega$ ($L=1,087 \text{ mH}$)	221,4 V	215,0 V	215,5 V		
	$I_{a(s)}$	$I_{b(s)}$	$I_{c(s)}$	Desequilíbrio de tensão: FD% = 1,901%				
	49,78 A	13,47 A	32,44 A					
	Desequilíbrio de carga: d%=98,618%							

A tabela 5.5 evidencia que, mesmo suprindo cargas altamente desequilibradas, uma vez que as mesmas tenham sido mantidas dentro dos limites de potência nominal dos transformadores, verificam-se patamares aceitáveis nos níveis de desequilíbrio das tensões trifásicas.

Tal fato levou a novas investigações em busca de características do sistema em estudo que resultem em aumento no desequilíbrio obtido no lado de baixa tensão do transformador conversor. Neste sentido, analisa-se na sequência a influência que o carregamento do transformador conversor, relacionando sua potência nominal à potência da carga a ser por ele suprida, determina no equilíbrio do sistema de tensões em seus terminais.

Prossegue-se, então, com simulações computacionais mantendo constante a potência do transformador trifásico conversor (30 kVA) usado para suprir uma carga trifásica (carga 2) com impedâncias por fase iguais a:

- Fase “A”: 8,275 Ω ;
- Fase “B”: resistência de 0,431 Ω em série com uma indutância de 3,969 mH;
- Fase “C”: resistência de 4,975 Ω em série com uma indutância de 3,3387 mH.

Já a potência do transformador monofásico variou, sendo estudados três casos: 5 kVA, 10 kVA e 15 kVA, que corresponderam a carregamentos de 92,80%, 42,43% e 28,27%, respectivamente. Os parâmetros internos do transformador monofásico foram alterados nas simulações, de acordo com sua potência (resistências e indutâncias do primário e secundário, resistência de magnetização, corrente a vazio, curva de saturação). Desta forma, as quedas de tensão e perdas internas resultam em pequenas alterações nas tensões e correntes do sistema. A tabela 5.6 ilustra o referido efeito do carregamento dos transformadores no equilíbrio do sistema de tensões obtido no secundário.

Tabela 5.6 – Correntes de linha e tensões de linha registradas na carga e de desequilíbrio de tensão para diferentes potências do transformador monofásico.

	Potência do transformador trifásico	Potência do transformador monofásico	Parâmetros por fase da Carga 2			Tensões de linha eficazes registradas nos terminais da carga, corrente de linha na carga e desequilíbrio de tensão calculado.			Potência aparente total consumida pela carga [kVA]	Potência aparente registrada na entrada do transformador monofásico [kVA]		
IV	30 kVA	15 kVA	Z _A	Z _B	Z _C	V _{ab(s)}	V _{bc(s)}	V _{ca(s)}	12,566	4,24		
						217,2 V	213,5 V	218,3 V				
			Desequilíbrio de tensão: 1,339%									
			I _{a(s)}	I _{b(s)}	I _{c(s)}							
V		10 kVA	8,275+j0 Ω	0,431+j1,496 Ω (L=3,969 mH)	4,975+j1,2587 Ω (L=3,3387 mH)	V _{ab(s)}	V _{bc(s)}	V _{ca(s)}	12,548	4,243		
						217,6 V	212,9 V	217,9 V				
						Desequilíbrio de tensão: 1,493%						
						I _{a(s)}	I _{b(s)}	I _{c(s)}				
VI	5 kVA							V _{ab(s)}	V _{bc(s)}	V _{ca(s)}	12,495	4,64
								218,9 V	210,8 V	216,4 V		
			Desequilíbrio de tensão: 2,217%									
			I _{a(s)}			I _{b(s)}	I _{c(s)}					
						15,4 A	78,71 A	23,99 A				

Verifica-se um aumento de quase 1% no desequilíbrio das tensões de linha do secundário, ao comparar-se a simulação utilizando um transformador monofásico de 5 kVA (carregamento de 92,80%) com a efetuada com o transformador monofásico de 15 kVA (carregamento de 28,37%). Tal fato evidencia a importância do correto dimensionamento dos transformadores monofásico e trifásico que compõe o sistema proposto.

5.3.3 – Caso 3 – Motor de indução

O terceiro caso simulado consiste em um motor trifásico conectado ao secundário do transformador conversor. As características da rede de distribuição são mantidas. As tensões que chegam ao primário do transformador, as impedâncias da linha que representa a interligação rede-transformador, bem como as características dos dois transformadores são as mesmas do Caso 1.

A figura 5.18 apresenta o sistema elétrico simulado que agora tem como carga 2 um motor de indução trifásico de potência nominal igual a 3 cv, 1800 rpm (4 pólos), 127/220 V, rendimento 82% e fator de potência de 0,73.

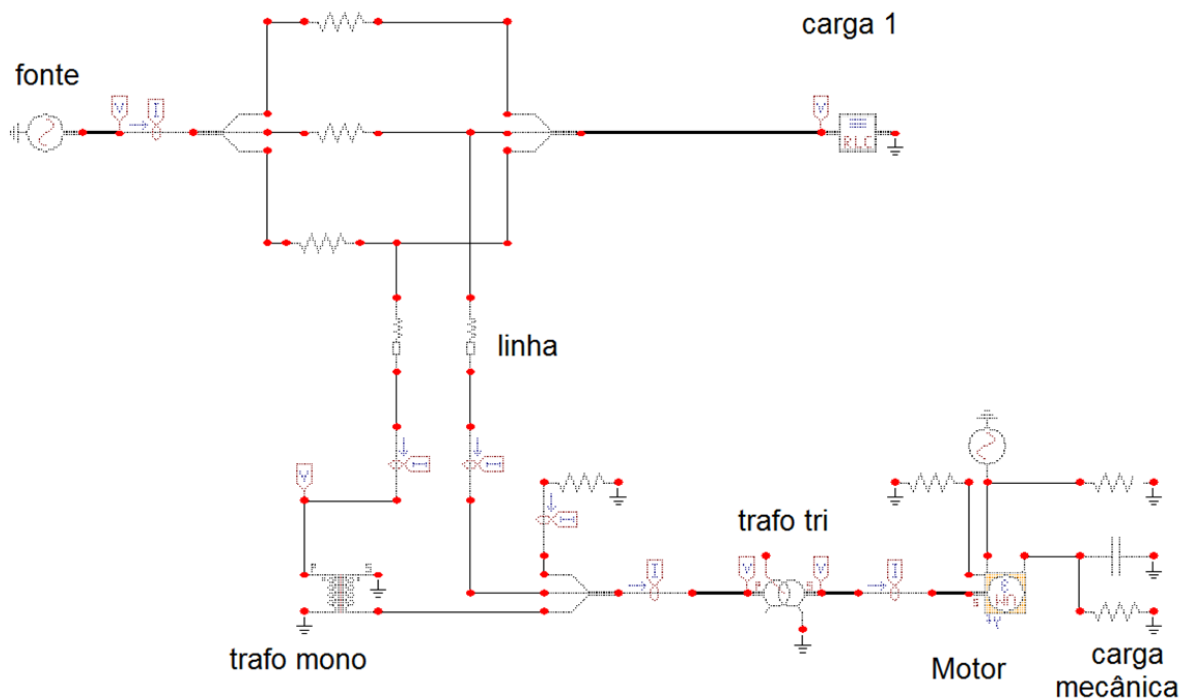


Figura 5.18 – Arranjo utilizado na simulação computacional – Caso 3.

As formas de onda das tensões fase-neutro e fase-fase, observadas no barramento do lado primário do transformador delta-estrela são ilustradas, respectivamente nas figuras 5.19 e 5.20.

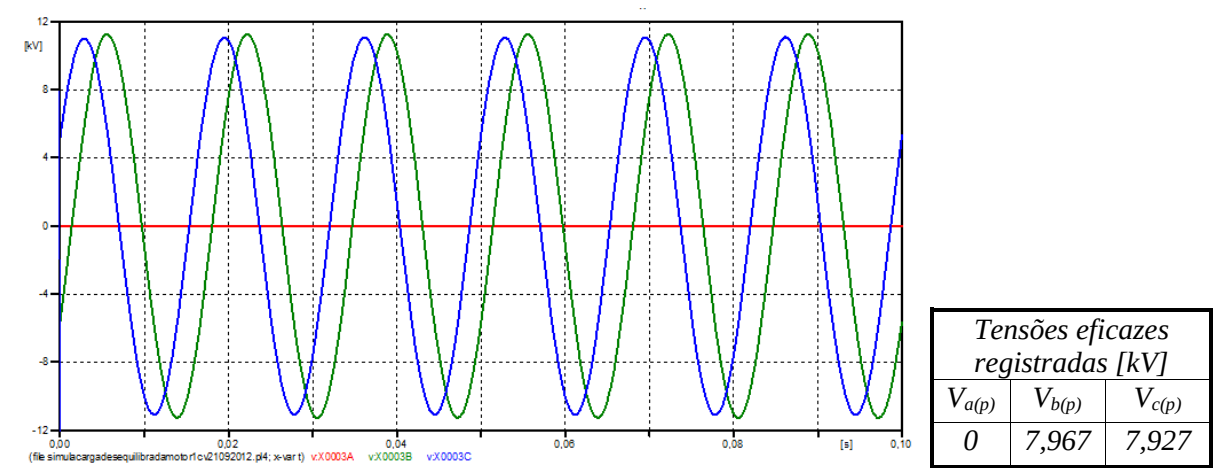


Figura 5.19 – Tensões fase-neutro no primário do transformador conversor, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde), fase “C” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 3.

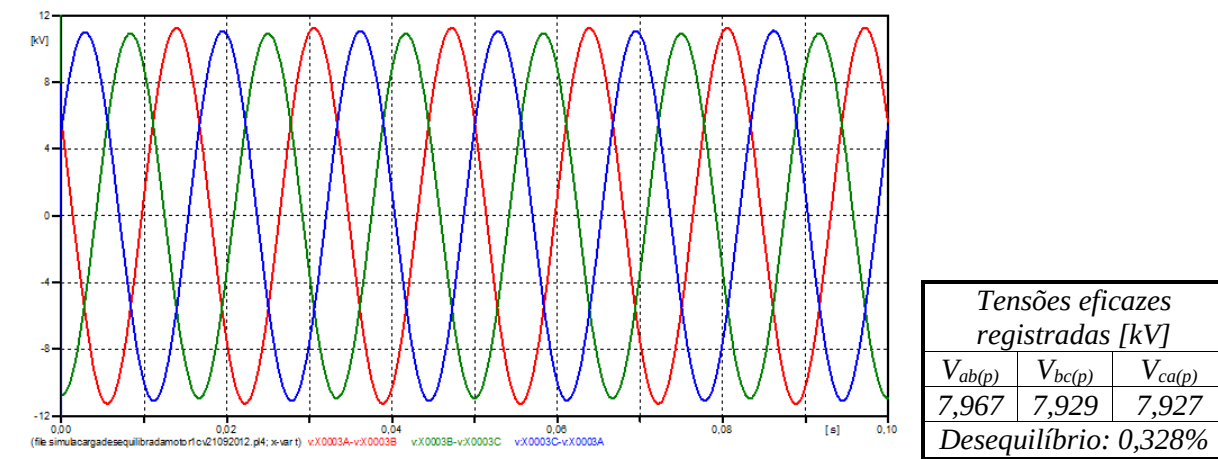


Figura 5.20 – Tensões fase-fase no primário do transformador conversor, “AB” (vermelho), “BC” (verde), “CA” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 3.

As figuras 5.21 e 5.22 apresentam, respectivamente, as formas de onda das tensões de fase e de linha, registradas no secundário do transformador conversor.

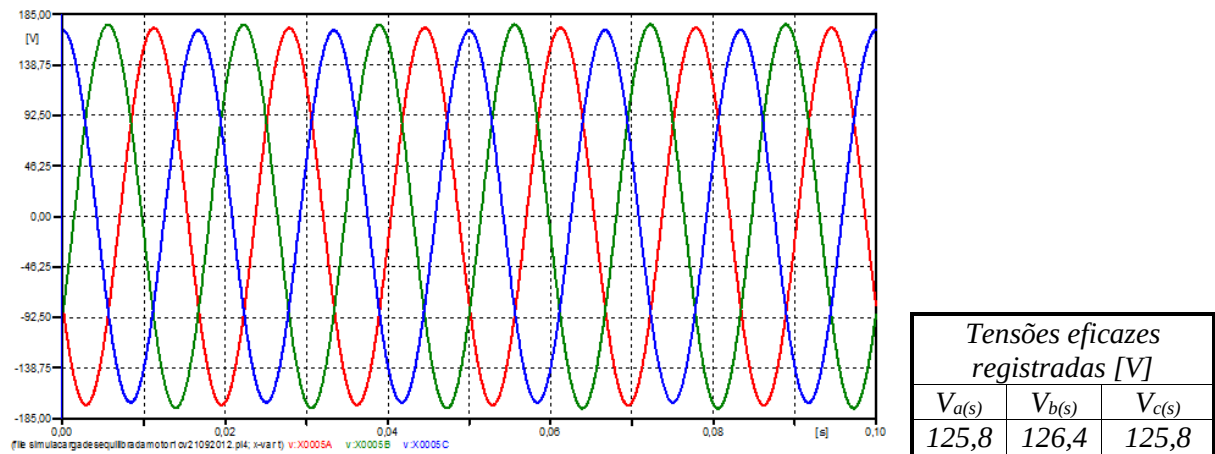


Figura 5.21 – Tensões de fase no secundário do transformador conversor, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde), fase “C” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 3.

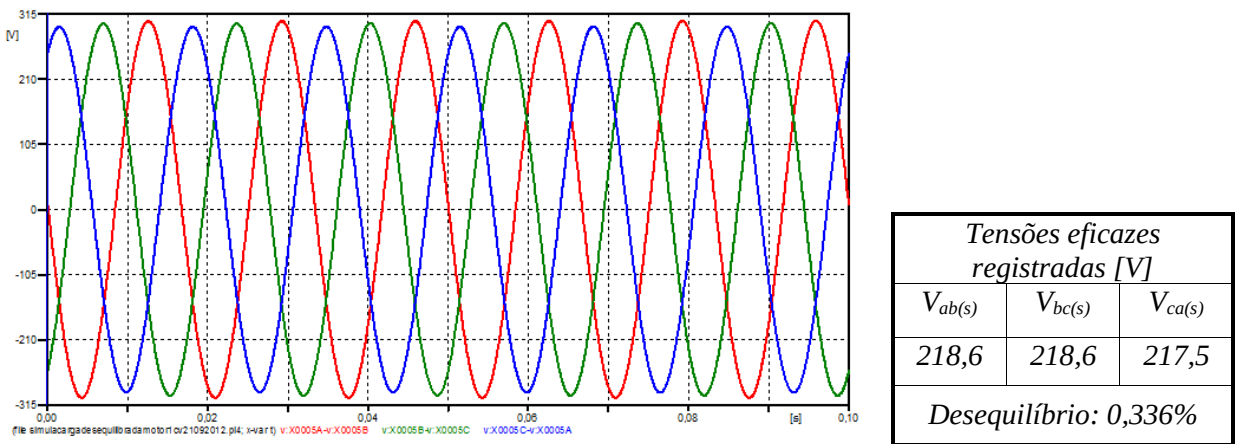


Figura 5.22 – Tensões de linha no secundário do transformador conversor, “AB” (vermelho), “BC” (verde), “CA” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso 3.

O motor, cujas correntes de linha são ilustradas na figura 5.23(a), atinge regime permanente aproximadamente 0,446 s após a inicialização. A figura 5.23(b) mostra, em maiores detalhes, as mesmas formas de onda entre os instantes 0,65 s e 0,75 s.

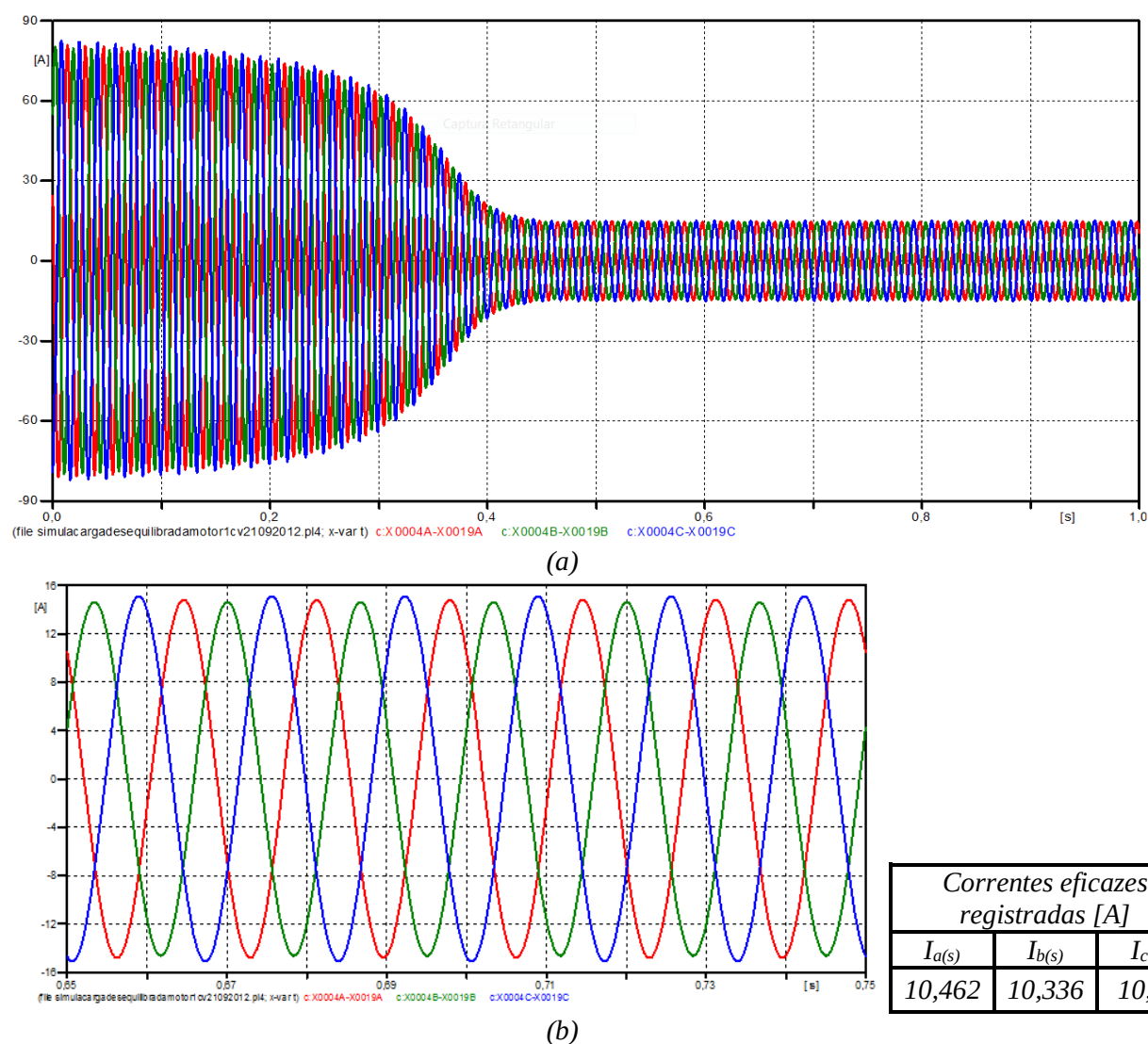


Figura 5.23 – Correntes de linha do motor trifásico, “A” (vermelho), fase “B” (verde), fase “C” (azul) e correspondentes valores eficazes em regime permanente – Caso 3:

- (a) Entre os instantes 0 e 1 s;
 (b) Entre os instantes 0,65 s e 0,75 s.

Por fim, a figura 5.24(a) apresenta as correntes no lado do primário do transformador conversor enquanto a figura 5.24(b) mostra um detalhe de tais correntes, já estabilizadas após a partida do motor, entre os instantes 0,65 s e 0,75 s.

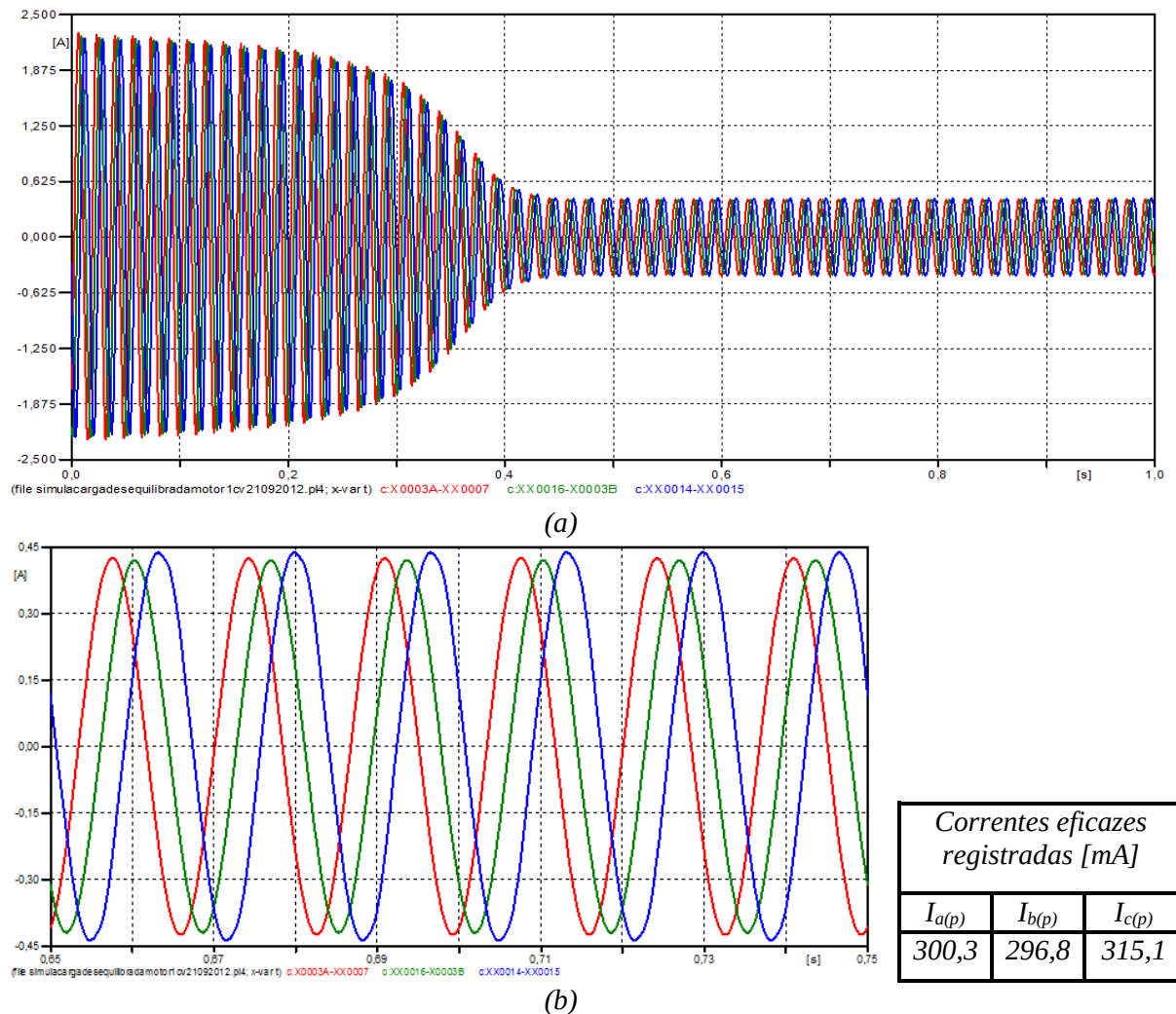


Figura 5.24 – Correntes de linha no primário do transformador conversor, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde), corrente no condutor de aterramento (azul) e correspondentes valores eficazes em regime permanente – Caso 3:
 (a) Entre os instantes 0 e 1 s;
 (b) Entre os instantes 0,65 s e 0,75 s.

Analisando-se as figuras 5.23 e 5.24 é possível verificar que, mesmo com o suprimento a dois condutores, o motor partiu e funcionou normalmente, como se estivesse sendo suprido por um sistema trifásico convencional. No lado de baixa tensão foram observadas as correntes equilibradas indicadas na figura 5.23. Já na figura 5.24 (lado de média tensão) verifica-se o deslocamento de 60° entre as correntes, mesma defasagem angular imposta às tensões do primário em delta do transformador conversor.

5.4 – Conclusões do capítulo

Para fins dos estudos destinados a avaliação da eficácia do processo de conversão proposto no presente trabalho, dentre um grande número de casos que poderiam ser apresentados, optou-se pela ilustração de três condições operativas. Uma primeira associada ao suprimento a uma carga secundária trifásica equilibrada, uma segunda, constituída pela alimentação de cargas trifásicas fortemente desequilibradas e, por fim, a análise da partida de um motor elétrico e seu comportamento em regime permanente. O programa computacional utilizado nas simulações foi o ATP. Em todos os três casos estudados o resultado mostrou-se satisfatório, resultando em desequilíbrios aceitáveis em todos os pontos em que tensões e correntes foram registradas.

CAPÍTULO VI

AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL DA METODOLOGIA PROPOSTA

6.1 – Considerações iniciais

A eficiência do novo sistema proposto para atendimento a cargas rurais trifásicas foi verificada matematicamente e sua viabilidade técnica foi comprovada através de modelagens e simulações computacionais. Complementarmente, o presente capítulo apresenta os resultados obtidos em laboratório, através da determinação de um modelo em escala reduzida suprindo um motor de indução trifásico.

6.2 – Descrição do experimento

Para realização da avaliação da proposta de atendimento trifásico a dois condutores, utilizou-se o sistema indicado na figura 6.1.

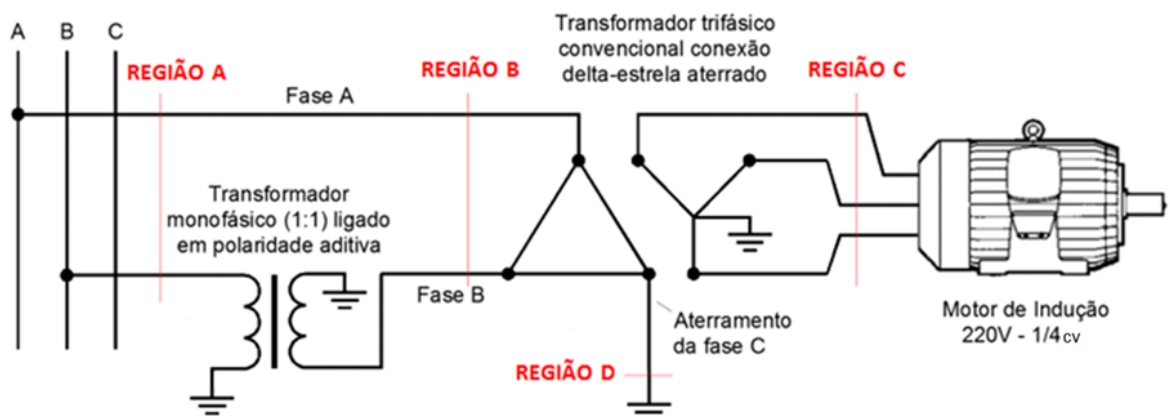


Figura 6.1 – Diagrama esquemático do arranjo experimental utilizado nas análises de desempenho da metodologia proposta.

A carga trifásica suprida pelo método proposto consiste em um motor de indução trifásico, tipo gaiola de esquilo, com potência igual a $\frac{1}{4}$ cv e tensão nominal de 220 V. Os dois transformadores utilizados (um monofásico e outro trifásico), apresentam relação de transformação unitária. A figura 6.2 mostra uma foto do arranjo físico utilizado em laboratório.

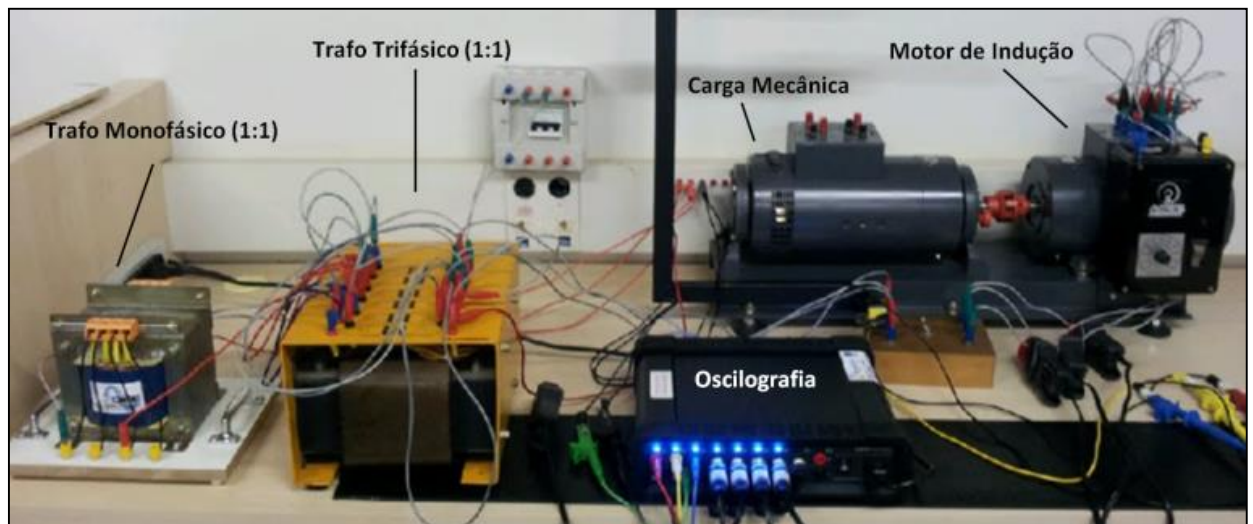


Figura 6.2 – Arranjo experimental utilizado nas análises de desempenho da metodologia proposta.

A alimentação do sistema submetido ao ensaio é advinda do próprio ponto de entrega da rede de energia disponível na bancada do laboratório. Dos três terminais de tensão disponíveis na bancada, apenas dois foram utilizados, sendo um deles conectado diretamente a um dos terminais do primário em delta do transformador trifásico conversor (fase “A”) e o outro conectado a um dos terminais do primário do transformador monofásico (fase “B”).

Como indicado na figura 6.1, o terceiro terminal do transformador trifásico conversor foi aterrado, assim como dois terminais do transformador monofásico, um no primário e outro no secundário. Os terminais do transformador monofásico foram conectados de forma a garantir polaridade aditiva, resultando em uma defasagem angular entre as tensões primária e secundária de 180° .

6.3 – Resultados obtidos em laboratório

As tensões obtidas no primário do transformador trifásico, com conexão do tipo delta-estrela aterrada, são mostradas na figura 6.3. Como se observa, os resultados indicados na referida figura, considerando-se a condição de regime permanente da carga motriz, são fortemente coerentes com os resultados obtidos por meio de simulação computacional.

Para efeito de comparação entre os resultados experimentais e computacionais, todos os resultados são expressos em *pu*. No caso específico das correntes instantâneas, as amplitudes das mesmas são expressas em *pu* na base da corrente nominal da carga atendida. Já nas formas de onda relativas às tensões, a base é o valor de pico dos valores fase-neutro.

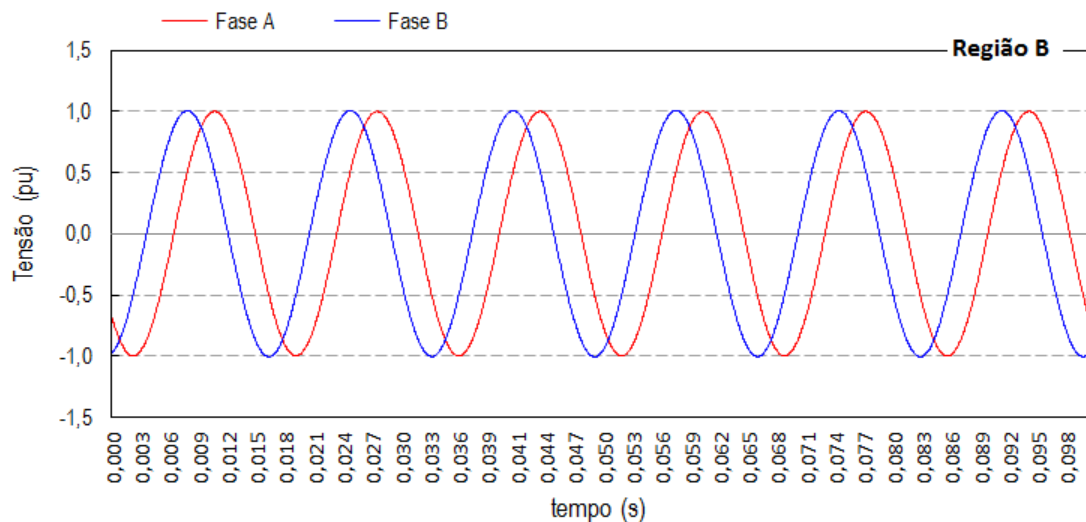


Figura 6.3 – Tensões no barramento primário do transformador trifásico – Região B.

As correntes obtidas no lado primário do transformador trifásico estão indicadas nas figuras 6.4 (fases “A” e “B”) e 6.5 (aterramento). As amplitudes das mesmas são expressas em *pu* na base da corrente nominal da carga atendida.

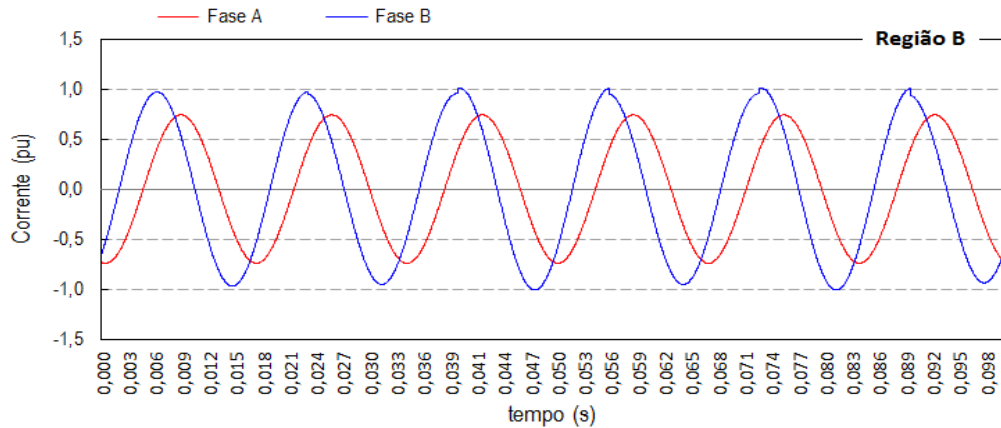


Figura 6.4 – Correntes de linha no lado primário do transformador trifásico – Região B.

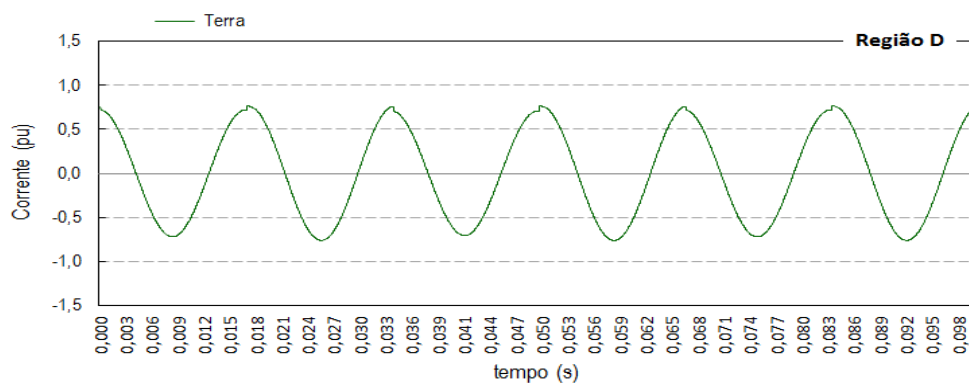


Figura 6.5 – Corrente no condutor de aterramento do primário do transformador conversor – Região D.

Mais uma vez, as correntes obtidas no lado primário do transformador trifásico, são bastante coerentes com as correntes obtidas por meio de simulação computacional. Da mesma forma, as tensões de fase no lado secundário do transformador trifásico, de atendimento à carga motriz, compõem um sistema trifásico equilibrado, conforme mostrado na figura 6.6.

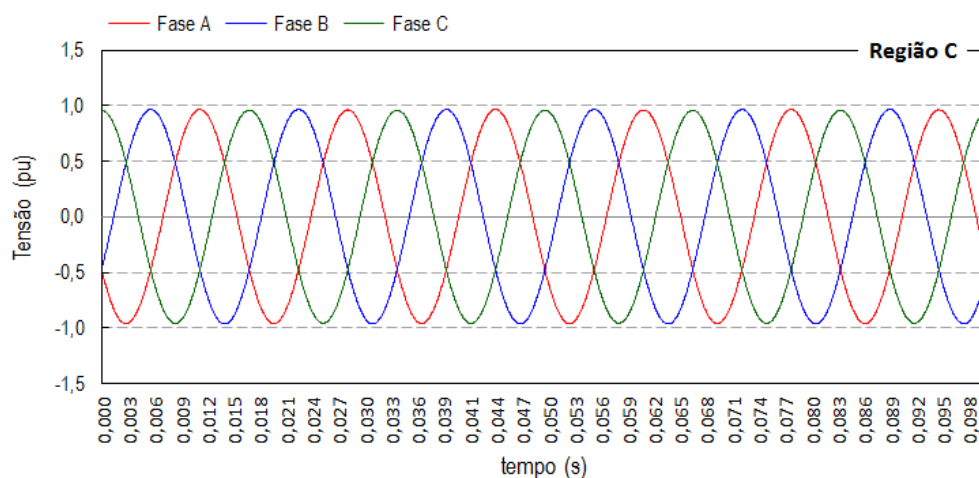


Figura 6.6 – Tensões de fase no secundário do transformador trifásico – Região C.

A figura 6.7 apresenta as correntes em regime permanente registradas no lado secundário do transformador trifásico (motor de indução), também trifásicas e equilibradas.

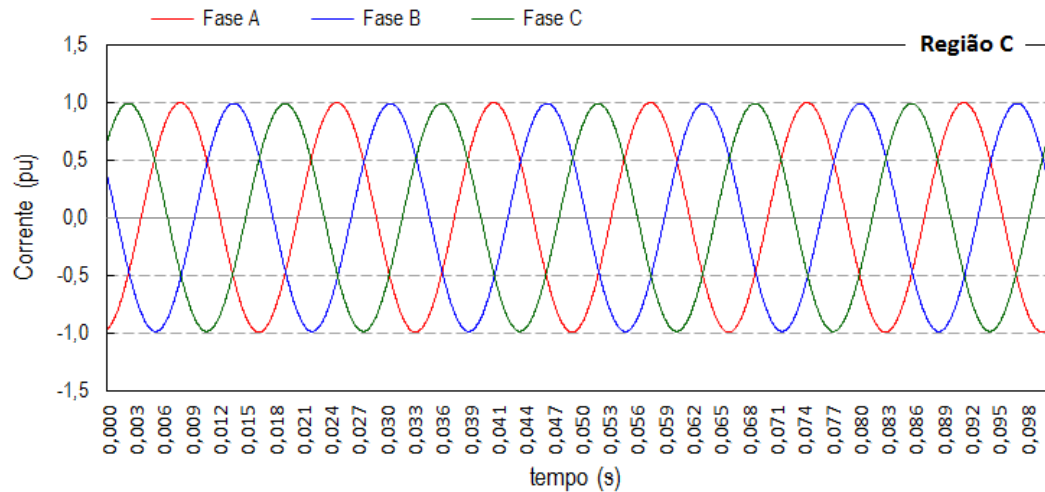


Figura 6.7 – Correntes de linha no lado do secundário do transformador trifásico – Região C.

Cabe ressaltar mais uma vez que as correntes são indicadas em *pu* na base da corrente nominal da carga. Por fim, procedeu-se a avaliação do desempenho do sistema proposto quando de uma solicitação brusca e transitória como, por exemplo, a solicitação decorrente da partida do motor de indução sob carga. As tensões e as correntes resultantes no barramento secundário do transformador trifásico estão indicadas na figura 6.8.

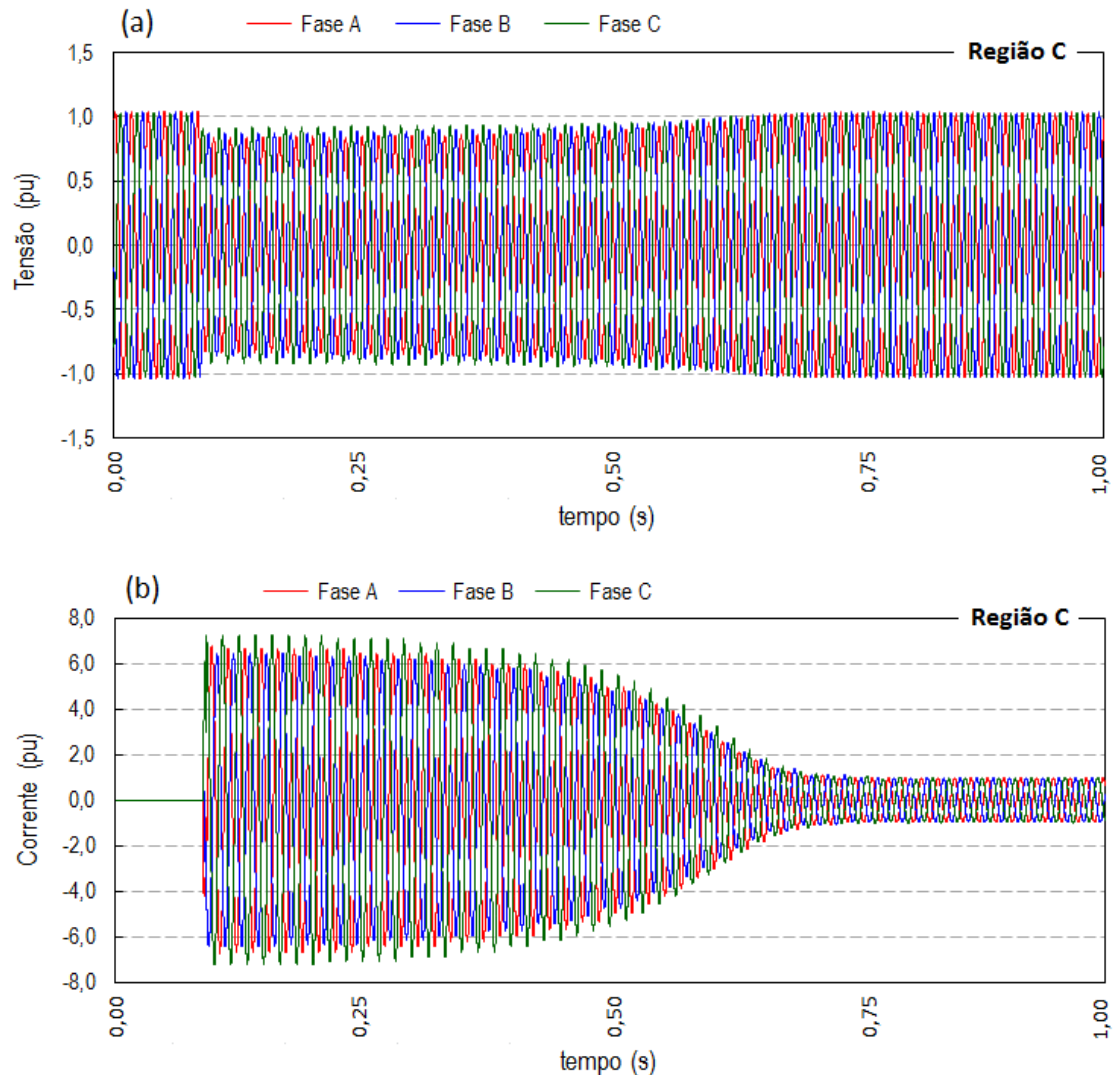


Figura 6.8 – Formas de onda verificadas no secundário do transformador trifásico durante o período de partida do motor de indução – Região C:

- (a) Tensões instantâneas;
(b) Correntes instantâneas.

Como pode ser observado na figura 6.8, o motor funcionou normalmente, como se estivesse sendo suprido por um sistema trifásico convencional.

6.4 – Conclusões do capítulo

A prática laboratorial permitiu constatar que, apesar do suprimento a dois condutores pelo lado primário, a partida do motor trifásico transcorreu sem anomalias, permanecendo o mesmo em funcionamento normal até o final do experimento. As formas de onda obtidas através de procedimentos experimentais encontram-se alinhados aos resultados obtidos de forma analítica e computacional.

CAPÍTULO VII

ANÁLISE DO IMPACTO DA RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO NO DESEMPENHO DO SISTEMA PROPOSTO

7.1 – Considerações iniciais

A efetivação da conversão mono-trifásica proposta neste trabalho apresenta uma série de condições, indicadas no Capítulo IV, sendo uma delas o aterramento do terminal do primário em delta do transformador conversor que não recebeu condutor fase do ramal de distribuição em média tensão.

O referido desenvolvimento matemático partiu de três potenciais elétricos nos terminais do primário em delta de um transformador trifásico: $V\angle\beta$ volts, $V\angle(\beta \pm 60^\circ)$ volts e 0 volts, onde V é a amplitude e β é o ângulo de fase. A obtenção de tal potencial nulo em um dos terminais do primário do transformador trifásico está condicionada a um aterramento sólido, com resistência de aterramento desprezível. Entretanto, sabe-se que tal resistência de aterramento, não apenas desprezível, mas também invariável no tempo, inexistente na prática.

Como verificado nos estudos desta tese, no método proposto o condutor de aterramento assume a tarefa de suprir o condutor fase ausente no ramal bifásico. Desta forma, ao invés de constituir apenas um caminho a ser usado pela corrente em situações críticas e eventuais, como um curto-circuito ou uma descarga atmosférica, o condutor de aterramento passa a ser um condutor vivo, conduzindo, a exemplo dos atuais sistemas MRT, correntes tão ou mais significativas, que as próprias correntes de linha verificadas nos condutores fase do ramal monofásico de média tensão.

Verifica-se, portanto, que caso a resistência do aterramento seja considerável, a tensão nos terminais da mesma definirá um potencial elétrico não nulo no terminal aterrado do primário em delta do transformador conversor.

Surgem, então, indagações a respeito da efetividade do método proposto em sistemas reais, com resistências de aterramento não desprezíveis e, ainda, sujeitas a consideráveis acréscimos em seu valor ôhmico durante as estações do ano relacionadas ao período seco. Além disso, observa-se um aumento no valor das resistências de aterramento com o tempo, devido ao envelhecimento dos próprios componentes do sistema de aterramento ou perda das propriedades condutivas dos aditivos químicos, em caso de solos tratados. Ainda, o eventual roubo de eletrodos ou cabos alteraria imediatamente o valor da resistência de aterramento.

Em todos os casos citados, é essencial especificar o grau de confiabilidade e segurança que se pode garantir a um consumidor suprido com um sistema trifásico de tensões através do método proposto. Desequilíbrios acima dos aceitáveis, sobretensões ou subtensões podem resultar em falhas na operação, interrupções no funcionamento ou mesmo queima de equipamentos domésticos e de máquinas vitais ao trabalho do produtor rural. A ocorrência de tais eventos, em virtude de um elevado valor de resistência de aterramento, seria inaceitável tanto pelo consumidor, quanto pela concessionária de distribuição de energia elétrica.

Deste modo, tornam-se fundamentais investigações com o intuito de verificar se resistências de aterramento com valores consideráveis invalidariam o método proposto, resultando em desequilíbrios inaceitáveis nas tensões verificadas no lado de baixa tensão do transformador conversor.

Neste sentido, é de indiscutível relevância a análise apresentada neste capítulo, relativa ao impacto da resistência de aterramento no desempenho elétrico do sistema trifásico a dois fios, conforme proposto. Entretanto, tendo em vista a simplicidade, além da pouca disposição financeira, relacionadas à implementação dos aterramentos nos transformadores de distribuição em áreas rurais, não serão aqui discutidos os elaborados cálculos matemáticos da resistência de aterramento nem os complexos e variados métodos de dimensionamento de sistemas de aterramento para as mais diversas aplicações.

Limitando-se aos fins almejados neste trabalho, serão apresentados os componentes de um sistema de aterramento, as características destes componentes, os fatores ambientais que alteram o valor da resistência de aterramento e formas práticas, simples e econômicas

para reduzir tal resistência caso esse valor ultrapasse o desejado. Por fim, apresenta-se o resultado de simulações computacionais para verificar do impacto da resistência de aterramento no desempenho do sistema proposto.

De forma complementar, esta tese apresenta informações adicionais relacionadas ao aterramento, em seus apêndices A e B, que descrevem, respectivamente, os fatores ambientais que afetam o aterramento e as características dos eletrodos de aterramento.

7.2 – Conceitos fundamentais relacionados ao aterramento

Entre os vários elementos fundamentais para o funcionamento adequado dos mais diversos tipos de sistemas elétricos, destaca-se o aterramento. Aterrar consiste em conectar intencionalmente um equipamento elétrico ou uma parte eletricamente condutiva de um sistema elétrico ao solo, através de um condutor elétrico [3],[69]. O objetivo é conseguir um perfeito contato, para que as correntes de fuga, oriundas de qualquer forma, possam ir a terra.

Essa ligação a terra permite o escoamento de cargas ou correntes de descarga, impedindo a energização de partes metálicas expostas ao contato de pessoas e animais e impedindo o carregamento de cargas estáticas [69]. Desta forma, o sistema de aterramento protege seres vivos e equipamentos, garantindo a segurança do sistema elétrico, a funcionalidade da instalação elétrica e a continuidade de serviço.

Adicionalmente, em função do escoamento das correntes para a terra, o aterramento controla o potencial dos pontos aterrados. Com isso, pode-se afirmar que o aterramento garante um meio seguro pra referenciar a tensão, limitando os níveis de potenciais na superfície do solo, ou a distribuição destes, a patamares seguros [69].

De modo geral, o aterramento de sistemas pode ser considerado uma medida meramente protetora, já que a corrente flui no circuito de terra somente durante situações não ideais, como nos casos de descargas atmosférica, curtos-circuitos, desbalanceamento entre fases, circulação de correntes de sequência zero ou atuação da proteção. Tal fato é observado tanto nos sistemas trifásicos quanto nos monofásicos fase-fase ou fase-neutro.

Além de limitar o potencial do ponto aterrado e assegurar, de maneira eficaz, o escoamento da corrente para a terra, outra importante aplicação associada ao aterramento elétrico é o caso do sistema de distribuição monofilar com retorno por terra [3].

Nestes sistemas MRT, observa-se que a corrente flui constantemente pelo aterramento, que além de servir como proteção, conduzirá a corrente do circuito [2]. O sistema de terra funciona como condutor vivo executando o papel de condutor de retorno desta corrente desde o primário do transformador monofásico de distribuição do consumidor rural até a subestação de distribuição.

É, portanto, fundamental que o aterramento do sistema MRT, exigido em todos os transformadores de distribuição, seja adequadamente projetado e instalado, assegurando segurança e funcionamento adequado, sob quaisquer condições de temperatura e umidade.

Nos sistemas MRT na versão neutro parcial, usados em locais com solos de alta resistividade, é formada uma malha de terra única através da interligação dos aterramentos dos transformadores de distribuição, reforçada por aterramentos acrescidos ao longo do ramal, reduzindo o valor da resistência de aterramento equivalente. A instalação deste malha de terra deve-se à dificuldade em conseguir que as resistências de aterramento dos transformadores permaneçam dentro dos limites máximos admitidos, frente à alta resistividade do terreno na região.

Conclui-se, portanto, que um aterramento insuficiente ou inexistente contribui para um tempo de inatividade desnecessário pela atuação da proteção, aumenta o risco de falhas de equipamentos causadas por raios ou correntes de fuga, expõe pessoas e animais ao risco de choque elétrico, induz a erros de instrumentação e aumenta os problemas com distorção harmônica e correntes de fuga.

Por fim, mesmo que o sistema de aterramento apresente valores baixos de resistência de aterramento ao ser instalado, deve-se testá-lo periodicamente. Tanto as hastes de aterramento, quanto suas conexões podem ter sido degradadas por solos corrosivos; com alto valor de umidade, com alto teor de sal ou sujeitos a altas temperaturas. Além da corrosão, as malhas de terra podem sofrer desconexão de soldas ou mesmo roubo de componentes do aterramento, em virtude do alto preço de alguns dos materiais nele utilizados.

Durante tais verificações, caso as medições indiquem um aumento de resistência superior a 20%, deve-se investigar a origem do problema e executar a correção necessária para reduzir a resistência, efetuando o tratamento químico do solo, substituindo ou adicionando hastes de aterramento ao sistema. Para fins de inspeção e manutenção, a ponta superior das hastes verticais, conhecida como cabeça da haste, deve estar a uma profundidade máxima de 50 cm em relação à superfície. Por motivos de segurança, os

condutores de interligação das hastes devem ser enterrados a uma profundidade típica de 50 cm sob a superfície.

Alguns erros comuns que podem comprometer seriamente a eficiência do aterramento consistem em subdimensionar o condutor de proteção, usar hastes cobreadas de pequeno comprimento e não garantir a continuidade de todos os pontos aterrados, o que envolve uma execução bastante cuidadosa das conexões dos cabos.

Outro cuidado a ser tomado, durante a instalação, está relacionado à força aplicada sobre a cabeça da haste cobreada para sua fixação. Se o impacto for direto, é usual que a cabeça da haste seja danificada, impedindo a colocação do conector ou a sua substituição, além de retirar a camada de cobre que reveste a haste, o que pode levar à oxidação.

7.2.1 – A impedância de aterramento

Um conceito importante para avaliar a natureza dos aterramentos é a chamada “Impedância de Aterramento”, que representa a oposição oferecida pelo solo à circulação decorrente elétrica no mesmo, através dos eletrodos [69].

Uma conexão a terra apresenta resistência, capacitância e indutância. Entretanto, na maior parte das aplicações, não se usa o termo “impedância de aterramento”, mas sim “resistência de aterramento”. Isto se deve ao fato de que, em geral, sob a frequência de operação do sistema elétrico, os efeitos reativos são praticamente desprezíveis. Em condições de baixa frequência, baixas correntes e valores de resistividade do solo não muito elevados, podem ser desprezados os efeitos capacitivos e a ionização do solo, determinando uma resistência linear para o aterramento [2].

Quantitativamente, a resistência de aterramento é determinada por medições no local que relacionam a tensão aplicada ao aterramento e a corrente resultante verificada [69].

Em qualquer caso, o aterramento deve possuir baixa resistência de aterramento e alta capacidade de condução de corrente, além de buscar um valor de resistência de aterramento invariável com as condições climáticas. Obtendo a menor resistência de aterramento possível provê-se um caminho ideal para as correntes no condutor de aterramento em condições normais de operação e de falta, sem ultrapassar limites que afetem a continuidade do serviço.

Ao ocorrer um curto-circuito ou fuga de corrente para a terra, espera-se que a corrente seja elevada o suficiente para que a proteção atue, eliminando o defeito o mais rápido

possível. Enquanto a proteção não atua, a corrente de defeito escoar para o solo, e gera potenciais distintos nas massas metálicas e superfícies do solo. Nestas situações, um aterramento adequado deve ser capaz de manter os níveis de potenciais produzidos pelas eventuais correntes que circularem pelo condutor de aterramento dentro de limites de segurança, de modo a não causar danos a equipamentos, choque elétrico e fibrilação ventricular em seres humanos.

7.2.2 – Valores recomendados para resistência de aterramento

O valor da resistência de aterramento representa sua eficácia. Desta forma, a resistência de aterramento ideal seria de $0 \, \Omega$, valor este infactível em termos práticos. Existe um grande desentendimento no que diz respeito ao que constitui um bom aterramento e qual deve ser o valor de resistência de aterramento, não sendo definido um limite de resistência de aterramento padrão que seja reconhecido por todas as concessionárias de energia elétrica. O consenso geral é apenas de atingir o menor valor de resistência de aterramento cabível econômica e fisicamente.

Como visto no capítulo II, o NFPA e o IEEE recomendam que a resistência de aterramento seja inferior $5 \, \Omega$. Em geral, uma resistência de terra de $10 \, \Omega$ é considerada muito adequada. Entretanto, reconhece-se que valores desta ordem são difíceis de atingir em solos de elevada resistividade. Em Minas Gerais, pelas características do solo com maior resistividade, a resistência de aterramento típica fica entre $5 \, \Omega$ e $50 \, \Omega$. A tabela 7.1 ilustra resistividades típicas do solo [1],[3].

Tabela 7.1 – Resistividades típicas em algumas regiões do Brasil [1],[3].

Região	Valores típicos de resistividade do solo [$\Omega.m$]
Minas Gerais	2450
São Paulo	700
Paraná	200-1000
Mato Grosso	500-2000
Pernambuco	100-2000

Usualmente os valores adotados pelas concessionárias para resistência de malha de terra são de $1 \, \Omega$ para subestações de transmissão e entre $1 \, \Omega$ e $5 \, \Omega$ para subestações de

distribuição. Ressalta-se novamente que estes valores de resistência não são adotados como padrão, variando entre as diferentes concessionárias de energia elétrica.

Quanto ao aterramento da subestação do consumidor em média tensão, a norma ND-5.3 da Cemig [70] estabelece que a malha de terra seja executada pelo próprio consumidor, sendo que a concessionária fará a verificação da resistência de aterramento resultante e seu valor não pode ultrapassar $10\ \Omega$. Caso o valor encontrado seja superior a $10\ \Omega$, independente da época do ano em que a medição foi feita, o consumidor deverá ampliar a malha de terra de forma a obter o valor especificado.

Já em relação ao aterramento dos transformadores de distribuição para redes de média tensão, a Cemig define as instruções para redes de distribuição aéreas rurais, para sistemas trifásicos e monofásicos, nas tensões primárias de 13.800 V e 7.967 V, segundo a ND-2.2, manual de distribuição referente às instalações básicas de redes de distribuição aéreas rurais [71]. Seu sistema de distribuição é com neutro contínuo multi-aterrado, interligado à malha de terra das subestações e devem ser usadas quantas hastes de aterramento forem necessárias para que a resistência seja de, no máximo, $80\ \Omega$.

A CEMAR (Centrais Elétricas do Maranhão) solicita no máximo $10\ \Omega$ para o aterramento dos transformadores de distribuição, em qualquer época do ano [72]. Este mesmo valor é admitido pela Celesc (Centrais Elétricas de Santa Catarina) [73] e pela Celtins (Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins) [68], tanto para suas redes rurais de 13,8 kV quanto de 34,5 kV.

A Orientação Técnica da CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz) referente aos aterramentos na distribuição [74] determina dois limites para resistência de aterramento de transformadores rurais, um para terreno seco e outro para terreno molhado, sendo admitidas tolerâncias no mesmo valor da resistência recomendadas, como indica a tabela 7.2.

Tabela 7.2 – Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela CPFL [74].

Tipo de transformador de distribuição	Tipo de terreno	Resistência de terra limite [Ω]	Tolerância
Rural	Seco	25	+ 25
	Úmido	10	+ 10
Demais	-	25	0

Outras concessionárias não seguem a tendência de estender os mesmos valores máximos de resistências de terra adotados para os transformadores de potências mais elevadas aos de menor potência [7], determinando a máxima resistência de terra nos

aterramentos dos transformadores de distribuição de acordo com sua potência. Quanto maior a potência de tal transformador, menor a resistência de terra admissível.

A Celpe (Companhia Energética de Pernambuco) admite no máximo 10 Ω em atendimentos em média tensão na área urbana, medidos em qualquer época do ano. Entretanto, em linhas MRT, especifica valores segundo a tabela 7.3, recomendando que não sejam efetuadas medições em terreno molhado [24]. Se os valores da tabela não forem atingidos nem mesmo com 5 (cinco) ou mais hastes, o sistema MRT com neutro parcial deverá ser usado.

Tabela 7.3 – Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela Celpe [24].

Potência do transformador [kVA]	Resistência de terra limite [Ω]	
	Terreno seco	Terreno molhado
3	65	33
5	40	20
10	20	10
15	15	8

No Pará, a Celpa, pertencente ao grupo Rede Energia, limita a resistência de aterramento de seus transformadores de distribuição monofásicos conforme a tabela 7.4 [75]. A norma da Celpa ressalta que as medições para verificação dos valores da resistência de terra devem ser feitas no solo seco, tendo havido sol há pelo menos três dias. Verifica-se na tabela que predomina o valor de 20 Ω , com exceção do caso de transformadores de 15 kVA e 25 kVA, sob $13,8/\sqrt{3}$ kV, para os quais determinam-se, como valores máximos de resistências de terra, 14 Ω e 9 Ω , respectivamente.

Tabela 7.4 – Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela Celpa [75].

Tensão [kV]	Potência do transformador [kVA]				
	3	5	10	15	25
$34,5/\sqrt{3}$	20 Ω	20 Ω	20 Ω	20 Ω	20 Ω
$13,8/\sqrt{3}$	20 Ω	20 Ω	20 Ω	14 Ω	9 Ω

A Cemat [76], pertencente ao mesmo grupo Rede Energia, especifica resistências de aterramento máximas no Mato Grosso como indica a tabela 7.5. Verifica-se que são exatamente os mesmos valores limites de resistências de aterramento nos transformadores de distribuição monofásicos definidos pela Celpa. Quanto aos transformadores de distribuição trifásicos da Cemat, estes têm resistência de aterramento limitada a 20 Ω , independente da tensão de linha da rede ser de 13,8 kV ou 34,5 kV.

Tabela 7.5 – Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela Cemat [76].

Tensão [kV]	Transformador trifásico	Potência do transformador monofásico [kVA]				
		3	5	10	15	25
34,5	20 Ω	-	-	-	-	-
34,5/ $\sqrt{3}$	-	20 Ω	20 Ω	20 Ω	20 Ω	20 Ω
13,8	20 Ω	-	-	-	-	-
13,8/ $\sqrt{3}$	-	20 Ω	20 Ω	20 Ω	14 Ω	9 Ω

A Copel especifica em seu manual de instruções técnicas para aterramento de redes de distribuição [77] que os valores de resistência de aterramento devem ser limitados segundo a tabela 7.6. Podem ser utilizadas até 6 (seis) hastes de terra para conseguir tal valor.

Tabela 7.6 – Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela Copel [77].

Tensão [kV]	Transformador trifásico	Potência do transformador monofásico [kVA]				
		3	5	10	15	25
34,5	10 Ω	-	-	-	-	-
34,5/ $\sqrt{3}$	-	-	-	50 Ω	33 Ω	20 Ω
13,8	20 Ω	-	-	-	-	-
13,8/ $\sqrt{3}$	-	-	-	50 Ω	33 Ω	20 Ω

No Rio Grande do Sul, a CEEE especifica, em sua norma para elaboração de projetos de redes aéreas de distribuição rurais [25], que o valor da resistência de aterramento não deve ser, em qualquer época do ano, superior aos limites dados na tabela 7.7.

Tabela 7.7 – Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela CEEE [25].

Transformadores de distribuição	Tensão primária	Potência do transformador	Resistência de terra limite [Ω]
Trifásicos ou monofásicos fase-fase	qualquer	qualquer	20
Monofásicos fase-neutro	23/ $\sqrt{3}$ kV	Até 15 kVA	20
		25 kVA	15
Monofásicos fase-neutro	13,8/ $\sqrt{3}$ kV	Até 15 kVA	20
		25 kVA	10

A Coelce (Companhia Energética do Ceará) também admite no máximo 10 Ω em atendimentos em média tensão na área urbana. Já para os transformadores monofásicos de distribuição conectados a linhas de 13,8/ $\sqrt{3}$ kV, especifica os valores máximos de resistência de terra, medidas em qualquer época do ano, conforme a tabela 7.8 [78]. Caso tais valores

não sejam atingidos com até 6 (seis) hastes interligadas, deve-se optar pelo sistema MRT com neutro parcial.

Tabela 7.8 – Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela Coelce [78].

Potência do transformador [kVA]	Resistência de terra limite [Ω]
5	40
10	20

A Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) é a maior companhia do setor de energia elétrica da América Latina, sendo uma empresa de capital aberto, controlada pelo governo brasileiro, que atua nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A companhia lidera um sistema composto de uma empresa de participações (Eletropar), o maior centro de pesquisas do ramo no hemisfério Sul (Cepel) e ainda detém metade do capital da Itaipu Binacional, em nome do governo brasileiro. Além disso, atualmente, a companhia controla 12 subsidiárias: Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco), Furnas, Eletrosul, Eletronorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil), CGTEE (Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica), Eletronuclear, Distribuição Acre, Amazonas Energia, Distribuição Roraima, Distribuição Rondônia, Distribuição Piauí e Distribuição Alagoas. Todos os nomes citados anteriormente são precedidos pela palavra “Eletrobrás”, identificando o grupo a que pertencem.

A Eletrobrás limita, em toda sua área de concessão, resistências de aterramento de acordo com a potência do transformador e a tensão da linha em que o mesmo encontra-se instalado, como mostra a tabela 7.9 [7].

Tabela 7.9 – Valores máximos de resistências de aterramento permitidos pela Eletrobrás [7].

Tensão [kV]	Potência do transformador [kVA]				
	3	5	10	15	25
$34,5/\sqrt{3}$	100Ω	100Ω	$53,1 \Omega$	$35,4 \Omega$	$21,2 \Omega$
$23/\sqrt{3}$	100Ω	$70,8 \Omega$	$35,4 \Omega$	$23,6 \Omega$	$14,2 \Omega$
$13,8/\sqrt{3}$	71Ω	$42,5 \Omega$	$21,2 \Omega$	$14,2 \Omega$	$8,5 \Omega$

Os valores adotados pela Eletrobrás e especificados na tabela 7.9, são exatamente os mesmos admitidos pela Enersul (Empresa Energética de Mato Grosso do Sul), pertencente ao grupo Rede Energia [19].

Verifica-se que o valor máximo de resistência de terra admitido varia consideravelmente de uma concessionária de energia elétrica para outra. Apenas é consenso que estes valores devem ser medidos em períodos secos, por corresponderem aos meses do

ano mais desvantajosos para o aterramento. No período úmido, o alto teor de umidade do solo aumenta a condutividade do solo, facilitando o escoamento das correntes em terra e, portanto, diminuindo drasticamente a resistência do aterramento.

7.3 – Simulações computacionais relacionadas ao impacto da resistência de aterramento no sistema proposto

As seções 7.1 e 7.2 relataram importantes funções de um sistema de aterramento, como a proteção de seres vivos e de equipamentos elétricos. Entretanto, especificamente no sistema de atendimento a cargas trifásicas proposto neste trabalho, verifica-se que o aterramento tem outra função primordial: garantir a determinação de um potencial elétrico desprezível no terminal do primário do transformador conversor que não recebe o condutor fase. Desta forma, dá-se continuidade aos trabalhos por meio da investigação do efeito de diferentes valores de resistência de aterramento no sistema de suprimento trifásico a dois condutores.

7.3.1 – Descrição do sistema modelado

As simulações realizadas no Capítulo V contemplaram três casos: carga equilibrada, carga desequilibrada de impedância constante e partida de um motor de indução trifásico. A tabela 7.10 resume cada caso estudado, mostrando os desequilíbrios verificados nos lados de média e baixa tensão do transformador trifásico conversor de 30 kVA em condições de resistência de aterramento desprezível. Todos estes casos consideraram um transformador monofásico de 15 kVA para inversão de polaridade.

Tabela 7.10 – Casos modelados no Capítulo V com resistência de aterramento desprezível.

Carga suprida pelo sistema proposto	Descrição	Desequilíbrio observado entre as tensões fase-fase do transformador trifásico	
		Primário	Secundário
Carga trifásica RL equilibrada	Impedância constante; conexão estrela; resistência de 5,22667 Ω e indutância de 4,1453 mH em cada fase.	0,683%	0,677%
Carga trifásica RL desequilibrada	Impedância constante; conexão estrela: - Fase “A”: carga puramente resistiva de 1,536 Ω, - Fase “B”: carga de resistência igual a 1,431 Ω em série com uma indutância de 3,969 mH, - Fase “C”: carga de resistência igual a 3,523 Ω em série com uma indutância de 1,029 mH.	1,888%	2,109%
Motor de indução trifásico	Potência nominal de 3 cv; 4 pólos; velocidade de rotação 1720 rpm; 127/220 V; rendimento de 93%; fator de potência de 0,73; $I_p/I_n=6,6$; momento de inércia de $8 \cdot 10^{-3} \text{ kg.m}^2$.	0,328%	0,336%

Os resultados da tabela 7.10 evidenciam valores aceitáveis de desequilíbrio em todas as situações sob resistência de aterramento desprezível, mesmo no caso 2 que contemplou uma carga fortemente desequilibrada e registrou o desequilíbrio mais considerável entre os casos simulados.

Para uma correta avaliação do impacto da resistência de aterramento no nível de desequilíbrio de tensão verificado na carga trifásica de baixa tensão, as simulações foram baseadas no caso 1, considerando cargas perfeitamente equilibradas, de forma a se desconsiderar qualquer fator externo na avaliação do desequilíbrio resultante.

Prossegue-se, então, com investigações no ATP referentes a casos com resistências de aterramento variando até 80 Ω . A figura 7.1 ilustra o sistema simulado, sendo os dados usados nestas novas simulações, os mesmos especificados na seção 5.2, que se refere às características do sistema modelado. Entretanto, a figura 7.1 evidencia que os transformadores monofásico e trifásico não são mais solidamente aterrados, através de resistência de terra desprezíveis, como adotado nos capítulos IV e V.

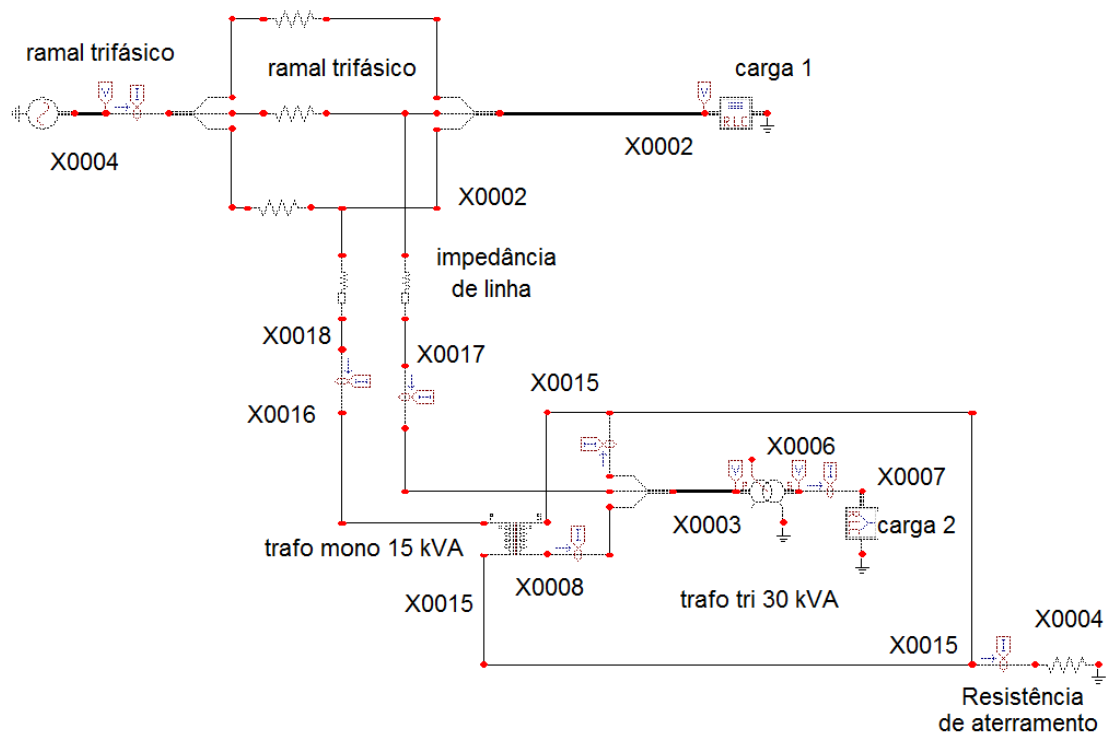


Figura 7.1 – Sistema modelado no ATP - Resistência de aterramento variada entre 0 e 80 Ω .

Observa-se na figura que o sistema modelado inclui um transformador trifásico de 30 kVA que recebe, em seu primário em delta, a fase “B” diretamente do ramal monofásico, derivado do ramal de distribuição trifásico. Já a fase “C” tem sua polaridade invertida por um transformador monofásico de 15 kVA e, então, chega ao transformador trifásico. Como a fase “A” inexistente no ramal de média tensão, o terminal do transformador trifásico, referente a tal fase é aterrado, assim como os dois terminais do transformador monofásico, de forma a garantir polaridade aditiva ao mesmo.

7.3.2 – Resultados das simulações para análise do impacto da resistência de aterramento

A fim de limitar o desequilíbrio obtido apenas ao efeito do valor da resistência de aterramento, inicialmente são efetuadas simulações em que são verificadas condições ideais na carga suprida pelo transformador conversor.

Neste primeiro estudo, é conectada ao secundário do transformador uma carga trifásica RL, de impedância constante e equilibrada, conectada em estrela, com resistência

de $5,22667 \, \Omega$ e indutância de $4,1453 \, \text{mH}$ por fase ou $Z_{a2} = Z_{b2} = Z_{c2} = (5,4553 \angle 16,65^\circ) \, \Omega$, já analisada matematicamente, no Capítulo IV, e computacionalmente, no Capítulo V, ambos com aterramentos sólidos de resistência desprezível ($0,1 \, \Omega$) nos transformadores.

Além disso, atentou-se ao carregamento dos transformadores, dado este que os Capítulos IV e V mostraram influir no grau de desequilíbrio do sistema de tensões obtido. A referida carga consome $2,96 \, \text{kVA}$ por fase ou, em termos da potência trifásica total, $8,87 \, \text{kVA}$, o que corresponde a um carregamento de $29,57\%$ do transformador trifásico de potência nominal igual a $30 \, \text{kVA}$, desprezando as perdas internas nos dispositivos do sistema e as quedas de tensão entre o transformador conversor e as cargas do consumidor rural. Já as potências verificadas no lado de média tensão são de $5,12 \, \text{kVA}$ em cada uma das duas fases existentes no ramal monofásico e nula no terminal aterrado solidamente. O valor de $5,12 \, \text{kVA}$ na fase que comporta o transformador monofásico de $15 \, \text{kVA}$, corresponde a um carregamento de $34,13\%$, também desconsiderando as perdas.

A tabela 7.11 apresenta os resultados de nove simulações, todas com esta carga constante e equilibrada, representando ainda um baixo carregamento aos transformadores envolvidos no sistema de conversão mono-trifásica. Nestas novas simulações o valor da resistência de aterramento será variado até $80 \, \Omega$, em intervalos de $10 \, \Omega$. Considera-se que tais valores sejam razoáveis em virtude dos valores máximos de resistências de terra dos transformadores de distribuição, exigidos pelas concessionárias de energia elétrica no Brasil, variarem entre 10 e $80 \, \Omega$.

Tabela 7.11 – Simulações computacionais com resistências de terra variando entre 0 e 80 Ω .

Caso	R_{terra} [Ω]	Lado de média tensão				Lado de baixa tensão			
I	0	Tensões fase-neutro eficazes verificadas no 1 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{a(p)}$	$V_{b(p)}$	$V_{c(p)}$	Tensões fase-fase eficazes verificadas no 2 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{ab(s)}$	$V_{bc(s)}$	$V_{ca(s)}$
			0	7967	7957		219,3	217,2	217
		Correntes no condutor de aterramento (fase “A”) e de linha nas fases “B” e “C” [A]	$I_{a(p)}$	$I_{b(p)}$	$I_{c(p)}$	Correntes de linha nas fases “A”, “B” e “C” [A]	$I_{a(s)}$	$I_{b(s)}$	$I_{c(s)}$
			1,094	0,642	0,643		23,12	23,15	22,9
II	10	Tensões fase-neutro eficazes verificadas no 1 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{a(p)}$	$V_{b(p)}$	$V_{c(p)}$	Tensões fase-fase eficazes verificadas no 2 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{ab(s)}$	$V_{bc(s)}$	$V_{ca(s)}$
			10,91	7967	7940		219,3	216,9	216,5
		Correntes no condutor de aterramento (fase “A”) e de linha nas fases “B” e “C” [A]	$I_{a(p)}$	$I_{b(p)}$	$I_{c(p)}$	Correntes de linha nas fases “A”, “B” e “C” [A]	$I_{a(s)}$	$I_{b(s)}$	$I_{c(s)}$
			1,091	0,641	0,641		23,09	23,14	22,84
III	20	Tensões fase-neutro eficazes verificadas no 1 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{a(p)}$	$V_{b(p)}$	$V_{c(p)}$	Tensões fase-fase eficazes verificadas no 2 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{ab(s)}$	$V_{bc(s)}$	$V_{ca(s)}$
			21,77	7967	7924		219,3	216,6	216,0
		Correntes no condutor de aterramento (fase “A”) e de linha nas fases “B” e “C” [A]	$I_{a(p)}$	$I_{b(p)}$	$I_{c(p)}$	Correntes de linha nas fases “A”, “B” e “C” [A]	$I_{a(s)}$	$I_{b(s)}$	$I_{c(s)}$
			1,088	0,639	0,639		23,07	23,14	22,78
IV	30	Tensões fase-neutro eficazes verificadas no 1 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{a(p)}$	$V_{b(p)}$	$V_{c(p)}$	Tensões fase-fase eficazes [V]	$V_{ab(s)}$	$V_{bc(s)}$	$V_{ca(s)}$
			32,56	7967	7908		219,3	216,2	215,5
		Correntes no condutor de aterramento (fase “A”) e de linha nas fases “B” e “C” [A]	$I_{a(p)}$	$I_{b(p)}$	$I_{c(p)}$	Correntes de linha nas fases “A”, “B” e “C” [A]	$I_{a(s)}$	$I_{b(s)}$	$I_{c(s)}$
			1,085	0,639	0,638		23,05	23,13	22,72
V	40	Tensões fase-neutro eficazes verificadas no 1 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{a(p)}$	$V_{b(p)}$	$V_{c(p)}$	Tensões fase-fase eficazes verificadas no 2 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{ab(s)}$	$V_{bc(s)}$	$V_{ca(s)}$
			43,31	7967	7892		219,3	215,9	215,0
		Correntes no condutor de aterramento (fase “A”) e de linha nas fases “B” e “C” [A]	$I_{a(p)}$	$I_{b(p)}$	$I_{c(p)}$	Correntes de linha nas fases “A”, “B” e “C” [A]	$I_{a(s)}$	$I_{b(s)}$	$I_{c(s)}$
			1,083	0,638	0,637		23,02	23,13	22,66
VI	50	Tensões fase-neutro eficazes verificadas no 1 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{a(p)}$	$V_{b(p)}$	$V_{c(p)}$	Tensões fase-fase eficazes verificadas no 2 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{ab(s)}$	$V_{bc(s)}$	$V_{ca(s)}$
			53,99	7967	7877		219,3	215,6	214,5
		Correntes no condutor de aterramento (fase “A”) e de linha nas fases “B” e “C” [A]	$I_{a(p)}$	$I_{b(p)}$	$I_{c(p)}$	Correntes de linha nas fases “A”, “B” e “C” [A]	$I_{a(s)}$	$I_{b(s)}$	$I_{c(s)}$
			1,08	0,637	0,635		23	23,12	22,6
VII	60	Tensões fase-neutro eficazes verificadas no 1 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{a(p)}$	$V_{b(p)}$	$V_{c(p)}$	Tensões fase-fase eficazes verificadas no 2 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{ab(s)}$	$V_{bc(s)}$	$V_{ca(s)}$
			64,62	7967	7861		219,3	215,3	214,0
		Correntes no condutor de aterramento (fase “A”) e de linha nas fases “B” e “C” [A]	$I_{a(p)}$	$I_{b(p)}$	$I_{c(p)}$	Correntes de linha nas fases “A”, “B” e “C” [A]	$I_{a(s)}$	$I_{b(s)}$	$I_{c(s)}$
			1,077	0,635 8	0,634		22,98	23,11	22,54
VIII	70	Tensões fase-neutro eficazes verificadas no 1 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{a(p)}$	$V_{b(p)}$	$V_{c(p)}$	Tensões fase-fase eficazes verificadas no 2 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{ab(s)}$	$V_{bc(s)}$	$V_{ca(s)}$
			75,2	7967	7845		219,3	214,9	213,5
		Correntes no condutor de aterramento (fase “A”) e de linha nas fases “B” e “C” [A]	$I_{a(p)}$	$I_{b(p)}$	$I_{c(p)}$	Correntes de linha nas fases “A”, “B” e “C” [A]	$I_{a(s)}$	$I_{b(s)}$	$I_{c(s)}$
			1,074	0,635	0,633		22,96	23,11	22,49
IX	80	Tensões fase-neutro eficazes verificadas no 1 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{a(p)}$	$V_{b(p)}$	$V_{c(p)}$	Tensões fase-fase eficazes verificadas no 2 ^{ário} do transformador trifásico [V]	$V_{ab(s)}$	$V_{bc(s)}$	$V_{ca(s)}$
			85,72	7967	7830		219,3	214,6	213
		Correntes no condutor de aterramento (fase “A”) e de linha nas fases “B” e “C” [A]	$I_{a(p)}$	$I_{b(p)}$	$I_{c(p)}$	Correntes de linha nas fases “A”, “B” e “C” [A]	$I_{a(s)}$	$I_{b(s)}$	$I_{c(s)}$
			1,071	0,634	0,631		22,93	23,10	22,43

A tabela 7.11 mostrou que, mesmo na simulação com o valor de resistência de aterramento equivalente a 80Ω , valor alto e atípico no Brasil, o desequilíbrio de tensão manteve-se abaixo dos valores de referência estabelecidos pelo PRODIST – módulo 8 [67]. A tabela 7.12 sintetiza observações relacionadas aos casos simulados com carga equilibrada e resistência de terra variada conforme a tabela 7.11.

Tabela 7.12 – Síntese dos resultados obtidos nas simulações com carga equilibrada e resistência de aterramento crescente.

Descrição				Comportamento perante o crescimento no valor da resistência de terra
Lado de média tensão	Tensões sobre os enrolamentos do primário do transformador trifásico	AB	Tensão entre o terminal aterrado “A” e a fase “B”, conectada diretamente no tronco trifásico.	A tensão cresceu por volta de 10 V a cada acréscimo de 10Ω na resistência de aterramento.
		BC	Tensão entre a fase “B” e a fase “C”, que teve sua polaridade invertida.	Manteve seu valor inalterado em todos os casos simulados.
		CA	Tensão entre a fase “C” e o terminal aterrado “A”.	Cada acréscimo de 10Ω na resistência de aterramento foi acompanhado de uma ligeira queda na tensão, por volta de 0,2%, sobre o enrolamento.
	Correntes	A	Corrente no condutor de aterramento.	A cada acréscimo de 10Ω observou-se um pequeno decréscimo, por volta de 0,2%, no valor das correntes no lado de média tensão, tanto no condutor de aterramento, quanto nos dois condutores fase do ramal bifásico.
		B	Corrente de linha da fase “B” no ramal bifásico.	
		C	Corrente de linha da fase “C”, medida no ramal bifásico, no lado do primário do transformador monofásico 1:1.	
Lado de baixa tensão	Tensões sobre os enrolamentos do secundário do transformador trifásico			Cada acréscimo de 10Ω em R_{terra} foi acompanhado de uma ligeira queda no valor das tensões. Na simulação com resistência de terra desprezível verificou-se que a menor tensão de linha disponível para o consumidor era 1,36% inferior à tensão nominal. Já no pior caso, com $R_{\text{terra}} = 80 \Omega$, observou-se uma das tensões de linha 3,2% abaixo da nominal. Em relação ao desequilíbrio entre as tensões de linha, foco das preocupações do presente estudo, o aumento foi de apenas 0,2% a cada acréscimo de 10Ω na resistência de aterramento.
	Correntes de linha no lado de baixa tensão			Praticamente não sofreram alterações

Na sequência são apresentadas as formas de onda das tensões, nos lados de baixa e média tensão, referentes ao caso IX, com a resistência de aterramento ajustada para 80Ω . Trata-se ao do caso mais crítico entre as simulações ilustradas na tabela 7.11. Devido à similaridade entre os resultados, que indicaram apenas uma pequena diferença na amplitude

dos sinais monitorados, as formas de onda relacionadas a este caso IX são as únicas apresentadas.

A figura 7.2 ilustra as tensões fase-neutro no primário do transformador conversor e seus respectivos valores eficazes, relacionadas ao caso IX.

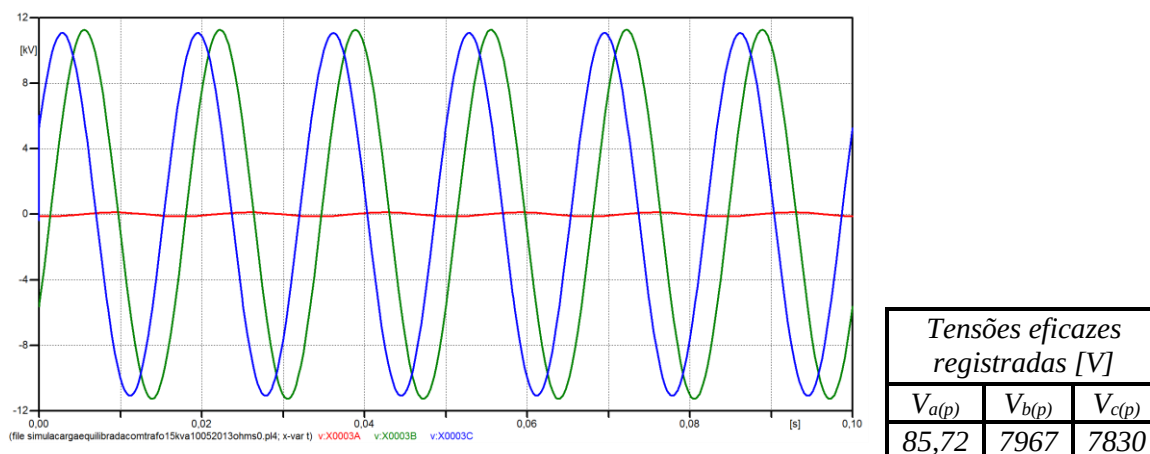


Figura 7.2 – Tensões fase-neutro no primário do transformador conversor, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde), fase “C” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso IX.

Na simulação com resistência de aterramento desprezível, verificou-se tensões fase-neutro no primário do transformador conversor com os valores eficazes $V_{a(p)} = 0$ V, $V_{b(p)} = 7967$ V e $V_{c(p)} = 7957$ V. Já na simulação considerando resistência de aterramento de 80Ω , a fase “B”, por ser conectada diretamente ao ramal bifásico, não apresentou alterações, enquanto o potencial do terminal aterrado, $V_{a(p)}$, teve um acréscimo de 85,72 V devido ao alto valor da resistência de aterramento. No terminal “C” observou-se um decréscimo de 127 V, o que corresponde a uma queda de 1,6% em relação ao valor de potencial elétrico observado neste terminal na ocasião em que a resistência de aterramento foi mantida em um valor desprezível ($0,1 \Omega$).

A figura 7.3 é relativa às tensões fase-neutro no secundário do transformador conversor e seus respectivos valores eficazes, obtidas na situação do Caso IX.

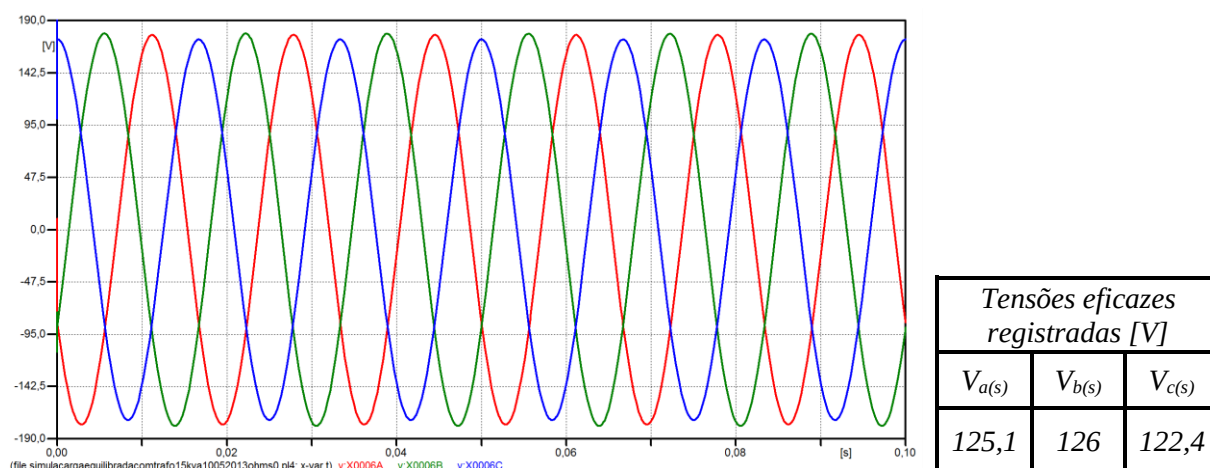


Figura 7.3 – Tensões fase-neutro no secundário do transformador conversor, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde), fase “C” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso IX.

Finalmente, a figura 7.4 ilustra as tensões fase-fase no secundário do transformador trifásico relativas ao Caso IX. A figura também apresenta os respectivos valores eficazes e o desequilíbrio verificado entre as tensões de linha no lado de baixa tensão do transformador conversor, segundo o método CIGRÉ. Tal fator de desequilíbrio tem seu método de cálculo especificado segundo as equações (5.1) e (5.2), definidas no Capítulo V deste trabalho. Observa-se que o desequilíbrio verificado, nas condições de resistência de aterramento igual a 80 Ω , foi de 1,760%, valor este considerado aceitável.

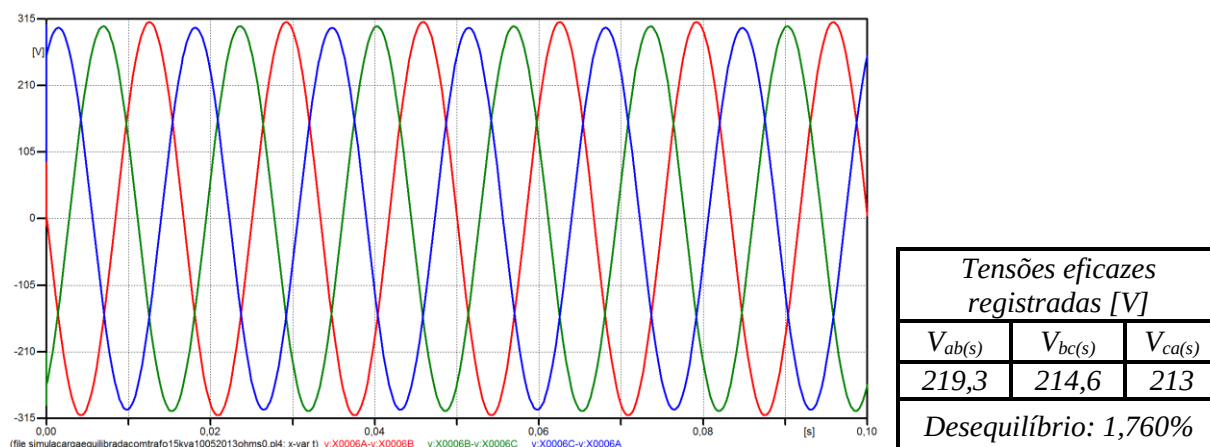


Figura 7.4 – Tensões fase-fase no secundário do transformador conversor, “AB” (vermelho), “BC” (verde), “CA” (azul) e correspondentes valores eficazes – Caso IX.

7.4 – Conclusões do capítulo

Para fins dos estudos destinados a avaliação da eficácia do processo de conversão proposto no presente trabalho perante resistências de aterramento não desprezíveis, optou-se pela ilustração de uma condição operativa com suprimento a uma carga secundária trifásica equilibrada. Foram efetuadas diversas simulações nas quais o valor da resistência de aterramento foi variado entre 0 e 80 Ω , com intervalos de 10 Ω . O programa computacional utilizado nas simulações foi o ATP. Em todos os casos estudados o resultado mostrou-se satisfatório, resultando em desequilíbrios compatíveis com um sistema trifásico convencional submetido às condições descritas.

CAPÍTULO VIII

ANÁLISE DO DESEMPENHO DO SISTEMA PROPOSTO EM CONDIÇÕES DE PERTURBAÇÃO

8.1 – Considerações iniciais

O fornecimento confiável, seguro e econômico da eletricidade constitui uma das principais atribuições das concessionárias de energia elétrica, seja na distribuição urbana, seja na rural. Deste modo, é grande a relevância da qualidade de energia, a qual considera não apenas a ocorrência de perturbações no sistema elétrico, mas também o número e os tipos de distúrbios verificados, ou seja, quais eventos a rede percebe e quantas vezes eles se repetem em um determinado período de tempo [79].

Preocupações relacionadas à qualidade de energia elétrica no meio rural cresceram devido à sofisticação dos equipamentos usados no campo e também pelo valor das tarifas cobradas pelas concessionárias, induzindo à exigência de que a energia fornecida mantenha-se em parâmetros adequados, sem distúrbios que possam afetar o desempenho ou mesmo o funcionamento dos equipamentos, sujeitando-os a falhas ou mesmo a danos mais graves [30].

A constatação de tensões com valores inferiores aos nominais é bastante comum no ponto de entrega de energia ao consumidor rural. Isso decorre da característica do sistema de distribuição rural ser predominantemente constituído por longas redes monofásicas. Os consideráveis comprimentos destas linhas de média tensão resultam em quedas de tensão nos alimentadores determinando níveis de tensão inferiores aos nominais no primário do transformador do consumidor rural.

Deste modo, no que tange ao aspecto da qualidade de energia, representada nas áreas rurais principalmente pelos afundamentos de tensão, as concessionárias optam em geral, pela instalação de reguladores de tensão no lado de alta tensão dos transformadores monofásicos de distribuição ou, ainda, como solução mais barata, a instalação de bancos de capacitores no lado de baixa tensão.

Além deste típico fenômeno em áreas rurais, outros eventos como partidas de motores nos consumidores rurais vizinhos e eventuais curtos-circuitos determinam frequentemente afundamentos momentâneos de tensão. As variações de tensão são, pela natureza do tipo de fornecimento às zonas rurais, um item com maiores complexidades de manutenção que no setor urbano [80].

De fato, motores elétricos, equipamentos de utilização comum na zona rural, são fontes de perturbação caso não sejam dimensionados, instalados e operados corretamente. Limitar a corrente de partida evita transitórios que possam ocasionar quedas de tensão ou mesmo sua interrupção, evitando distúrbios na rede de alimentação e aumento da demanda de energia [80].

Transtornos ainda maiores são verificados em situações de faltas transitórias ou permanentes decorrentes das descargas atmosféricas indiretas e diretas. Tais descargas atmosféricas são responsáveis por aproximadamente 80% das interrupções acidentais causadas por fenômenos naturais, o que equivale a 40% do número total de interrupções percebidas no sistema de distribuição de média tensão da Cemig [79].

Além das descargas atmosféricas, outros eventos frequentemente associados ao desligamento das linhas de distribuição são [11],[79]:

- Falhas de equipamentos conectados à linha;
- Contato eventual de árvores ou de pássaros na linha;
- Acidentes com veículos;
- Ventos fortes;
- Manutenção em equipamentos do consumidor ou de seus vizinhos;
- Vandalismo relacionado principalmente ao roubo de cabos.

Em geral, o fornecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição pode ter sua qualidade avaliada nos seguintes aspectos [18]:

- Continuidade no fornecimento;
- Nível de tensão;

- Oscilações de tensão;
- Desequilíbrios de tensão;
- Distorções harmônicas de tensão;
- Nível de interferência em sistemas de comunicação.

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica [67], determina que o valor do desequilíbrio nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da baixa tensão (BT), deve ser igual ou inferior a 2%.

Outra ocorrência comum nos longos ramais de distribuição em áreas rurais consiste na verificação de valores de tensão inferiores aos nominais nos pontos de entrega de energia ao consumidor. O PRODIST define os valores considerados aceitáveis ou não para a tensão de leitura (TL) verificada, em relação à tensão nominal de referência (TR). A tabela 8.1 exprime estas faixas de variação, as quais classificam as tensões de atendimento (TA) verificadas como adequadas, precárias ou críticas [67].

Tabela 8.1 – Faixas de variação consideradas adequadas, precárias ou críticas para a tensão de leitura (TL) em relação à tensão nominal de referência (TR) [67].

Tensão de atendimento (TA)		Média tensão: $1\text{ kV} \leq TR \leq 69\text{ kV}$	Baixa tensão	
			TR = 220 V	TR = 127 V
Adequada		$0,93.TR \leq TL \leq 1,05.TR$	$201\text{ V} \leq TL \leq 231\text{ V}$	$116\text{ V} \leq TL \leq 133\text{ V}$
Precária	TL inferior ao nominal	$0,90.TR \leq TL \leq 0,93.TR$	$189\text{ V} \leq TL \leq 201\text{ V}$	$109\text{ V} \leq TL \leq 116\text{ V}$
	TL superior ao nominal	-	$231\text{ V} \leq TL \leq 233\text{ V}$	$133\text{ V} \leq TL \leq 140\text{ V}$
Crítica	TL inferior ao nominal	$TL < 0,90.TR$	$TL < 189\text{ V}$	$TL < 109\text{ V}$
	TL superior ao nominal	$TL > 1,05.TR$	$TL > 233\text{ V}$	$TL > 140\text{ V}$

Além da interrupção total no fornecimento de energia, outros eventos relacionados à qualidade de energia elétrica, mesmo não causando tantos transtornos quanto a total interrupção no suprimento elétrico, podem fazer com que produtos perecíveis, como o leite armazenado pelo produtor rural, permaneça submetido a temperaturas acima das

recomendadas por alguns períodos. Se tais eventos ocorrerem com frequência, pode haver comprometimento da produção.

Estes eventos consistem em variações no valor nominal da tensão e são referenciados por variações de tensão de curta duração (VTCDs). São eventos aleatórios de tensão caracterizados por desvio significativo, por curto intervalo de tempo, do valor eficaz da tensão. Calcula-se o valor eficaz da tensão a partir da média quadrática dos valores instantâneos da tensão, em período mínimo de meio ciclo.

O evento de VTCD refere-se normalmente à tensão fase-neutro e é descrito monofasicamente por dois parâmetros: amplitude da tensão durante o evento e duração do evento. Alguns destes eventos são variações de tensão momentâneas (duração de até 3 segundos) ou temporárias (entre 3 segundos e 3 minutos), caracterizadas por interrupções, afundamentos ou elevações de tensão. Os eventos de maior duração são chamados de variações de tensão de longa duração (VTLD) e se caracterizam por interrupções, subtensões ou sobretensões sustentadas.

Afundamentos são eventos responsáveis por perdas de qualidade e erros na especificação dos produtos, além das desvantagens relacionadas à retomada da produção, o que demanda tempo e energia elétrica.

Afundamentos e interrupções podem ser originados por faltas na transmissão, na distribuição, nos consumidores vizinhos ou, ainda, na própria instalação do consumidor. A tabela 8.2 especifica os tipos de VTCDs, com as respectivas amplitudes típicas da tensão verificada durante o evento e o tempo de duração do mesmo [67].

Tabela 8.2 – Descrição dos eventos de VTCDs, correspondentes amplitudes típicas e duração do evento [67].

	Classificação	Identificação do distúrbio	Duração da variação (tempo – t)	Amplitude da tensão eficaz verificada durante o evento (TV) em relação à tensão nominal de referência (TR)
Variação de tensão de curta duração – VTCD	Variação momentânea de tensão	Interrupção momentânea de tensão – IMT	$t \leq 3 \text{ s}$	$TV < 0,1.TR$
		Afundamento momentâneo de tensão – AMT	$1 \text{ ciclo} \leq t \leq 3 \text{ s}$	$0,1.TR \leq TV < 0,9.TR$
		Elevação momentânea de tensão – EMT		$TV > 1,1.TR$
	Variação temporária de tensão	Interrupção temporária de tensão – ITT	$3 \text{ s} < t \leq 3 \text{ min}$	$TV < 0,1.TR$
		Afundamento temporário de tensão – ATT		$0,1.TR \leq TV < 0,9.TR$
		Elevação temporária de tensão – ETT		$TV > 1,1.TR$

Em relação às distorções harmônicas totais de tensão (DTT), a tabela 8.3 ilustra os valores percentuais máximas admissíveis, em relação à tensão nominal do barramento segundo o PRODIST [67].

Tabela 8.3 – Distorções harmônicas totais de tensão (DTT) máximas admissíveis [67].

Tensão nominal do barramento - V_n	DTT
$V_n \leq 1 \text{ kV}$	10%
$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	8%
$13,8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	6%
$69 \text{ kV} < V_n \leq 230 \text{ kV}$	3%

Neste sentido, para fins de validação da proposta, o desempenho do novo sistema de distribuição a dois condutores para atendimento a cargas rurais trifásicas é avaliado através de simulações computacionais e experimentais, considerando-se operação sob as seguintes condições de perturbações: desequilíbrios de tensão, harmônicas e variações de tensão de curta duração – VTCDs.

8.2 – Características do sistema modelado

O desempenho da nova proposta de ramal a dois condutores para atendimento a cargas rurais trifásicas é analisado perante a ocorrência de eventos típicos. A figura 8.1 apresenta o sistema simulado.

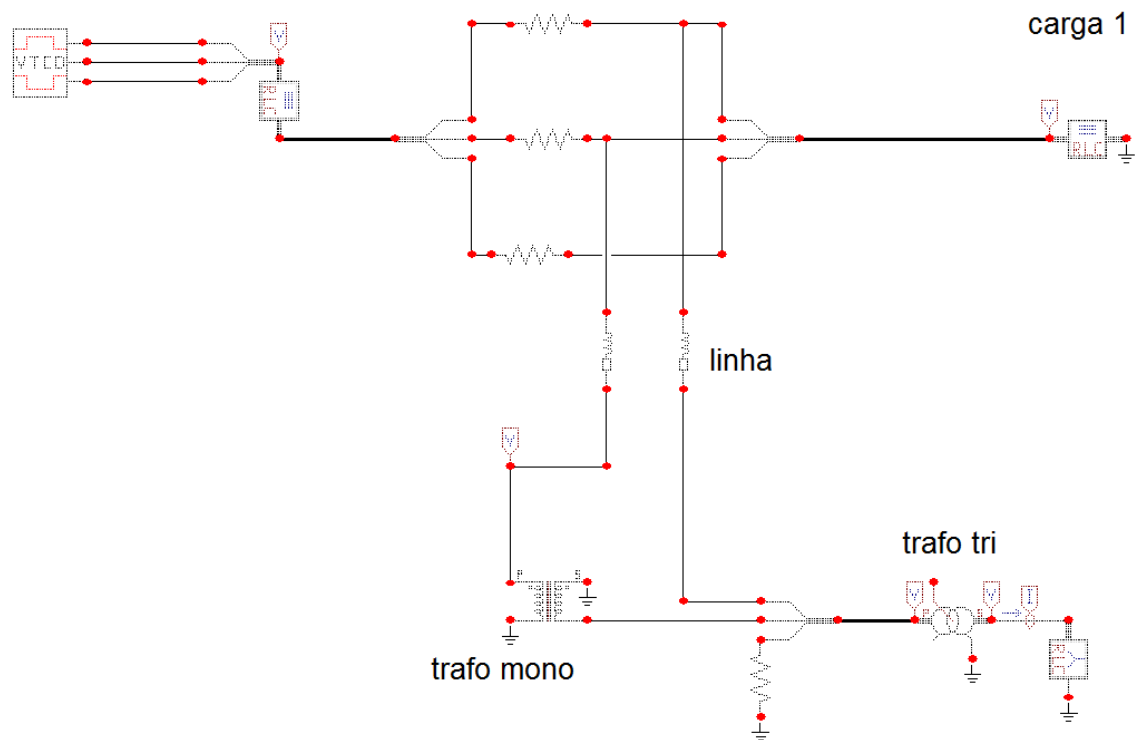


Figura 8.1 – Sistema de distribuição a dois condutores modelado no ATP para análise de condições de perturbação no sistema.

A carga trifásica suprida pelo transformador conversor é equilibrada, conectada em estrela e de impedância constante com valores por fase $Z_a = Z_b = Z_c = (46,019 + j14,952) = (48,387 \angle 18^\circ) \Omega$. Tal carga foi escolhida visando permitir a análise isolada dos efeitos das perturbações, sem interferência de desequilíbrios na carga ou condições de partida de motores. Pelo mesmo motivo, o aterramento foi efetuado através de uma resistência de terra de apenas $0,1 \Omega$. As impedâncias de linhas indicadas na interligação do ramal trifásico ao sistema proposto formado pelos transformadores monofásico e trifásico, também foram fixadas em $0,1 \Omega$.

Tanto o transformador monofásico quanto o trifásico são os mesmos considerados no Capítulo V. Em relação à fonte de alimentação trifásica convencional, usada no capítulo V, esta é substituída por outras, capazes de reproduzir os respectivos eventos de perturbação.

A figura 8.1 evidencia que a fase “C” é ausente no ramal bifásico, a fase “A” é diretamente conectada ao transformador conversor, enquanto a fase “B” tem sua polaridade invertida pelo transformador monofásico e, então, chega ao transformador conversor.

8.3 – Características do arranjo experimental

São comparados os resultados experimentais e computacionais de três condições de perturbação: VTCDs, desequilíbrios de tensão e distorção harmônica de tensão. Os estudos de desempenho frente a perturbações são efetuados através de ensaios laboratoriais, segundo o esquema indicado na figura 8.2, que ilustra o diagrama esquemático do arranjo experimental utilizado nas análises de desempenho da metodologia proposta.

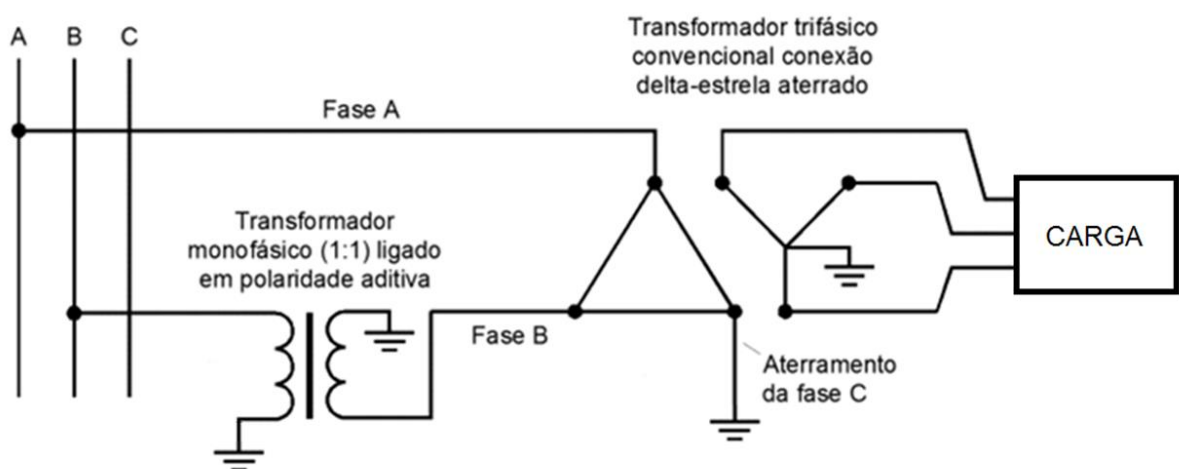


Figura 8.2 – Diagrama esquemático do arranjo experimental utilizado nas análises de desempenho da metodologia proposta frente a perturbações na rede.

Os experimentos são feitos considerando um sistema de suprimento trifásico com tensões nominais de linha de 220 V, sequência de fases ABC, ao qual são aplicadas perturbações.

A interligação entre este sistema trifásico, submetido a perturbações, e o sistema conversor mono-trifásico proposto é feito através da linha bifásica indicada na figura 8.2. Adota-se, como indica a figura, que a fase “C” não está presente no ramal bifásico, que a fase “A” chega diretamente ao primário do transformador conversor, enquanto a fase “B” é conectada ao transformador monofásico para fins de inversão de polaridade e, só então, chega ao transformador conversor, já com seu ângulo de fase deslocado de 180° . Finalmente, o secundário do transformador conversor supre uma carga trifásica com potência aparente total de aproximadamente 1 kVA.

8.4 – Resultados experimentais e computacionais para eventos de perturbação

As tensões verificadas experimentalmente e computacionalmente no sistema de suprimento trifásico a dois condutores, sob diferentes condições de perturbação na rede de suprimento, são indicadas na sequência.

8.4.1 – Caso 1 – Sistema com variação de tensão de curta duração

O desempenho da nova proposta de ramal a dois condutores para atendimento a cargas rurais trifásicas é analisado perante a ocorrência de um evento típico de variação de tensão de curta duração no tronco trifásico de distribuição, do qual deriva o ramal bifásico. O evento assume a ocorrência de uma falta fase-terra no tronco trifásico do alimentador de distribuição, resultando em um afundamento momentâneo de 50% na tensão na fase “A” do sistema, com duração de 10 ciclos ou 166,7 ms. O sistema simulado foi apresentado na figura 8.1.

A figura 8.3 mostra as tensões de fase registradas nos alimentadores do tronco trifásico do qual deriva o ramal bifásico durante o evento de VTCD. É evidente na figura o considerável afundamento de 50% na fase “A” durante 10 ciclos e a sequência de fases ABC.

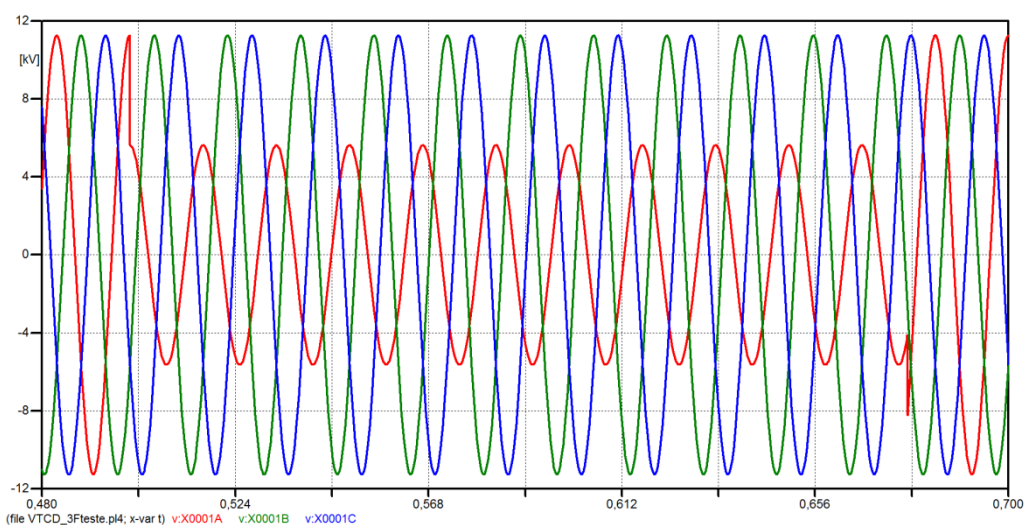


Figura 8.3 – Tensões de fase verificadas no tronco trifásico de média tensão em condições de perturbação, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde) e fase “C” (azul) – Caso 1: simulações computacionais.

Como a fase “C” não está presente no ramal bifásico e a fase “A” está submetida a um afundamento de 10 ciclos, as tensões fase-neutro que chegam ao primário do transformador conversor têm as formas indicadas na figura 8.4.

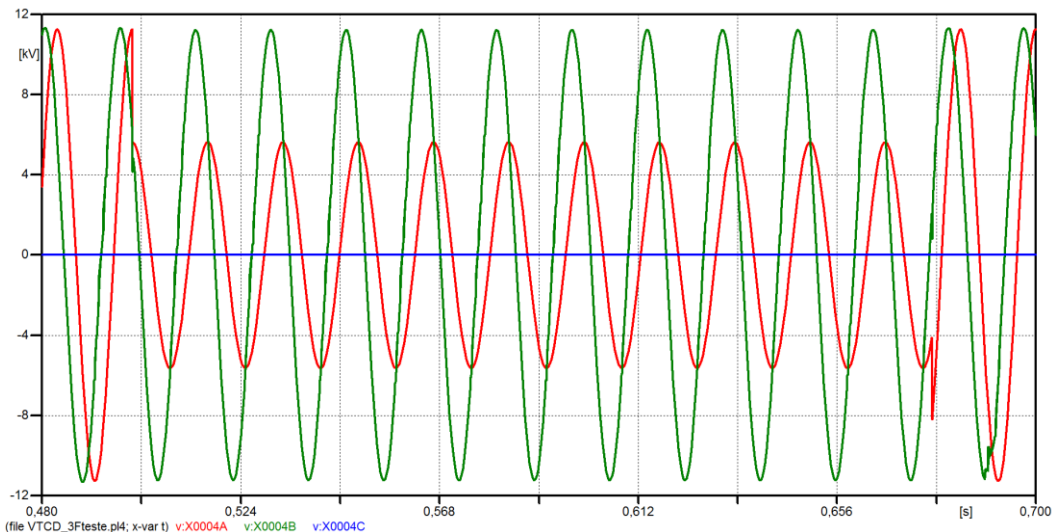


Figura 8.4 – Tensões fase-neutro verificadas no primário do transformador conversor em condições de perturbação, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde) e fase “C” (azul) – Caso 1: simulações computacionais.

Na figura 8.4 observa-se que:

- A fase “C” está ausente;
- A fase “A” chega diretamente ao terminal do primário do transformador conversor, resultando exatamente na mesma forma de onda de tensão da figura 8.3;
- A fase “B” já teve sua polaridade invertida pelo transformador monofásico, estando agora 60° adiantada da tensão da fase “A”, ao invés do atraso de 120° de “A”, como na figura 8.3.

A figura 8.4 mostra que o transformador conversor recebe em seus terminais tensões fase-neutro iguais a 0,5 pu, 1,0 pu e 0,0 pu, respectivamente referentes às fases “A”, “B” e “C”. Mesmo assim, ainda no lado de média tensão, nos próprios terminais do primário do transformador conversor, verifica-se um sistema trifásico de tensões fase-fase, evidentemente desequilibradas durante os 10 ciclos nos quais perdurou o afundamento. Tais tensões são indicadas na figura 8.5, evidenciando a sequência de fases já invertida para CBA.

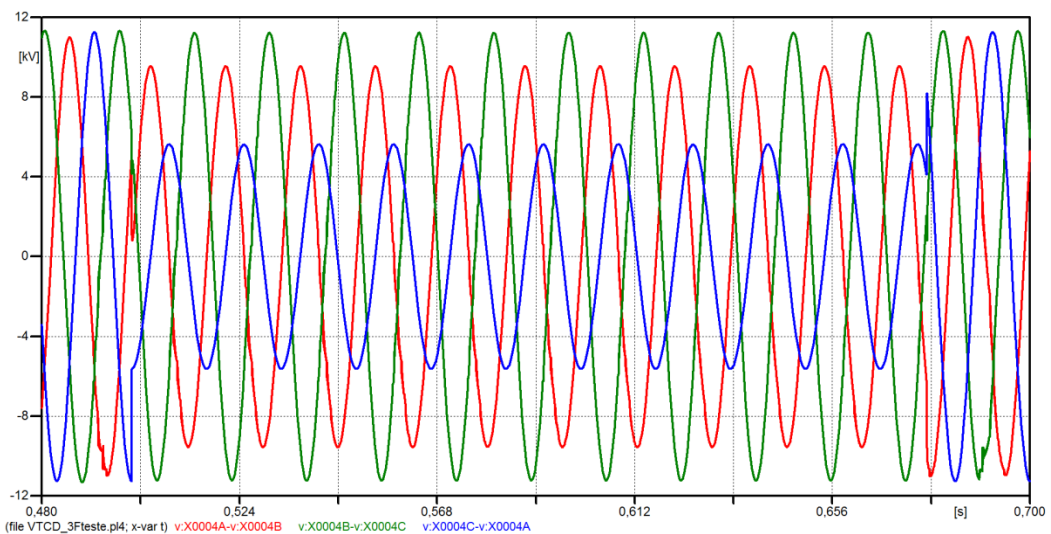


Figura 8.5 – Tensões fase-fase verificadas no primário do transformador conversor em condições de perturbação, “AB” (vermelho), “BC” (verde) e “CA” (azul) – Caso 1: simulações computacionais.

Procede-se com a análise do lado de baixa tensão do transformador conversor durante a referida perturbação. As figuras 8.6 e 8.7 revelam, respectivamente, as tensões de fase e de linha. Ambas são trifásicas, porém, como esperado, mantêm-se desequilibradas durante o evento.

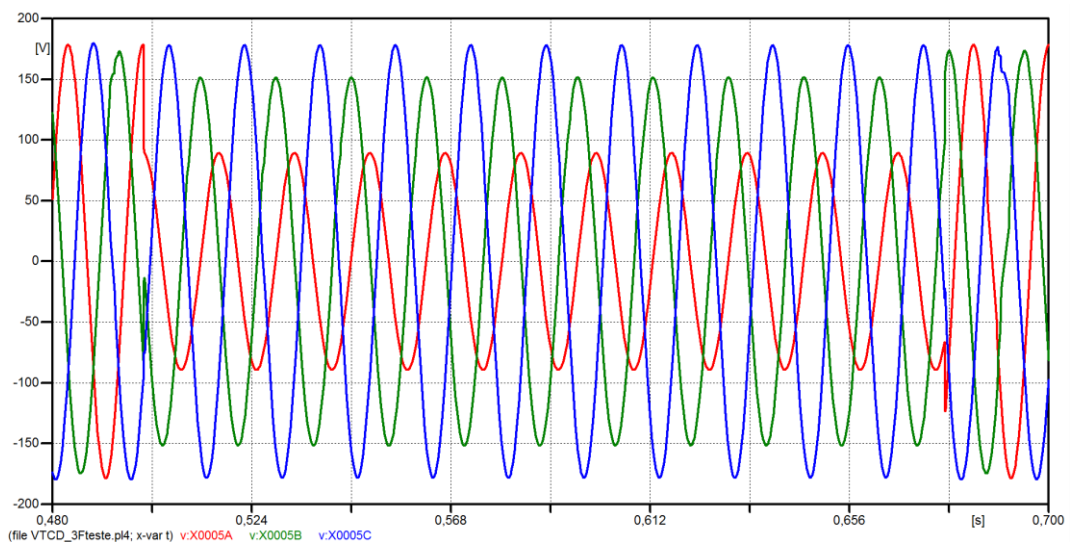


Figura 8.6 – Tensões de fase verificadas no secundário do transformador conversor em condições de perturbação, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde) e fase “C” (azul) – Caso 1: simulações computacionais.

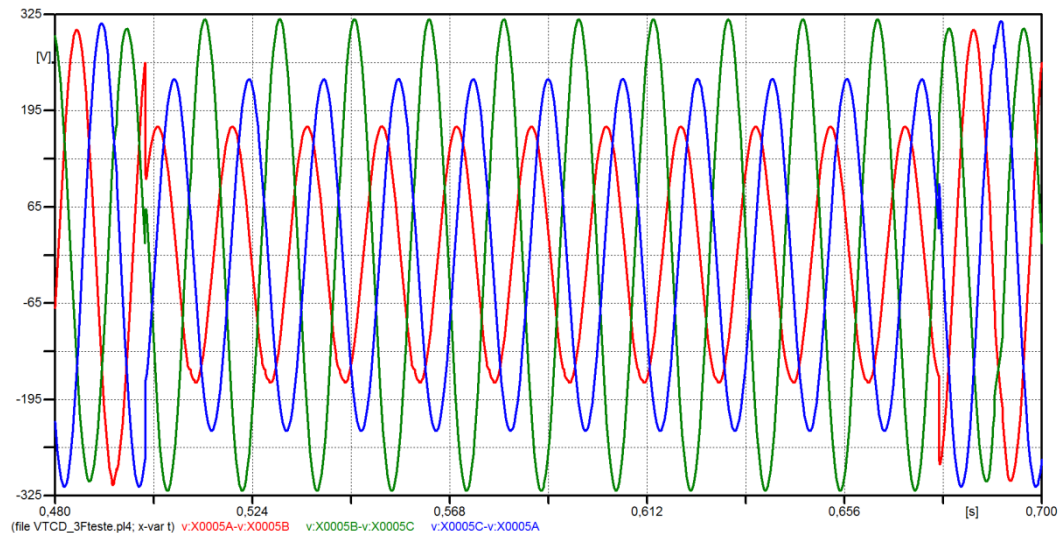


Figura 8.7 – Tensões de linha verificadas no secundário do transformador conversor em condições de perturbação, “AB” (vermelho), “BC” (verde) e “CA” (azul) – Caso 1: simulações computacionais..

Para comparação das tensões obtidas em condições de perturbação por afundamentos, o mesmo evento foi aplicado a um sistema com suprimento trifásico convencional, como indica a figura 8.8.

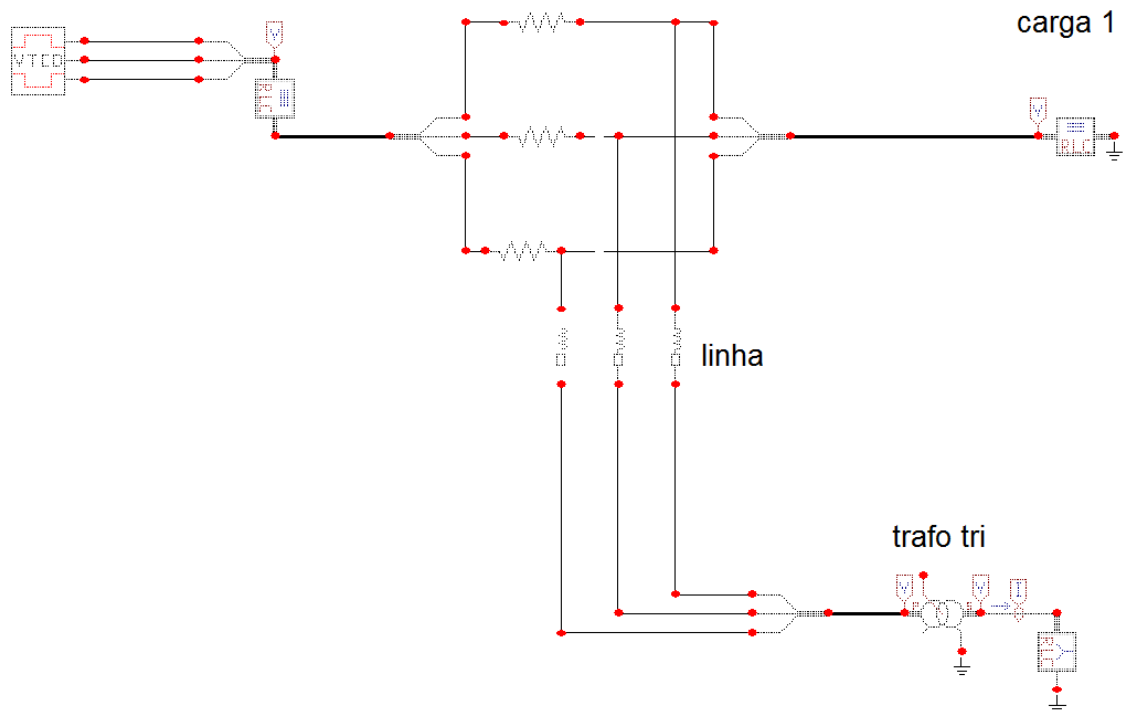


Figura 8.8 – Sistema de distribuição trifásico convencional simulado no ATP em condições de perturbação: variação de tensão de 50% na fase “A” durante 10 ciclos.

Os parâmetros do transformador trifásico na configuração delta-estrela, indicado na figura 8.8, foram alterados para adequação da relação de transformação 1:n, onde $n = \frac{V_{(s)}}{V_{(p)}} = \frac{127 \text{ V}}{13,8 \text{ kV}} = 9,203 \cdot 10^{-3}$, relacionada às tensões nominais de 13,8 kV sobre os enrolamentos do primário em delta e de 127 V sobre os enrolamentos do secundário em estrela. Já na figura 8.1, relacionada à modelagem do sistema proposto, a relação de transformação do transformador trifásico conversor é $n = \frac{V_{(s)}}{V_{(p)}} = \frac{127 \text{ V}}{7,967 \text{ kV}} = 15,942 \cdot 10^{-3}$.

A tabela 8.4 sintetiza os resultados de tais simulações efetivadas com um afundamento de tensão: a primeira referente ao sistema proposto a dois condutores, indicado na figura 8.1, e a segunda, referente ao sistema convencional, da figura 8.8. São apresentados na tabela os valores de pico das tensões fase-neutro e fase-fase verificadas no primário e no secundário do transformador conversor durante os 10 ciclos de duração do afundamento, nas duas simulações computacionais.

Tabela 8.4 – Comparação dos resultados de simulações computacionais em condições de VTCD (50% na fase “A” durante 10 ciclos) no sistema proposto para suprimento trifásico a dois condutores e no sistema trifásico convencional.

Tensões	Sistema com suprimento trifásico a dois condutores: valor de pico registrado durante o evento.			Sistema com suprimento trifásico convencional: valor de pico registrado durante o evento.		
Verificadas no tronco trifásico	Tensões fase-neutro			Tensões fase-neutro		
	$V_{an} \text{ [V]}$	$V_{bn} \text{ [V]}$	$V_{cn} \text{ [V]}$	$V_{an} \text{ [V]}$	$V_{bn} \text{ [V]}$	$V_{cn} \text{ [V]}$
	5633,5	11267	11267	5633,5	11267	11267
Verificadas no lado de média tensão: primário do transformador de distribuição trifásico	Tensões fase-neutro			Tensões fase-neutro		
	$V_{a(p)} \text{ [V]}$	$V_{b(p)} \text{ [V]}$	$V_{c(p)} \text{ [V]}$	$V_{a(p)} \text{ [V]}$	$V_{b(p)} \text{ [V]}$	$V_{c(p)} \text{ [V]}$
	5632,3	11229	0	5627,6	11255	11252
	Tensões fase-fase			Tensões fase-fase		
	$V_{ab(p)} \text{ [V]}$	$V_{bc(p)} \text{ [V]}$	$V_{ca(p)} \text{ [V]}$	$V_{ab(p)} \text{ [V]}$	$V_{bc(p)} \text{ [V]}$	$V_{ca(p)} \text{ [V]}$
	9728,7	10727,9	5616,3	14892	19483	14885
Verificadas no lado de baixa tensão: secundário do transformador de distribuição trifásico	Tensões fase-neutro			Tensões fase-neutro		
	$V_{a(s)} \text{ [V]}$	$V_{b(s)} \text{ [V]}$	$V_{c(s)} \text{ [V]}$	$V_{a(s)} \text{ [V]}$	$V_{b(s)} \text{ [V]}$	$V_{c(s)} \text{ [V]}$
	89,156	153,98	175,22	137,05	166,98	137,82
	Tensões fase-fase			Tensões fase-fase		
	$V_{ab(s)} \text{ [V]}$	$V_{bc(s)} \text{ [V]}$	$V_{ca(s)} \text{ [V]}$	$V_{ab(s)} \text{ [V]}$	$V_{bc(s)} \text{ [V]}$	$V_{ca(s)} \text{ [V]}$
	181,09	318,18	231,44	285,18	297,3	207,36

Os resultados da tabela 8.4 mostram que tanto o sistema trifásico convencional, quanto o sistema proposto apresentam grandes desequilíbrios perante o afundamento de tensão de 50% na fase “A”, sendo verificados fatores de desequilíbrio de mais de 30% entre as tensões fase-fase do primário do transformador trifásico, durante o evento, tanto no sistema proposto quanto no sistema convencional.

Em relação aos resultados experimentais obtidos no referido evento de afundamento de tensão a figura 8.9 mostra as formas de onda das tensões obtidas em laboratório, no primário do transformador conversor.

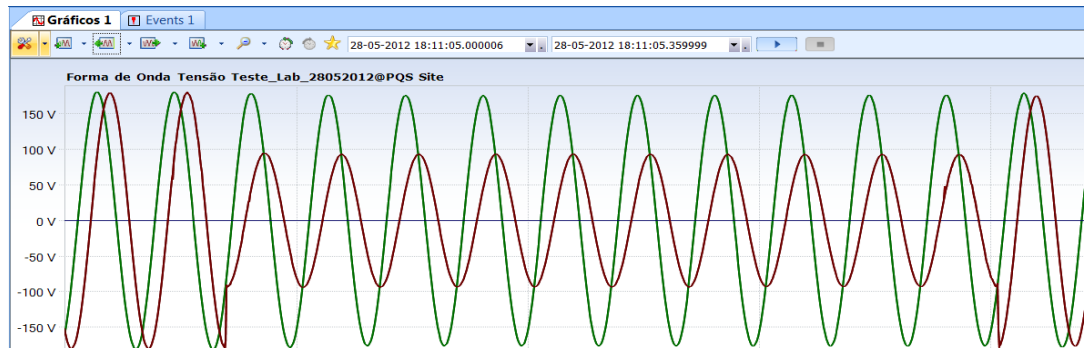


Figura 8.9 – Tensões fase-neutro verificadas no primário do transformador conversor em condições de perturbação, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde) e fase “C” (azul) – Caso 1: medições em laboratório.

A figura 8.10 compara os resultados laboratoriais e computacionais no secundário do transformador conversor.

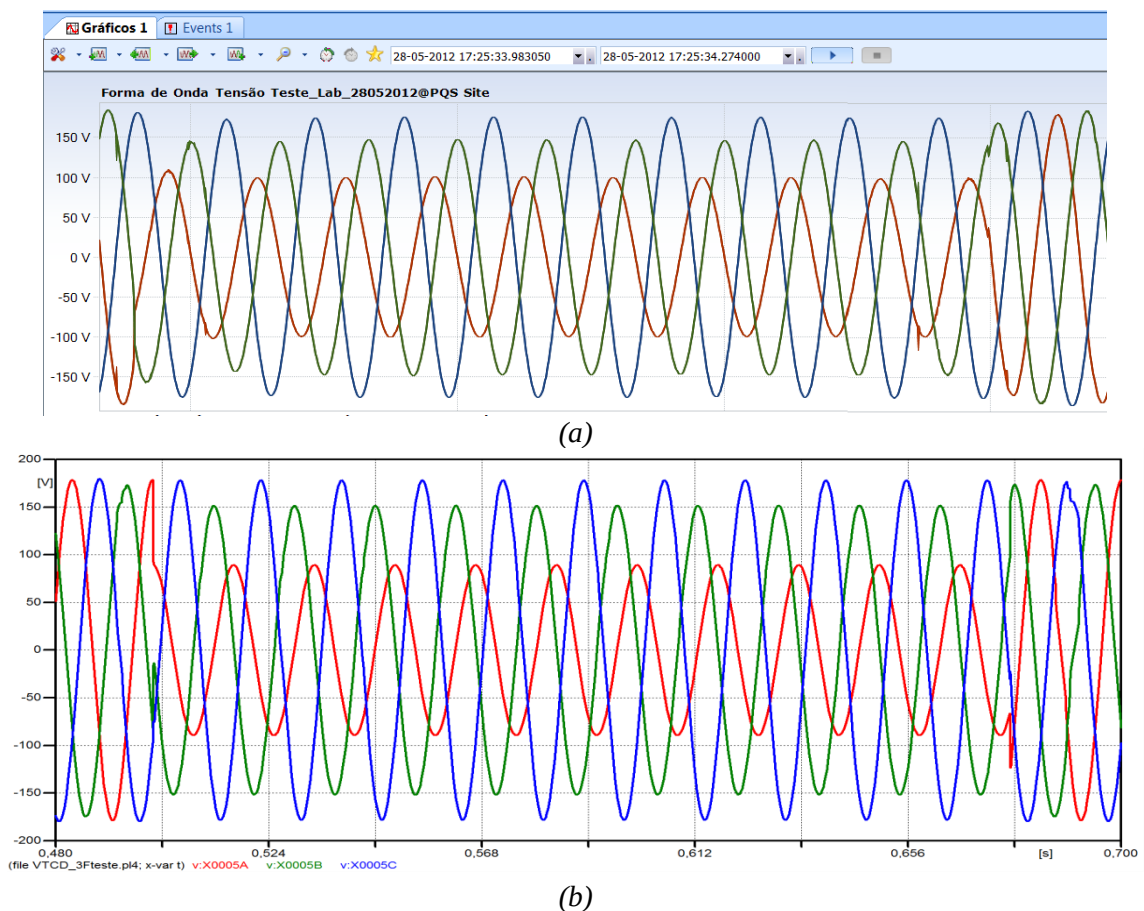


Figura 8.10 – Tensões de fase resultantes no barramento secundário do transformador conversor em condições de perturbação, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde) e fase “C” (azul) – Caso 1:
(a) Medições em laboratório;
(b) Simulações computacionais.

A figura 8.10 evidencia resultados experimentais e computacionais compatíveis com o comportamento de um sistema trifásico convencional submetido a um afundamento de tensão da mesma magnitude.

8.4.2 – Caso 2 – Sistema com desequilíbrio de tensão

Este caso considera a existência de um desequilíbrio de tensão da ordem de 4,0% no tronco do alimentador trifásico, de onde deriva o novo ramal bifásico. A figura a seguir ilustra os resultados obtidos no barramento secundário do transformador trifásico da unidade consumidora em condições de desequilíbrio de tensão. A figura 8.11(a) ilustra o resultado experimental e a figura 8.11(b) mostra o resultado obtido computacionalmente.

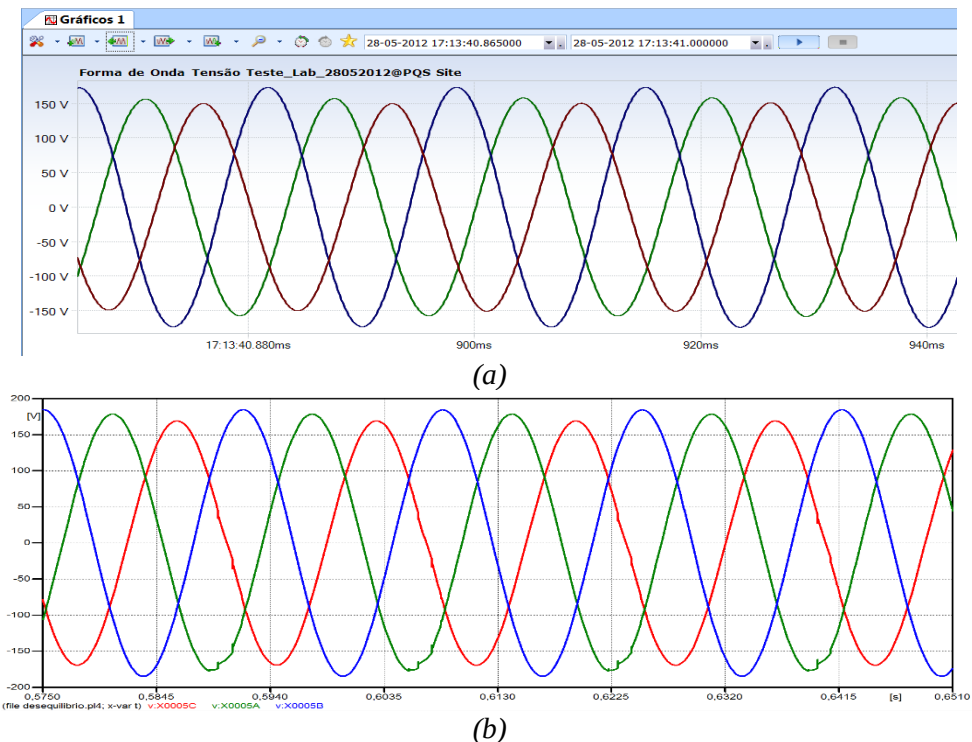


Figura 8.11 – Tensões de fase resultantes no barramento secundário do transformador conversor em condições de perturbação, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde) e fase “C” (azul) – Caso 2:
(a) Medições em laboratório;
(b) Simulações computacionais.

Considerando a existência de um desequilíbrio de tensão da ordem de 4,0% no tronco do alimentador trifásico em média tensão, de onde deriva o novo ramal bifásico, verifica-se, com base nos resultados anteriores, que no lado de baixa tensão do transformador trifásico conversor constata-se um nível de desequilíbrio de 5,093%. Este resultado evidencia pois

que complexo de conversão ora tratado não se apresenta como um amplificador deste indicador de qualidade da energia elétrica, visto a proximidade do índice de desequilíbrio imposto e o obtido do lado de baixa tensão.

À luz do exposto fica evidenciado que o sistema proposto para suprimento trifásico a dois condutores apresenta comportamento similar a um sistema trifásico convencional quando submetido a desequilíbrios de tensão.

8.4.3 – Caso 3 – Sistema com distorção harmônica de tensão

Sob o aspecto das distorções harmônicas de tensão, o sistema em estudo é investigado em condições de tensões previamente distorcidas de 3ª ordem (de sequência zero), de 5ª ordem (de sequência negativa) e 7ª ordem (de sequência positiva). A figura 8.12 apresenta as tensões de fase no secundário do transformador de distribuição trifásico da unidade consumidora em condições de perturbação relacionadas à presença de 2,5% de 3ª harmônica, 5% de 5ª harmônica e 1,5% de 7ª harmônica.

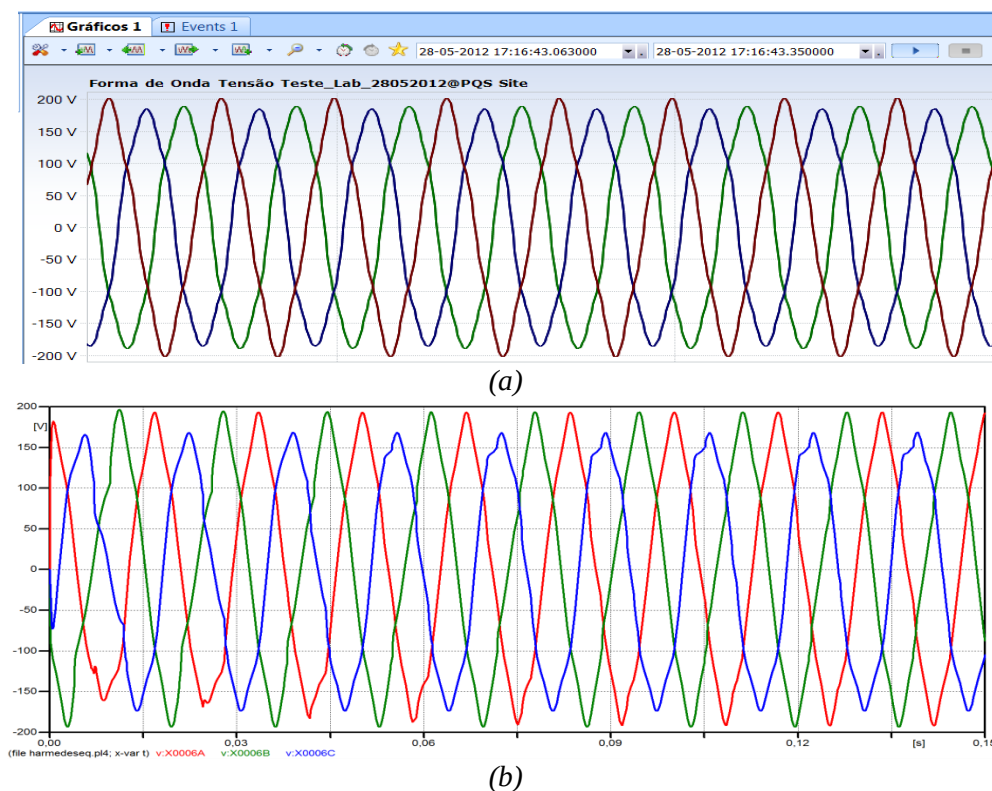


Figura 8.12 – Tensões de fase resultantes no barramento secundário do transformador conversor em condições de perturbação, fase “A” (vermelho), fase “B” (verde) e fase “C” (azul) – Caso 3:

- (a) Medições em laboratório;
- (b) Simulações computacionais.

Assim como nos dois casos anteriores, a figura 8.12 demonstra que o sistema proposto apresenta comportamento semelhante nas práticas de laboratório e nas simulações computacionais.

Finalmente, a fim de verificar a influência do sistema proposto sobre a distorção harmônica existente no ramal trifásico do qual deriva a linha bifásica, estes dados são comparados aos valores de distorção harmônica verificados no lado de baixa tensão do transformador conversor. Tal comparação é sintetizada na tabela 8.5. A DHT (distorção harmônica total) de tensão registrada no lado de baixa tensão foi de 5,2605%, valor inferior ao limite de 10% recomendado pelo PRODIST [67] para níveis de tensão de até 1 kV.

Tabela 8.5 – Valores de distorções harmônicas de tensão no ramal trifásico e no lado de baixa tensão do transformador conversor – Caso 3.

<i>Componente</i>	<i>Tronco trifásico</i>	<i>Lado de baixa tensão do transformador cnversor</i>
<i>3ª harmônica</i>	2,5%	2,59%
<i>5ª harmônica</i>	5%	4,65%
<i>7ª harmônica</i>	1,5%	2,13%

A tabela 8.5 evidencia que a distorção harmônica do ramal trifásico é repassada ao secundário do transformador. Tal fato demonstra que o sistema proposto não contribui para o agravamento do problema, comportando-se de maneira similar a um sistema trifásico convencional quando submetido a distorções harmônicas de tensão.

8.5 – Conclusões do capítulo

A efetividade do novo sistema de distribuição foi comprovada por meio de simulações computacionais e práticas laboratoriais, analisando o comportamento do sistema em condições de perturbações relacionadas com a qualidade da onda da tensão. O sistema proposto apresenta desempenho compatível com as redes de distribuição trifásicas convencionais. O novo conceito de sistema de distribuição a dois condutores demonstra grande viabilidade técnica e econômica, sugerindo sua incorporação nos padrões de rede das distribuidoras de energia elétrica brasileiras.

CAPÍTULO IX

CONCLUSÕES

O trabalho apresentou uma metodologia para suprimento trifásico a unidades consumidoras rurais a partir de ramais de média tensão a dois condutores. Para esse propósito, os atuais ramais monofásicos utilizados pelas distribuidoras de energia elétrica podem ser facilmente convertidos em ramais bifásicos, com custos relativamente baixos, de forma a promover uma das premissas básicas da metodologia proposta.

A funcionalidade da nova concepção de sistema de distribuição a dois condutores para atendimento a cargas rurais trifásicas, proposta neste trabalho, baseia-se nas características das duas tensões de fase disponíveis no primário de um transformador trifásico convencional na configuração delta-estrela aterrada. Para que as tensões no lado secundário do referido sistema conversor compreendam um sistema trifásico e equilibrado de tensões, dois dos terminais do primário devem receber tensões fase-neutro de mesmo módulo e defasagem angular de 60° entre si. Além disso, o terceiro terminal do primário deste transformador trifásico deve ser aterrado.

O desempenho da metodologia proposta, visando a concepção de sistemas de distribuição a dois condutores para atendimento a cargas rurais trifásicas, foi comprovado por meio de desenvolvimentos analíticos, computacionais e experimentais. Assim, em termos científicos, a proposta apresenta resultados práticos bastante promissores, encorajando, em um futuro próximo, a continuidade do projeto com a implementação de uma rede piloto em um sistema de distribuição de energia elétrica real.

Muito embora ao longo de cada capítulo tenha-se explorado aspectos relacionados com as constatações próprias aos desenvolvimentos feitos, é conveniente, neste momento, apresentar uma síntese dos principais pontos associados com os desenvolvimentos, propostas, metodologias, implementações computacionais, e outros aspectos gerais e

conclusivos sobre os trabalhos realizados. Deste modo, as etapas descritas na sequência compreendem os avanços desenvolvidos neste trabalho.

Os Capítulos I, II e II apresentaram aspectos relacionados ao estado da arte para a proposta defendida no presente projeto.

O Capítulo I sintetizou as pesquisas bibliográficas voltadas ao estabelecimento dos aspectos técnicos e econômicos relacionados à eletrificação rural. Discutiu-se a necessidade do suprimento trifásico aos consumidores rurais tendo em vista o nível de desenvolvimento tecnológico associado a atividades agropecuárias. Por fim, nesta etapa definiu-se a estrutura da tese.

Já o Capítulo II apresentou os padrões atuais de atendimento a cargas rurais definidos nas diversas fontes bibliográficas estudadas. Deste modo, determinou-se um relatório completo abordando os métodos de atendimento aos consumidores rurais utilizados pelas concessionárias de energia elétrica.

O Capítulo III contemplou necessidade de alimentar cargas trifásicas dispondo apenas de suprimento monofásico. Esta etapa especificou o estado da arte referente às técnicas atualmente disponíveis para conversão mono-trifásica, considerando consultas a dissertações, teses e artigos técnico-científicos especializados, no âmbito nacional e internacional. Foram destacados os conversores rotativos mono-trifásicos, os conversores estáticos passivos mono-trifásicos e os modernos conversores eletrônicos mono-trifásicos.

Os trabalhos descritos no Capítulo IV comprovaram matematicamente a proposta desta tese. Nesta etapa foram formulados os princípios matemáticos e físico-elétricos para sustentação da proposta de implementação de um sistema elétrico trifásico de distribuição a dois condutores. Adicionalmente, foram apresentados os cálculos referentes à aplicação do método proposto a três tipos diferentes de cargas conectadas ao secundário de um transformador trifásico com seu primário suprido por apenas dois condutores.

Uma vez comprovado o desempenho satisfatório do novo sistema de distribuição proposto, verificou-se a necessidade de destacar também os benefícios econômicos advindos da nova proposta. Desta forma, ainda no capítulo IV, contemplou-se o impacto financeiro da adoção do método de suprimento elétrico proposto neste trabalho por um consumidor rural. Para tanto, comparou-se o custo de adaptação de um ramal monofásico existente para implementação da metodologia proposta com os custos relacionados ao suprimento ao consumidor rural através da construção de um ramal trifásico convencional.

O Capítulo V apresentou a implementação da solução proposta em ambiente computacional. Esta fase da pesquisa direcionou-se à verificação computacional da eficácia da metodologia proposta. A avaliação de desempenho contemplou a análise de três casos: carga trifásica equilibrada de impedância constante, carga desequilibrada e partida de um motor de indução.

De forma complementar, o capítulo VI sintetizou a avaliação experimental da metodologia proposta. Nesta etapa construiu-se, em laboratório, um modelo em escala reduzida do sistema elétrico trifásico de distribuição a dois condutores e foram conduzidos ensaios contemplando a alimentação de cargas motrizes através do sistema.

Em todos os trabalhos descritos nos referidos Capítulos IV, V e VI, os quais comprovaram matematicamente, computacionalmente e em laboratório, a proposta desta tese, verifica-se a consideração de um aterramento sólido do terminal do primário do transformador trifásico conversor que não recebe o condutor fase, garantindo um potencial elétrico desprezível no referido terminal.

Entretanto, estes mesmos estudos mostraram que o condutor de aterramento assume a tarefa de suprir o condutor fase que inexistente no ramal, conduzindo correntes tão significativas quanto as correntes de linha nos dois condutores fase presentes no ramal monofásico. Inclusive, em diversos casos estudados, foram verificadas correntes de maior amplitude no condutor de aterramento que nos próprios condutores fase da linha de distribuição bifásica.

Desta forma, é evidente que, caso a resistência do aterramento seja considerável, a queda de tensão no mesmo resultará em um potencial elétrico não nulo no terminal do primário em delta do transformador conversor. Surgiram, então, questionamentos a respeito da invalidação do método proposto em casos de resistências de aterramento não desprezíveis, resultando em desequilíbrios nas tensões fase-fase no primário do transformador conversor e, por consequência, no lado de baixa tensão que atende o consumidor rural. Tal fato determinou a análise do impacto da resistência de aterramento no desempenho elétrico do sistema trifásico a dois fios proposto, efetuada no Capítulo VII.

Finalmente, no Capítulo VIII, realizou-se a análise de desempenho do sistema proposto em condições de perturbação como variações de tensão de curta duração (VTCDs) que podem decorrer de curtos-circuitos no sistema, desequilíbrios de tensão e de carga e distorções harmônicas de tensão. Adicionalmente, o capítulo VIII apresentou resultados de ensaios experimentais e os comparou às grandezas reproduzidas em ambiente

computacional. Os estudos apontam para comportamentos similares aos verificados em um sistema trifásico convencional submetido a tais condições adversas.

Os trabalhos descritos mostraram, de forma objetiva e inequívoca, a factibilidade da estratégia para o atendimento de unidades consumidoras rurais trifásicas a partir de uma rede elétrica de suprimento a dois condutores.

Tais estudos permitiram garantir confiabilidade e segurança a consumidores supridos através deste método de conversão mono-trifásica. O sistema proposto comportou-se com eficiência, mesmo perante cargas fortemente desequilibradas, partida de motores e resistências de aterramento elevadas. Perante distúrbios relacionados à qualidade de energia, apresentou os desequilíbrios e alterações nas formas de onda esperados.

Em todos estes casos, o novo sistema apresentou comportamentos compatíveis com as reações de um sistema trifásico convencional a tais eventualidades, não sendo verificados, em condições normais de operação, desequilíbrios acima dos aceitáveis, sobretensões ou subtensões que poderiam resultar em falhas na operação, interrupções no funcionamento ou mesmo queima de equipamentos domésticos e de máquinas vitais ao trabalho do produtor rural. Ocorrências estas inaceitáveis tanto pelo consumidor, quanto pela concessionária de distribuição de energia elétrica.

Os resultados obtidos no projeto possibilitaram a consolidação de uma tecnologia pioneira em termos mundiais, segundo a qual, os atuais ramais monofásicos de média tensão poderão ser transformados em sistemas a dois condutores para atendimento a cargas rurais trifásicas, sem a necessidade de construção de um novo ramal trifásico.

Dentro deste enfoque, pode-se reconhecer que a presente pesquisa, nos termos atuais, evidencia significativas contribuições ao estabelecimento de um novo sistema de distribuição de energia elétrica bifásico, para fins de suprimento a cargas rurais trifásicas.

Visivelmente, o projeto é impactante no setor elétrico brasileiro, notadamente em regiões com grandes extensões de redes rurais monofásicas, possibilitando uma considerável expansão de mercado para as distribuidoras de energia elétrica através de investimentos extremamente baixos.

Como sugestão para trabalhos futuros, é importante ressaltar, mais uma vez, que as premissas para efetivação do método proposto para atendimento a cargas trifásicas a partir de sistemas de distribuição a dois condutores mostram a exigência de que o aterramento garanta o menor potencial elétrico possível no terminal do transformador trifásico conversor que não recebe condutor fase.

Desta forma, uma vez definida a nova concepção para o atendimento a cargas rurais trifásicas a partir de um sistema de distribuição de energia elétrica a dois condutores, além de reconhecida a importância das conexões por ela exigidas, torna-se imperativo a elaboração de representações apropriadas para os sistemas de aterramento das redes de distribuição (da concessionária e do consumidor) e respectiva inserção na modelagem computacional da mesma.

Como se sabe, muitos dos distúrbios que provocam danos nos sistemas de distribuição podem estar associados à circulação de correntes pelos sistemas de aterramento. Por conseguinte, isto pode ocasionar expressivas diferenças de potencial entre distintos aterramentos e ainda entre o neutro e o terra remoto. Esta é a situação que se manifesta, por exemplo, quando da incidência de faltas assimétricas envolvendo o terra (curtos-circuitos fase-terra e fase-fase-terra), descargas atmosféricas, distorções harmônicas e também desequilíbrios.

Dentro deste contexto, as representações computacionais dos aterramentos não podem ser simplistas, mas sim, primar por uma estratégia em que pese a coerência entre a simplicidade e a objetividade, para que tais fatores de influência sejam devidamente contemplados para aproximar os resultados das simulações com aqueles advindos da realidade do campo.

Verifica-se que a corrente de retorno por terra é merecedora de análise especial em sistemas elétricos com a topologia proposta neste trabalho. Em condições normais de operação, ela supre a função da fase ausente no ramal bifásico. Em situações de desequilíbrio de carga ou perturbações na rede, tal corrente é a mais suscetível a alterações na amplitude e na forma de onda.

Por fim, muito embora o sucesso parcial demonstrado em escala reduzida em ambiente laboratorial, o tema ainda deve ser merecedor de maiores investigações através da inserção das anomalias manifestadas nas redes de distribuição, registro das tensões e correntes impactantes sobre as cargas. Deste modo, como propostas de continuação do trabalho, pode-se sugerir:

- Projeto e construção do transformador monofásico especial com relação 1:1 e potência adequada para utilização conjunta com transformador trifásico convencional, proporcionando a alimentação de cargas rurais trifásicas através da implementação do sistema trifásico a dois fios em escala real (13,8 kV);

- Implementação e instalação em escala real da metodologia proposta, com o transformador monofásico especial de relação 1:1 e outro transformador trifásico convencional em um ramal de média tensão monofásico existente;
- Realização de testes de desempenho do sistema trifásico a dois condutores em escala real (13,8 kV);
- Projeto e construção de um transformador trifásico especial de 30 kVA, tendo o primário bifásico e o secundário trifásico, para implementação em escala real da topologia definitiva para atendimento a cargas rurais trifásicas através de dois condutores usando uma única unidade transformadora. Tal transformador deve ter tensões nominais fase-fase iguais a 13,8 kV no primário e 220 V no secundário. Este transformador trifásico especial elimina a necessidade de inclusão do transformador monofásico adicional com relação de transformação 1:1;
- Instalação em campo deste transformador especial com o primário bifásico e secundário trifásico, desenvolvido para conversão direta, sendo capaz de atender a cargas rurais trifásicas a partir de um ramal de média tensão a dois condutores.

PUBLICAÇÕES

- I. FANDI, J. C. O; MACEDO JR, J. R.; GONDIM, I. N.; OLIVEIRA, J. C. “Atendimento de Cargas Rurais Trifásicas a Partir de Ramais Monofásicos de Média Tensão – Parte I”. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE’12). Maio de 2012. Goiânia, GO, Brasil.
- II. FANDI, J. C. O; MACEDO JR, J. R.; GONDIM, I. N.; OLIVEIRA, J. C. “Atendimento de Cargas Rurais Trifásicas a Partir de Ramais Monofásicos de Média Tensão – Parte II”. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE’12). Maio de 2012. Goiânia, GO, Brasil.
- III. FANDI, J. C. O; MACEDO JR, J. R.; GONDIM, I. N.; OLIVEIRA, J. C., GUIMARÃES, G. C. “Análise de Desempenho do Sistema de Distribuição a Dois Condutores para Atendimento a Cargas Rurais Trifásicas”. 10th INDUSCON – IEEE/IAS International Conference on Industry Applications. Novembro de 2012. Fortaleza, CE, Brasil.
- IV. FANDI, J. C. O; MACEDO JR, J. R.; GONDIM, I. N; OLIVEIRA, J. C.; GUIMARÃES, G. C. “Two-Wire Distribution System for Supplying Three-Phase Rural Loads”. Journal of Control, Automation and Electrical Systems. v. 24. Issue 4. p. 481-492. DOI 10.1007/s40313-013-0036-z. Print ISSN 2195-3880. Online ISSN 2195-3899. Brazilian Society for Automatics (SBA). 2013.
- V. FANDI, J. C. O; MACEDO JR, J. R.; GONDIM, I. N.; OLIVEIRA, J. C.; GUIMARÃES, G. C. “A New Two-Wire Distribution System Concept for Supplying Three-Phase Rural Loads”. IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM’13). Julho de 2013. Vancouver, British Columbia, Canada.
- VI. FANDI, J. C. O.; MACEDO JR, J. R. ; OLIVEIRA, J. C.; GONDIM, I. N. ; GUIMARAES, G. C. “Sistema de Distribuição de Energia Elétrica a Dois Condutores para Atendimento a Cargas Rurais Trifásicas”. Revista IEEE América Latina **JCR**, 2013

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] da SILVA, M. R. “Avaliação de alternativa para eletrificação rural no contexto dos programas de universalização do atendimento de energia no Brasil”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). 2006.
- [2] BERTOLLO, H. C. “Contribuições ao estudo dos aterramentos de sistemas monofilares com retorno pelo terra”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Viçosa (UFV). 2008.
- [3] BEZERRA, S. R. C. “Avaliação de sistemas de aterramento considerando a utilização de condutores e hastes envolvidas em concreto”. Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo (USP). 2011.
- [4] GUEDES, J. A. M. “Conversor de tensão alternada com entrada monofásica e saída trifásica, para aplicações rurais”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). 2000.
- [5] MOURA, D. L. “Proposta de substituição de motor de indução monofásico por motor de indução trifásico no meio rural”. Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). 2009.
- [6] CUNHA, R. S. “Posicionamento de transformadores para a melhoria de instalações elétricas em propriedades rurais”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Uberlândia (UFU). 2006.
- [7] CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica / Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras. “Seleção de sistemas – MRT – RER – 05”. 2002.

- [8] CHAVES, M. L. R. “Desenvolvimento e construção de sistemas estáticos para alimentação de cargas trifásicas a partir de redes monofásicas”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Uberlândia (UFU). 1987.
- [9] VIANA, C. A. P. “Conversor Monofásico trifásico com dois interruptores para acionamento de máquinas de indução”. Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). 2006.
- [10] MONCRIEF, W. A. “Practical application and selection of single-phase to three-phase converters”. IEEE 39th Rural Electric Power Conference (REPC’96). p. D3-1–D3-9. 1996.
- [11] SOUZA, J. C. N. “Modelagem de redes aéreas com retorno por terra em sistemas de distribuição de energia elétrica para análises de faltas de alta impedância”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Maranhão (UFMA). 2006.
- [12] MIRANDA, U. A. “Análise e implementação de conversores monofásico-trifásico”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). 2007.
- [13] ROSA, V. H. S. “Energia elétrica renovável em pequenas comunidades no Brasil: em busca de um modelo sustentável”. Tese de doutorado. Universidade de Brasília (UNB). 2007.
- [14] da SILVA, I. P.; MUGISHA, P.; SIMONIS, P., TURIAHIKAYO, G. R. “The use of single wire earth return (SWER) as a potential solution to reduce the cost of rural electrification in Uganda”. Domestic Use of Energy Conference. 2001.
- [15] HOSSEINZADEH, N.; MAYER J.E.; WOLFS P.J. “Rural single wire earth return distribution networks: associated problems and cost-effective solutions”. Electrical Power and Energy Systems, Austrália. ELSEVIER. 2010.
- [16] BERTOLLO, H. C; OLIVEIRA FILHO, D.; PIZZIOLO, T. A.; RODRIGUES, D. E.; MONITEIRO, P. M. B.; XAVIER, G. A. “Projeto do aterramento para sistema

- monofilares com retorno pelo terra”. Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, v. 1, Nº 2, p. 205–210, 2011.
- [17] ABNT NBR 5440:2011. “Transformadores para redes aéreas de distribuição – Requisitos”. 2011.
- [18] GUIMARÃES, M. F. “Sobretensões devidas a descargas atmosféricas diretas em redes de distribuição com neutro multi-aterrado”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). 2003.
- [19] ENERSUL – Empresa Energética de Mato Grosso do Sul. Rede Energia. Orientação Técnica. “Fornecimento de energia elétrica no sistema monofásico com retorno por terra (MRT)”. OT-01/2001. 2001.
- [20] REZENDE, P. H. O.; SAMESIMA, M. I. “Efeitos do desequilíbrio de tensões de suprimentos nos motores de indução trifásico”. UFU. Disponível em: <<http://www.seer.ufu.br/index.php/horizontecientifico/article/download/4473/11857>>. Acesso em 01/05/2013.
- [21] RODRIGUES, R. M.; SERNI, P. J. A.; RODRIGUES, J. F. “Análise de custos de condutores não convencionais utilizados em instalações elétricas.” 4º Encontro de Energia no Meio Rural. 2002.
- [22] PASTRO, D. H. “Fios e cabos elétricos nus – fabricação, escalas e normas”. Departamento de engenharia elétrica da Universidade Federal do Paraná (UFPR). Disponível em: <<http://www.wlwteica.ufpr.br/piazza/DanielPastro.pdf>>. Acesso em 18/06/2013.
- [23] MARCANÇOLA, F., SPEDICATO, R. D. E MARTINEZ, M. L. B. “A tecnologia e as novas aplicações técnicas de condutores bimetálicos em sistemas de potência”. Instituto de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Disponível em: <<http://www.coppersteel.com.br/arq/2010-04-13b.pdf>>. Acesso em 29/06/2013.

- [24] CELPE – Companhia Energética de Pernambuco. Norma técnica. “Projeto de Rede de Distribuição Aérea com Condutores Nus – 15 kV”. VR01.03-00.012. 8ª edição. 2012.
- [25] CEEE - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul. Procedimentos de Distribuição. “Elaboração de projetos de redes aéreas de distribuição rurais”. NTD-00.002. 2012.
- [26] CERON (Centrais Elétricas de Rondônia) – Norma técnica NTD-001-5.5: “Montagem de redes e linhas áreas de distribuição de energia elétrica. Redes áreas rurais, seção 5.5 – Condutores elétricos”. Disponível em: <http://www.ceron.com.br/www/down_anx/NT-001_Se%C3%A7%C3%A3o%205.5.pdf>. Acesso em 01/06/2013.
- [27] PRYSMIAN CABOS E SISTEMAS. Catálogos de cabos para linhas aéreas. Cabos nus de alumínio Disponível em: <<http://www.prysmian.com.br/export/sites/prysmian-ptBR/energy/pdfs/AluminioCA.pdf>>. Acesso em 01/06/2013.
- [28] PRYSMIAN CABOS E SISTEMAS. Catálogos de cabos para linhas aéreas. Cabos nus de alumínio com alma de aço. Disponível em: <<http://www.prysmian.com.br/export/sites/prysmian-ptBR/energy/pdfs/AluminioCAA.pdf>>. Acesso em 01/06/2013.
- [29] PRYSMIAN CABOS E SISTEMAS. Catálogos de cabos para linhas aéreas. Cabos nus de cobre. Disponível em: <<http://www.prysmian.com.br/export/sites/prysmian-ptBR/energy/pdfs/cobrenu.pdf>>. Acesso em 01/06/2013.
- [30] CEEE - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul. Procedimentos de Distribuição. “Instalação de condutores nus”. NTD-00.055. 2010.
- [31] BASTOS SOBRINHO, A. I.; PINHO, A. C.; SOARES, F. A.; DA ROSA, M. C.; AGOTTANI, R. Z. “Estudo do comportamento de um motor de indução trifásico alimentado por um transformador monofásico com o secundário com center tap”. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica da Universidade Tecnológica Federal do

- Paraná (UTFPR). 2001. Disponível em: <http://nupet.daelt.ct.utfpr.edu.br/tcc/engenharia/doc-equipe/2011_1_03/2011_1_03_artigo.pdf>. Acesso em 27/05/2013.
- [32] SOARES, F. A.; DA ROSA, M. C.; AGOTTANI, R. Z. “Estudo do comportamento de um motor de indução trifásico alimentado por um transformador monofásico com o secundário com center tap”. Trabalho de Conclusão de Curso. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). 2011. Disponível em: <http://nupet.daelt.ct.utfpr.edu.br/tcc/engenharia/doc-equipe/2011_1_03/2011_1_03_final.pdf>. Acesso em 27/05/2013.
- [33] MAGGS, A. H. “Single-phase to three-phase conversion by the Ferraris-Arno system”. Journal of the Institution of Electrical Engineers – Part I. Vol. 93. Issue 68. 1946.
- [34] GUEDES, M. V. “História da eletrotécnica”. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP). Portugal. Disponível em: <www.fe.up.pt/histel/GalFerraris.pdf>. Acesso em 15/06/2013.
- [35] HISTÓRIA dos motores elétricos. Universidade de São Paulo (USP). Disponível em: <<http://sistemas.eel.usp.br/docentes/arquivos/5840834/59/Historiamotoreseltricos.doc>>. Acesso em 15/06/2013.
- [36] PADAYACHY, D. “The operation of large motors off single phase supplies: the Eskom approach”. IEEE Conference Publications. v. 2. p. 837–842. 1999.
- [37] JINN-CHANG WU; YAO-HUI WANG. “Three-Phase to Single-Phase Power-Conversion System”. IEEE Transactions on Power Electronics. v. 26. Issue 2. p. 453–461. 2011.
- [38] BELLAR, M. D; AREDES, M; NETO, J. L. S; ROLIM, L. G. B; MIRANDA, UD.A; FERNANDES, R.M; AQUINO, A.F.C; PETERSEN, V.C. “Four wire single-phase to three-phase system for rural distribution network”. IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC’04). v. 2. p. 1064–1070. 2004.

- [39] BELLAR, M. D; AREDES, M; SILVA NETO, J. L; ROLIM, L. G. B; AQUINO, F.C; PETERSEN, V.C. “Comparative analysis of single-phase to three-phase converters for rural electrification”. IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE’04). v. 2. p. 1255–1260. 2004.
- [40] BELLAR, M. D; AREDES, M; SILVA NETO, J. L; ROLIM, L. G. B; AQUINO, F.C; PETERSEN, V.C. “Single-phase static converters for rural distribution system”. IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE’04). v. 2. p. 1237–1242. 2004.
- [41] BUSARELLO, T. D. C; HEERDT, J.A; BATSCHAUER, A. L; MEZARROBA, M. “Three-phase feeding system for rural electrification”. Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COBEP’09). p. 1046–1051. 2009.
- [42] DIAS, J.A.A; DOS SANTOS, E.C; JACOBINA, C.B. “A low investment single-phase to three-phase converter operating with reduced losses”. 25th Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC’10). p. 755–760. 2010.
- [43] DOUGLAS, H.; MALENGRET, M. “Symmetrical PWM with a split-capacitor single-phase to three-phase converter for rural electrification”. IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE’98). v. 1. p. 289–293. 1998.
- [44] ENJETI, P; CHOUDHURY, S.A. “A low cost single phase to three phase static power converter”. IEEE 36th Rural Electric Power Conference (REPC’92). p. A4/1–A4/7. 1992.
- [45] ENJETI, P.; RAHMAN, A. “A new single-phase to three-phase converter with active input current shaping for low cost AC motor drives”. IEEE Transactions on Industry Applications. v. 29. N° 4. p. 806–813. 1993.
- [46] FERNANDES, R. M; AREDES, M.; MIRANDA, U. A., ABRAÇADO R. L; MOTHE, A. S. “Conversor estático monofásico-trifásico com ponto de neutro para eletrificação rural”, VI SBQEE. 2005.

- [47] JACOBINA, C. B; CIPRIANO DOS SANTOS, E; ROCHA N; FABRICIO, E. L. L. “Single-Phase to Three-Phase Drive System Using Two Parallel Single-Phase Rectifiers”. IEEE Transactions on Power Electronics. v. 25. Issue 5. p. 1285–1295. 2010.
- [48] KAHN, S.I.; ZIOGAS, P.D.; RASHID, M.H. “A novel single- to three-phase static converter”. IEEE Transactions on Industry Applications. v. 25. Issue: 1. p. 143–152. 1989.
- [49] LEE, D. C.; KIM T. Y.; LEE G. M.; SEOK, J. K. “Low-cost single-phase to three-phase PWM AC/DC/AC converters without source voltage sensor”. IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT’02). v. 2. p. 792–797. 2002.
- [50] MACHADO, R. Q; BUSO, S; POMILIO, J.A. “A line-interactive single-phase to three-phase converter system”. IEEE Transactions on Power Electronics. v. 21. Issue 6. p. 1628–1636. 2006.
- [51] MACHADO, R. Q.; BUSO, S. E.; POMILIO J. A. “Sistema conversor mono-trifásico de alta qualidade para aplicações rurais e de geração distribuída”. 6º Encontro de Energia no Meio Rural. 2004.
- [52] MACHADO, R. Q.; BUSO, S.; POMILIO, J. A.; MARAFÃO, F. P. “Eletronic control of a three-phase induction generator directly connected to a single-phase feeder”. 7th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP’03). p. 651–656. 2003.
- [53] MACHADO, R. Q.; BUSO, S.; POMILIO, J. A.; MARAFÃO, F. P. “Three-phase to single-phase direct connection for rural co-generation systems”. 19th Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC’04). v. 3. p. 1547–1553. 2004.

- [54] MACHADO, R. Q; GONCALVES, AMÍLCAR F. Q; BUSO, S.; POMILIO, JOSÉ A. “An electronic solution for the direct connection of a three-phase induction generator to a single-phase feeder”. *SBA Controle & Automação*. v. 20. N° 3. p. 417–426. 2009.
- [55] MALENGRET, M.; NALDRETT, G.; ENSLIN, J. “Applying parks transformation to a single to three phase convertor”. *IEEE 26th Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC’95)*. v. 2. p. 985–989. 1995.
- [56] MIRANDA, U. A.; NETO, L. S.; BELLAR, M. D.; AREDES, M.; FERNANDES, R. M. “Implementação em DSP de um conversor monofásico-trifásico (Monotri) para a eletrificação rural”. *Congresso Brasileiro de Automática (CBA’04)*. 2004.
- [57] OHNISHI, T. “PWM control method for single-phase to three-phase converter with a three-phase switching power module”. *IEEE 29th Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC’98)*. p. 464–469. 1998.
- [58] REZEK, A. J. J.; VICENTE, J. M. E.; CORTEZ, J. A.; MERONE, M. A.; RENÓ Jr, N. B.; GUIMARÃES, C. A. M.; da SILVA, C. L. “Um conversor de fases estático de baixo custo para ser utilizado em rede monofásica”. *5º Encontro de Energia no Meio Rural*. 2003.
- [59] dos SANTOS JÚNIOR, E. C; JACOBINA, C. B; ROCHA, N; DIAS, J. A. A; CORREA, M.B.R. “Single-phase to three-phase four-leg converter applied to distributed generation system”. *IEEE IET Power Electronics*. v. 3. Issue 6. p. 892–903. 2010.
- [60] dos SANTOS JÚNIOR, E. C; JACOBINA, C. B; ALMEIDA CARLOS, G. A; FREITAS, I. S. “Component minimized AC–DC–AC single-phase to three-phase four-wire converters”. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. v. 58. Issue 10. p. 4624–4635. 2011.

- [61] dos SANTOS JÚNIOR, E. C; JACOBINA, C. B; da SILVA, E. R. C; ROCHA, N. “Single-phase to three-phase power converters: state of the art”. IEEE Transactions on Power Electronics. v. 27. Issue 5. p. 2437–2452. 2012.
- [62] da SILVA, E. R. C.; de SOUZA, S. B.; COELHO, F. A. “A single phase to three phase soft-switched converter, isolated and with active input current shape”. IEEE 26th Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC'95). p. 1252–1257. 1995.
- [63] THIEL, S.; MOSTERT, C. H.; ENSLIN, J.H.R. “Universal power electronic solution to low-cost rural electrification”. IEEE AFRICON 4th Conference. v. 1. p. 335–340. 1996.
- [64] TSHIVHILINGE, E. N.; MALENGRET, M. “Practical control of a cost reduced single phase to three phase converter”. IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE '98). p. 445–449. 1998.
- [65] WU, J. C., & WANG, Y.H. “Three-phase to single-phase power conversion system”. IEEE Transactions on Power Electronics. v. 26, n° 2. p. 453–461. 2011.
- [66] ZHANG, J; HUNTER, G.P; RAMSDEN, V.S. “Performance of a single-phase to three-phase cycloconverter drive”. IEEE Proceedings on Electric Power Applications. v. 142. Issue 3. p.169–175. 1995.
- [67] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST. Módulo 8. Qualidade da energia elétrica”. Revisão 4. 2012.
- [68] CELTINS – Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins. Rede Energia. Norma técnica de distribuição. “Critérios básicos para projetos de redes aéreas de distribuição rural”. NTD – 07. 2009.

- [69] BELTANI, J. M., “Medição de malha de terra em subestações energizadas”. Dissertação de mestrado. Universidade Estadual Paulista (UNESP). Campus de Ilha Solteira/SP. 2007.
- [70] CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. Manual de distribuição. “Fornecimento de energia elétrica em média tensão: rede de distribuição aérea ou subterrânea”. ND-5.3. 2009.
- [71] CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. Manual de distribuição. “Instalações básicas de redes de distribuição aéreas rurais”. ND-2.2. 2012.
- [72] CEMAR – Centrais Elétricas do Maranhão. Norma técnica. “Fornecimento de energia elétrica em média tensão”. NT.GEMS.002.02. 2010.
- [73] CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina. Norma Técnica. “Fornecimento de energia elétrica em tensão primária de distribuição”. NT.01-AT. 2001.
- [74] CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz. Orientação Técnica. “Aterramentos na distribuição”. 2010.
- [75] CELPA – Centrais Elétricas do Pará. Rede Energia. Norma técnica. “Redes monofilares com retorno por terra critérios para projeto e montagem – 13,8 kV e 34,5 kV”. NTD-16. 2000.
- [76] CEMAT – Centrais Elétricas Mato-grossenses. Rede Energia. Norma técnica. “Montagem de redes primárias de distribuição de energia elétrica aérea, rural, com condutores nus – 13,8 e 34,5 kV”. NTE-028. 2010.
- [77] COPEL – Companhia Paranaense de Energia. Manual de instruções técnicas. “Fiscalização de obras de distribuição. Módulo: aterramento de redes de distribuição”. 2004.

- [78] COELCE – Companhia Energética do Ceará. Critério de Projeto. “Rede de distribuição rural monofilar”. CP 003/2006 – R-01. 2006.
- [79] ÁVILA. A. F. “Estudo do desempenho de redes de distribuição rural utilizando dados do sistema de localização de tempestades e da operação do sistema – uma abordagem de engenharia”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). 2005.
- [80] SILVA, A. J.; MUNHOZ, F. C.; CORREIA, P. B. “Qualidade na utilização de energia elétrica no setor rural: Problemas, legislação e alternativas”. 4º Encontro de Energia no Meio Rural. 2002.
- [81] GRUPO INTELLI - Departamento de engenharia e produto e mercado. “Princípios e medidas práticas para a obtenção de aterramentos seguros e confiáveis por meio de eletrodos cravados.” Disponível em: <http://www.coppersteel.com.br/arq/ater_seg.pdf>. Acesso em 06/05/2013.
- [82] CELG – Centrais Elétricas de Goiás. Norma Técnica. “Critérios para projetos e procedimentos para execuções de aterramentos de redes aéreas e subestações de distribuição”. NTC-60. 2008.
- [83] BEZERRA. S. R. C.; KANASHIRO, A. G. “Sistema de aterramento elétrico com hastes envolvidas em concreto”. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE’10). 2010.

APÊNDICE A

FATORES AMBIENTAIS QUE AFETAM O ATERRAMENTO

A.1 – Considerações iniciais

A resistência da ligação terra depende das conexões elétricas que conectam um ponto do sistema aos eletrodos, dos eletrodos de aterramento em si e, principalmente, da terra que envolve os eletrodos [69]. A influência do tipo de solo que envolve o eletrodo de aterramento pode ser analisada dividindo o solo em várias camadas cilíndricas de terra, de igual espessura, ao redor do eletrodo [81]. A figura A.1 mostra o eletrodo de aterramento envolvido pelo solo que, conceitualmente, é feito de conchas concêntricas com a mesma espessura. A concha mais próxima do eletrodo tem a menor área. Cada concha subsequente incorpora uma área maior até chegar ao eletrodo.

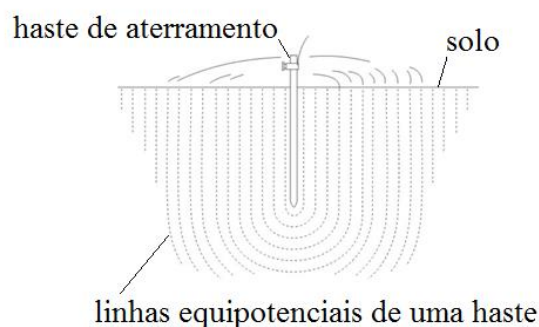


Figura A.1 – Representação das linhas equipotenciais de uma haste de aterramento [81].

Cada camada é definida por linhas equipotenciais. Como a resistência varia na razão inversa da área através da qual a corrente se dissipa, quanto menor a área a ser considerada, maior será a resistência correspondente.

Na figura A.1 verifica-se que a área entre a linha equipotencial mais interna e a haste corresponde à menor seção, sendo equivalente à área de uma única camada. Portanto, supondo tratar-se de um solo com resistividade uniforme, a maior parcela da resistência do solo encontra-se na camada mais adjacente ao eletrodo, que tem a menor seção de solo perpendicular ao percurso da corrente através do solo. Desta forma, conclui-se que a concha mais próxima do eletrodo tem a menor área e, por consequência, o maior grau de resistência.

Já entre a segunda linha equipotencial e a haste, a seção aumenta para duas camadas. Da mesma forma, cada concha subsequente incorpora uma área maior, resultando em uma resistência sucessivamente menor. Por fim, atinge-se um ponto em que as conchas adicionais oferecem pouca resistência ao solo em volta do eletrodo e, portanto, resistência desprezível.

A uma distância de 2,5 a 3 m da haste, a área de passagem é tão grande que a resistência das camadas sucessivas torna-se praticamente insignificante, comparada à camada que envolve diretamente a haste [81]. Esta informação é confirmada por medições que indicam que 90% da resistência elétrica total em volta do eletrodo situa-se dentro de um raio típico de 2 a 3 m a partir do eletrodo [81].

Daí a recomendação de que, em caso de aterramentos com eletrodos múltiplos, seja mantida uma distância mínima de aproximadamente 2,5 m entre eles. Desta forma, as resistências individuais de cada eletrodo não serão afetadas pelo eletrodo vizinho. Apenas a resistência equivalente, vista do ponto de acoplamento do aterramento ao sistema elétrico, será reduzida pela associação em paralelo das hastes combinadas. Sem o espaçamento correto entre os eletrodos de aterramento, suas áreas de influência irão se sobrepor e a resistência total não será reduzida.

Determinadas as camadas de solo que interferem no aterramento e que, portanto, devem ser consideradas durante a fase de projeto do mesmo, segue-se com a discussão dos fatores ambientais que afetam o valor da resistência de terra como composição química, umidade e temperatura do solo ao redor da haste.

A.2 – O tipo de solo

A condutância dos solos, especialmente dos subsolos, é determinante na resistência do aterramento. Fatores ambientais e químicos, tais como composição, teor de umidade, capacidade de retenção de água, salinidade, alcalinidade, quantidade de sais minerais, temperatura, dentre outros, afetam a condutância do solo ou a resistência de terra e devem, portanto, ser considerados quando deseja-se fazer contato elétrico com a terra.

No caso do Brasil, devido às características peculiares do solo, que possui valor médio de resistividade elevado, superior a $1000 \Omega.m$ na maior parte do território, o projeto e construção de malhas de aterramento adequadas à segurança de seres vivos e que garantam um bom desempenho do sistema, constituem laboriosa tarefa. Somada a tais características peculiares de solo, deve-se salientar a elevada densidade de incidência de descargas atmosféricas para terra (*número de descargas/km²/por ano*) no país em relação a outras localidades do mundo.

Com o objetivo de ilustrar a grande variação da resistência de aterramento em função do tipo de solo, a tabela A.1 apresenta valores típicos de resistências de terra em diferentes regiões, para aterramentos com mesma quantidade e profundidade de cravamento, compostos pela combinação de 3 (três) hastes tradicionais de 2,4 m [81]. São apresentados valores mínimos, médios e máximos típicos para cada tipo de solo.

Tabela A.1 – Resistências típicas de diferentes tipos de solo [81].

Tipo de solo	Resistência de aterramento típica [Ω]		
	mínima	média	máxima
Aterros ou terrenos contendo cinzas, escória e sais minerais.	3,5	14	41
Argila e terra preta com areia, mas sem pedras nem cascalhos.	2	24	98
Argila e terra preta com areia, pedras e cascalho.	6	93	800
Areia, pedra, cascalhos com pouca ou nenhuma argila.	35	554	2700

A tabela A.1 apresenta valores muito variados de resistência de aterramento, sendo grandes as discrepâncias verificadas em solos de composição diferente. Entretanto, consideráveis discrepâncias também ocorreram em um mesmo tipo de solo. No solo argiloso, com terra preta e areia, verifica-se uma diferença de mais de 90% entre os valores mínimo e

máximo de resistência de aterramento. Tamanho diferença ocorre em virtude da quantidade de concentração de cada componente ser diferente em cada região. Por exemplo, o teor médio de argila em solos argilosos varia entre 40% e 60%. Em solos arenosos, a areia representa até 60% dos solos mais brancos, porém, apresenta-se em menos de 40% em solos de tonalidade marrom. Com isso, pode-se afirmar que a quantidade de concentração de cada componente do solo altera a resistividade resultante e, conseqüentemente, modifica o valor da resistência de aterramento no local.

Na tabela A.2 são apresentados valores típicos de resistividade em alguns tipos de solo [3],[11],[69],[82]. Tais valores, que variam entre 5 $\Omega.m$ e $1.10^7 \Omega.m$, são usados apenas como referência.

Tabela A.2 – Resistividades de diferentes tipos de solo a 20° C [3],[11],[69],[82].

Tipo de solo	Resistividade [$\Omega.m$]
Lama	5 a 100
Húmus	10 a 150
Limo	20 a 100
Solo argiloso úmido	50 a 280
Solo aráveis	50 a 500
Terra de jardim	140 a 480
Calcário	500 a 5.10^3
Granito	$1,5.10^3$ a 1.10^4
Areia	1.10^3 a 8.10^3
Argila	300 a 5.10^3
Asfalto	1.10^7 a 1.10^{13}
Calcário	500 a 5.10^3
Basalto	1.10^4 a 2.10^4
Concreto molhado	20 a 100
Concreto úmido	300 a 1.10^3
Concreto seco	3.10^3 a 2.10^6
Solo em Pântanos	30
Solo para plantio	100
Cascalho úmido	500
Cascalho seco	1.10^3
Solo de argila arenoso	150
Solo arenoso úmido	300
Solo arenoso seco	1.10^3
Solo pedregoso	3.10^4
Pedra	1.10^7

Ressalta-se que a enorme diversidade de tipos de solo, com diferentes composições em cada região, inviabiliza o uso de valores constantes de resistividade, como os especificados na tabela A.2. Desta forma, o levantamento do valor da resistividade do solo é determinado através de medições em campo no local onde o sistema de aterramento será implementado.

O tipo de solo é um dos fatores mais relevantes na determinação do traçado de uma linha de distribuição [11]. Além dos impactos do relevo que influenciam os vãos básicos, determinando a quantidade de postes e o tipo de condutor a ser utilizado, as condições do solo do terreno também podem onerar custos de material e mão de obra. Deste modo, deve-se evitar terrenos alagadiços, muito arenosos ou áreas com grandes quantidades de pedras. Do mesmo modo, terrenos sujeitos a erosões, matas densas, rios sujeitos a enchentes, travessia de rodovias e ferrovias e passagem por propriedades particulares.

Ainda, o cruzamento da linha com redes elétricas já existentes deve ser feito de modo que a rede com tensão mais elevada fique acima da de menor tensão, mantendo ainda as distâncias mínimas para evitar arcos elétricos e influências magnéticas e conservando as alturas mínimas recomendadas para os condutores em relação ao solo.

Verifica-se, portanto, que a complexidade na escolha do traçado da linha engloba, entre outros:

- Fatores estruturais, como a difícil sustentação dos postes por um solo arenoso;
- Fatores de segurança, como o risco de acidentes fatais em solos alagadiços;
- Fatores técnicos, como a dificuldade de conseguir resistências de terra adequadas em solos de resistividade muito alta;
- Fatores econômicos, relacionados ao desafio de cumprir os requisitos citados com custos que não inviabilizem o projeto.

A.3 – A estratificação do solo

Além de variar geograficamente, a resistência do solo varia em profundidades diferentes. Camadas mais ou menos profundas diferem na formação geológica [69]. Isso define características variadas em relação à composição química, teor de umidade e temperatura. Na prática, tem-se sempre uma mistura de diversos tipos de solo, constituídos por camadas com características semelhantes [3].

Desta forma, os solos, em sua maioria, não são homogêneos, mas formados por camadas, praticamente horizontais e paralelas à superfície do solo. Em algumas situações, devido a falhas geológicas, o perfil do solo pode apresentar camadas inclinadas ou mesmo quase verticais. Estas últimas são mais raras, levando à concentração dos estudos em perfis do solo aproximadamente horizontais [82].

Nestes solos heterogêneos, as diferentes resistividades de cada camada resultam em variações na dispersão de corrente [69]. Para determinar com precisão a resistividade do solo, surge a necessidade de estratificá-lo, ou seja, separá-lo em subconjuntos com características similares. Identificando as resistividades das várias camadas do solo, efetua-se a estratificação, substituindo o solo original por camadas homogêneas, regulares e com resistividades uniformes em cada uma delas, como ilustra a figura A.2.

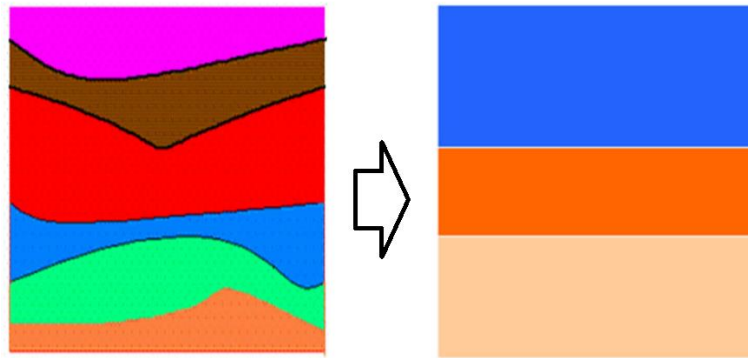


Figura A.2 – Estratificação do solo em camadas regulares e de resistividades uniformes.

A estratificação do solo em camadas permite a definição da resistividade de cada camada. Conhecendo sua profundidade pode-se estudar a densidade de corrente em cada camada e sua dispersão.

Tanto a medição sistemática da resistividade, quanto a estratificação do solo nos locais de instalação, são essenciais na etapa do projeto de um sistema de aterramento [3]. A análise das características das camadas estratificadas permite que o projeto de aterramento busque o menor valor de resistência possível, mantendo o gradiente de potencial no solo dentro do limite tolerável.

Conhecidas as resistividades de cada camada, atribui-se às malhas de terra características como: propriedades físicas de condutores, tipo de eletrodo a ser usado, quantidade de eletrodos e eventual necessidade de tratamento químico do solo.

A.4 – A umidade do solo

Além do tipo de solo, sua composição química e a eventual necessidade de estratificação, a umidade do solo influi consideravelmente em sua resistividade. Solos rochosos ou arenosos, que absorvem pouca água, tendem a ser secos e de alta resistividade. Já solos naturalmente mais úmidos, como terra para plantio, apresentam baixa resistividade, permitindo melhor dissipação da corrente elétrica. Isso porque a maior umidade faz com que os sais presentes no solo se dissolvam formando uma meio favorável à passagem da corrente [3].

A quantidade de água no solo depende de uma série de fatores como clima, época do ano, temperatura, quantidade de sais minerais e natureza do solo. Entretanto, em seu estado natural, não se encontram solos realmente secos (0% de umidade) e nem solos com umidade acima de 40% [3].

O teor normal de umidade varia de acordo com a localidade, mas geralmente é de 10% na estação das secas, 35% em épocas de chuvas, mantendo uma média aproximada de 16 a 18%. Deste modo, períodos de estiagem estão relacionados a aumentos acentuados na resistência da ligação a terra [81].

Verifica-se um aumento nos valores de resistividade de solos, unicamente em função da mudança da estação chuvosa para a seca. A tabela A.3 compara os valores de resistividades medidos em solos variados e com diferentes teores de umidade [3],[82].

Tabela A.3 – Resistividades em solos com diferentes teores de umidade a 20° C [3],[82].

<i>Tipo de solo</i>	<i>Resistividade [$\Omega.m$]</i>
<i>Terra de jardim com 50% de umidade</i>	140
<i>Terra de jardim com 20% de umidade</i>	480
<i>Argila seca</i>	$1,5.10^3$ a 5.10^3
<i>Argila vermelha com 10% de umidade</i>	330
<i>Argila vermelha com 20% de umidade</i>	160
<i>Argila vermelha com 30% de umidade</i>	85
<i>Argila vermelha com 40% de umidade</i>	80
<i>Areia totalmente seca</i>	1.10^6
<i>Areia com 2,5% de umidade</i>	$1,5.10^3$
<i>Areia com 5% de umidade</i>	430
<i>Areia com 10% de umidade</i>	185
<i>Areia com 15% de umidade</i>	105
<i>Areia com 20% de umidade</i>	63
<i>Areia com 30% de umidade</i>	42

A umidade representa uma diferença marcante na eficácia da ligação terra, especialmente para teores de umidade abaixo de 2,5% [3]. Em geral, variações em teores de umidade abaixo de 20% estão relacionadas a grandes alterações na resistividade do solo. Já para valores superiores a 20% de umidade, independente do tipo de solo, a resistividade não é grandemente afetada [81].

A.5 – A temperatura do solo

A resistividade do solo varia acentuadamente com a umidade, mas também é afetada pela temperatura do solo. A tabela A.4 ilustra as alterações na resistividade de um solo arenoso com umidade constante, perante variações de temperatura [82].

Tabela A.4 – Variação da resistividade do solo arenoso com a temperatura do solo [82].

<i>Temperatura de solo [°C]</i>	<i>Resistividade [$\Omega.m$]</i>
20	50
10	100
0	150
-5	1000
-15	3000
-20	3300

Temperaturas do solo mais altas praticamente não alteram sua resistividade. Já na queda de 20° C para 0° C ocorre um considerável aumento, sendo que a resistividade triplica com esta redução de temperatura. Entretanto, a variação de resistividade é ainda mais acentuada para temperaturas do solo abaixo de 0° C. Os dados da tabela A.4 indicam a dificuldade em projetar e executar um aterramento adequado em localidades onde os invernos são muito rigorosos e a terra fica muito gelada. Abaixo de 0°C a água no solo congela e isto causa enorme aumento da resistência de terra [81].

A.6 – O tratamento químico do solo

Sabe-se que solos rochosos ou muito secos oferecem elevada resistividade. Em casos como este, mesmo com o agrupamento de hastes em paralelo formando polígonos ou com a construção de uma malha de terra com placas sólidas ou cabos nus, a resistência de aterramento pode permanecer acima dos valores recomendados. Em outros locais, não é possível executar aterramentos com hastes mais profundas devido a pedras adjacentes.

Tal exemplo mostra que assegurar um aterramento de baixa resistência exige mais do que adquirir boas hastes de terra. Determinar um adequado contato elétrico com a terra exige a consideração dos fatores ambientais que afetam a condutância do solo e, por consequência, a resistência de terra.

Uma solução para tal impasse seria tratar quimicamente o solo, ou seja, alterar sua constituição química, aumentando o teor de água e sal e, conseqüentemente, diminuindo a resistividade do solo adjacente à haste, de modo a proporcionar uma passagem condutora para a corrente.

Há algumas décadas era usual introduzir sal grosso ou mesmo carvão mineral na área em torno das hastes, sendo tais substâncias substituídas, mais recentemente, por produtos especificamente combinados para o tratamento químico de solos, como a sílica gel. Estes aditivos químicos consistem em misturas de sais que devem evitar corrosão e ser quimicamente estáveis, não podendo ser tóxicos nem solúveis em água para não reter a água no local da haste.

Para tratamento de terra, escava-se o terreno até formar uma cavidade que alcance a cabeça do eletrodo, o que geralmente ocorre 50 cm abaixo da superfície. Algumas soluções de produtos químicos são despejadas na cavidade e outras são misturadas com uma parte da terra de escavação. Após a recolocação da terra de escavação na cavidade o local deve ser irrigado diversas vezes, até que a terra que circunda o eletrodo esteja saturada.

O tratamento químico no solo do local do aterramento apresenta um resultado imediato, pelo aumento da umidade e do conteúdo em sais do terreno que circunda os eletrodos. Após algumas semanas, os efeitos do tratamento são maximizados e estabilizados. Então, inicia-se um processo gradativo da redução em sua eficiência. O efeito é garantido por períodos relativamente curtos, entre dois e cinco anos.

A redução de resistência após tratamento químico do solo que o envolve varia muito de um aterramento para outro. Em um solo que apresentava originalmente uma resistência

de terra muito alta, a porcentagem de redução na mesma com o tratamento químico, é extremamente alta, chegando a mais de 90%. Já os aterramentos de resistência originalmente mais baixa, também podem ser melhorados com tratamentos químicos, mas não na mesma proporção dos primeiros, sendo observadas nestes casos reduções típicas de 50%. Desta forma, a redução relativa da resistência de terra será mais considerável quanto maior for sua resistência inicial.

Além disso, sabe-se que o solo natural constitui simultaneamente um material complexo e variável de acordo com a sua localização e a estação do ano. Como a umidade e a temperatura afetam a resistividade do solo, é evidente a considerável variação da resistência de aterramento de acordo com as alterações climáticas percebidas ao longo do ano. Desta forma, um solo pode apresentar grandes variações na resistência ao comparar-se um mês seco e um mês de chuvas abundantes.

A análise desta variação sazonal da resistência de aterramento é fundamental em sistemas que dependem da qualidade do contato com a terra para seu funcionamento e garantia de eficiência [1]. Esta variação ao longo das estações do ano é bastante diferente em aterramentos tratados e não tratados. Nos aterramentos em solos com tratamento químico, medições em agosto e novembro, mostraram uma redução de menos de 20%, enquanto nos solos não tratados, a resistência de aterramento medida nos meses de agosto e novembro pode apresentar uma redução de 70%.

Estes dados indicam que no solo sem tratamento, há grande dependência das variações sazonais da umidade contida no solo, enquanto que a terra tratada é pouco sujeita a tais variações, apresentando valores e oscilações da resistência de aterramento bem menores os verificados em outros aterramentos tradicionais.

Portanto, verifica-se que, além de melhorar a condutividade do solo, um grande benefício do tratamento químico do solo é a diminuição das variações sazonais da resistência de aterramento. Mesmo em períodos de longa ausência de chuvas, o tratamento químico consegue manter um determinado nível de umidade nas proximidades dos eletrodos, provocando assim a redução e a estabilidade dos valores da resistência de aterramento.

APÊNDICE B

CARACTERÍSTICAS DOS ELETRODOS DE ATERRAMENTO

B.1 – Considerações iniciais

O Apêndice A mostrou as influências da resistividade, umidade e temperatura do solo no local do aterramento. Além destes fatores ambientais, a dispersão da corrente elétrica pelo sistema de aterramento depende dos eletrodos, das conexões elétricas que ligam um ponto do sistema aos eletrodos e do solo que envolve os eletrodos. Deste modo, diversas variáveis afetam a resistência de aterramento de um sistema como: diâmetro do eletrodo de aterramento, comprimento e profundidade do eletrodo de aterramento, número de eletrodos e design do sistema de aterramento. Tais características são discutidas na sequência, assim como a aplicação de algumas técnicas para reduzir a resistência de aterramento ao valor desejado.

B.2 – O material dos eletrodos de aterramento

Eletrodos são os componentes metálicos enterrados no solo, sendo o material bom condutor de eletricidade e compatível com sua cravação do solo [69]. Tal material não pode reagir quimicamente com o solo, sendo resistente à corrosão galvânica e inerte à ação de ácidos e sais do solo. Além dos aspectos elétricos e químicos, os eletrodos também devem apresentar uma resistência mecânica adequada ao esforço a que será submetido.

Usando elementos de alta condutividade como alumínio, aço ou cobre, a resistência do eletrodo é quase desprezível desde que o mesmo esteja livre de tinta, graxa ou similares

e que esteja firmemente em contato com o solo. O aço e alumínio devem ter tratamento contra corrosão.

A haste com alma de aço revestida de cobre e a cantoneira de ferro zincado são exemplos de eletrodos muito comuns [69]. A alma de aço, que consiste em uma liga de ferro e carbono, fornece a resistência mecânica à haste, permitindo o cravamento manual com martelo ou mesmo a cravação mecânica. Esta alma de aço é revestida por uma camada externo de cobre, protegendo a haste contra corrosão, sendo que o cobre pode ser fundido ou depositado eletroliticamente sobre o aço.

B.3 – Tipo e disposição dos eletrodos de aterramento

Os eletrodos mais utilizados são hastes ou cantoneiras de aço, cobre ou aço revestido de cobre, enterrados verticalmente. A disposição vertical das hastes é mais comum pela praticidade e facilidade na cravação além de permitir atingir camadas mais profundas do solo, que possuem menor resistividade elétrica.

As cantoneiras de aterramento podem ser de ferro zincado, de aço carbono ou de alumínio. A cantoneira de ferro zincado deve sua resistência mecânica ao ferro e sua resistência química à galvanização ou zincagem, que consiste no processo de revestimento do metal com uma liga de zinco proporcionando ao produto maior resistência à oxidação (corrosão) além do benefício estético de dar mais brilho ao material.

Na verdade, na maioria das aplicações, o eletrodo de terra tipo cravado praticamente substituiu os demais. Este eletrodo é mais econômico tanto na compra quanto na instalação, além de poder ser facilmente inspecionado.

Outras disposições geométricas dos eletrodos de aterramento também são utilizadas como eletrodo horizontal, esfera colocada a uma maior profundidade, meia esfera ou disco horizontal ao nível do solo, hastes cravadas em paralelo ou em anel [2],[69].

Estruturas metálicas de edificações ou torres podem ser usadas para aterramento desde que o projeto seja previamente adequado para uso de determinadas ferragens da estrutura para duas finalidades: sustentação estrutural e aterramento elétrico. Pode-se usar, ainda, uma malha subterrânea formada por uma placa de material condutor ou por fios ou cabos nus estendidos, interligados e enterrados.

B.4 – Área de contato dos eletrodos de aterramento com o solo

Quanto maior a área do eletrodo que ficar em contato com o solo, melhor a dissipação de corrente e menor a resistência deste aterramento. Medidas que aumentem a área de contato do solo com os eletrodos, tais como aumentar a quantidade de eletrodos ou mudar o tipo de eletrodo utilizado, são viáveis em caso de valores de resistência de aterramento superiores aos desejados.

Em relação ao tipo de eletrodo, uma canaleta tem maior área de contato com o solo que uma haste circular tradicional de mesmo comprimento. Pode-se também trocar as hastes por outras de maior diâmetro. Entretanto, estas duas substituições provocam reduções mínimas no valor da resistência de aterramento.

Já a opção de usar mais de uma haste pode ser muito eficiente. Ao promover-se a interligação de duas ou mais hastes, aumenta-se a área de contato com o solo, beneficiando a dispersão da corrente e diminuindo a resistência de aterramento.

Caso a redução com múltiplas hastes ainda não seja suficiente, pode-se optar por uma placa sólida de material condutor, enterrada sob o solo. Entretanto, o método mais eficiente entre todos os citados, para fins de redução da resistência de aterramento consiste na chamada malha de aterramento ou malha de terra. Tal malha é indicada para locais com solo extremamente seco, com alta resistividade ou, ainda, para componentes de grande porte e de alta potência, com papéis estratégicos dentro de um sistema elétrico, como subestações. Esse tipo de eletrodo de aterramento é instalado antes da montagem do contra piso da edificação e pode se estender por quase toda a área da construção.

A malha de terra pode ser composta de fitas de cobre ou de aço galvanizado ou cabos nus de cobre, aço zincado ou aço cobreado. Estas fitas são geralmente cortadas em pedaços com 10 m de comprimento e enterradas horizontalmente com uma profundidade entre 50 e 70 cm da superfície do solo. Posicionando estas fitas em dois sentidos forma-se uma malha quadriculada, com janelas internas que podem variar de tamanho dependendo da aplicação. Em geral, tais janelas internas medem 50 x 50 cm. Em subestações, além de ser coberta por uma espessa camada de solo, a malha de terra tem ainda outra camada superficial de brita, com espessura entre 10 e 20 cm, para garantir maior isolamento, protegendo o operador da tensão de passo.

B.5 – Diâmetro dos eletrodos de aterramento

O diâmetro do eletrodo de aterramento pouco influencia na eficiência do aterramento. Por exemplo, dobrando o diâmetro de um eletrodo de aterramento, sua resistência reduz apenas 10% [81]. Desta forma, estão disponíveis comercialmente apenas hastes com diâmetros convencionais como 1/2", 5/8", 3/4" e 1".

B.6 – Profundidade dos eletrodos de aterramento

Ao contrário do seu diâmetro, o comprimento e a profundidade dos eletrodos de aterramento são fatores determinantes na qualidade do aterramento, sendo a opção por hastes mais compridas ou com prolongadores, muito eficiente para diminuição da resistência de terra.

A tabela B.1 ilustra a resistência de terra variando com a profundidade atingida por hastes verticais de diferentes comprimentos, em um solo arenoso. Observa-se na tabela que, com o aumento do comprimento da haste, camadas mais profundas do solo são atingidas, passando de areia mole para areia dura e por fim, para solo argiloso com areia [81]. Geralmente os primeiros poucos metros próximos à superfície do solo apresentam maior resistência.

Tabela B.1 – Variação da resistência de aterramento com a profundidade em um solo arenoso [81].

<i>Comprimento da haste</i>	<i>Camada de solo atingida</i>	<i>Resistência de aterramento medida</i>	<i>Redução verificada na resistência de aterramento em relação a haste de comprimento imediatamente inferior</i>
5 m	Areia mole	330 Ω	-
10 m	Areia mole	250 Ω	80 Ω
15 m	Areia dura	203 Ω	47 Ω
20 m	Solo argiloso com areia	38 Ω	165 Ω

Sabe-se que o uso de hastes de maior comprimento aumenta a área de contato dos eletrodos de aterramento com o solo. Portanto, é esperada certa redução na resistência. Entretanto, não é o aumento no contato com o solo que determina a tão significativa queda

no valor da resistência de aterramento observada com o uso de eletrodos cravados mais profundamente. Tal redução deve-se principalmente ao fato dos solos mais profundos possuírem maior teor de umidade, apresentando maior resistividade, além do fato de que as condições de umidade e temperatura permanecem mais estáveis ao longo do tempo. Deste modo, na profundidade de 1 m, a variação da resistência de aterramento é significativa em relação à precipitação pluvial, já que a infiltração nesta profundidade é mais acentuada que em profundidades maiores [1].

Desta forma, instalando as hastes a uma maior profundidade, atingem-se camadas mais profundas do solo, que apresentam mais estabilidade e são menos sujeitas a flutuações de umidade. Por outro lado, a superfície do solo e a camada imediatamente inferior estão sujeitas a serem alternadamente molhadas e secas, devido às variações climáticas, resultando em uma resistência de aterramento sujeita a consideráveis oscilações.

Adicionalmente, a produção de gradientes de potencial maiores em camadas mais profundas do solo torna os potenciais de passo praticamente desprezíveis na superfície do solo. Portanto, o uso de poucas hastes longas é mais eficiente que várias hastes curtas.

Entretanto, mesmo diante de tais benefícios, ressalta-se que hastes de 5 m de comprimento ou mais, tornam-se inviáveis economicamente e têm sua resistência mecânica abalada. Além disso, quanto maior a haste, mais risco se corre de atingir dutos subterrâneos durante a instalação. Também existem ocasiões em que é fisicamente impossível posicionar as hastes de aterramento mais profundamente, como em regiões com solo rochoso.

Em decorrência destas limitações, estão disponíveis comercialmente hastes com até 4 m de comprimento. Comprimentos maiores devem ser encomendados aos fabricantes. Entretanto, em geral, a maior redução na resistência é obtida nos primeiros 2 m de profundidade. Hastes mais longas são necessárias algumas vezes, mas, na maioria dos casos, uma haste com o comprimento tradicional de 2,4 m, cravada de forma que sua extremidade superior fique a 50 cm da superfície do solo, é suficiente para alcançar a umidade permanente.

Geralmente, ao dobrar o comprimento do eletrodo de aterramento, pode-se reduzir o nível de resistência em mais 40%. Para ilustrar esta redução, a tabela B.2 mostra alguns valores aproximados de resistência de aterramento obtidos com uma única haste de variados comprimentos em um mesmo local, ficando evidenciado que a redução na resistência é mais acentuada para menores comprimentos de hastes [81].

Tabela B.2 – Variação na resistência de aterramento com o comprimento da haste [81].

Comprimento da haste [cm]	Resistência de aterramento [Ω]
30	170
40	130
50	105
60	90
70	85
80	69
90	62
120	50
150	42
180	35
210	31
240	28
270	26
300	23
330	20

A tabela B.2 comprova que posicionar os eletrodos mais profundamente é uma forma muito eficaz de reduzir a resistência de aterramento. Aumentando 10 vezes o comprimento da haste, passando de 30 cm para 3 m, obteve-se uma redução aproximada de 86% na resistência de aterramento.

Deve-se ter especial atenção à profundidade de cravamento e ao comprimento das hastes em regiões de clima muito frio. Nelas verifica-se grande aumento na resistência de aterramento durante períodos de neve e congelamento da superfície do solo, que não possui uma resistividade consistente, sendo altamente imprevisível. Portanto, nestas regiões, é de fundamental importância o cravamento das hastes de aterramento a maiores profundidades.

Os eletrodos de aterramento devem ser sempre posicionados abaixo da linha de congelamento, a fim de que a resistência de aterramento não seja tão influenciada pelo congelamento do solo ao redor das hastes [81]. Mesmo com este cuidado, verificam-se variações na resistência de aterramento, já que existe interferência das camadas mais superficiais do solo que, quando congeladas, tem o efeito de diminuir o comprimento útil da haste.

B.7 – Quantidade de eletrodos de aterramento

Um sistema de aterramento pode ser composto por uma simples haste ou por diversas hastes interligadas nas mais diversas configurações: alinhadas em triângulo, em círculo, em quadrado, em linha ou, em maior número, formando uma malha de aterramento [16].

Tais hastes geralmente são interligadas por cabo de cobre instalado em uma vala, geralmente com 50 cm de profundidade e recoberto por solo, sendo que as conexões entre hastes e cabos, devem ser feitas com conectores próprios para tal finalidade.

Usar hastes combinadas equivale a conectar diversos eletrodos em paralelo, reduzindo a resistência total. Geralmente, ao dobrar a faixa de aterramento, reduz-se a resistência para aproximadamente a metade. Redes mais complexas, usando hastes combinadas, aumentam significativamente a quantidade de contato com o solo em volta das hastes e reduzem as resistências de aterramento.

Ainda, para que os eletrodos adicionais sejam eficazes, os espaçamentos entre as hastes adicionais devem ser, no mínimo, equivalentes ao comprimento da haste enterrada. Em aterramentos dos sistemas de distribuição, usando eletrodos de 2,4 m de comprimento, recomenda-se que a haste mais próxima do poste tenha um afastamento mínimo de 1 m da base do poste e que as demais hastes tenham um afastamento mínimo de 2,4 m entre si, o que equivale ao próprio comprimento das hastes. Sem o espaçamento correto dos eletrodos de aterramento, suas áreas de influência irão se sobrepor e a resistência não será significativamente reduzida.

Um trabalho [83] desenvolvido por pesquisadores do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (USP) estudou matematicamente, computacionalmente e experimentalmente diversas configurações das malhas de aterramento, sob a frequência de 60 Hz.

As hastes de cobre, cilíndricas e cobreadas, com diâmetro de 12,5 mm e comprimento de 2,4 m, foram colocadas na posição vertical, 30 cm abaixo da superfície do solo e interligadas através de cabos de cobre nu, de 25 mm², na posição horizontal. Foram mantidos espaçamentos de 3 m entre as hastes.

A tabela B.3 mostra as alterações típicas obtidas no valor da resistência de aterramento convencional R , obtida com uma única haste, ao combinar-se entre duas e seis hastes iguais, para um solo de resistividade de 100 $\Omega \cdot m$ [83].

Tabela B.3 – Comparação dos valores de resistência de aterramento obtidas com uma única haste e com eletrodos múltiplos em um solo com resistividade igual a 100 $\Omega.m$ [83].

Quantidade de hastes interligadas	Resistência de aterramento [Ω]	Comparação do valor da resistência de aterramento
1 haste	36,7	R
2 hastes	19	$0,52.R$
3 hastes	13,9	$0,38.R$
4 hastes	11,6	$0,32.R$
5 hastes	10,3	$0,28.R$
6 hastes	9,61	$0,26.R$

O mesmo estudo [83] verifica a influência da quantidade de hastes interligadas em um solo de alta resistividade, que pode exigir malhas com maior quantidade de hastes interligadas. Os resultados obtidos, para um solo de resistividade de 3000 $\Omega.m$, variando a quantidade de hastes iguais interligadas, são ilustrados na tabela B.4. A tabela apresenta a resistência de terra obtida e as compara com a resistência R' , resultante da interligação de apenas duas hastes.

Tabela B.4 – Comparação dos valores de resistência de aterramento obtidas com uma única haste e com eletrodos múltiplos em um solo com resistividade igual a 3000 $\Omega.m$ [83].

Quantidade de hastes interligadas	Resistência de aterramento [Ω]	Comparação do valor da resistência de aterramento
2 hastes	552,7	R'
3 hastes	388,3	$0,7.R'$
4 hastes	305,6	$0,55.R'$
5 hastes	254,9	$0,46.R'$
6 hastes	220,3	$0,40.R'$
7 hastes	193,4	$0,35.R'$
8 hastes	175,8	$0,32.R'$
9 hastes	160,0	$0,29.R'$
10 hastes	148,2	$0,27.R'$
12 hastes	138,0	$0,25.R'$
13 hastes	129,4	$0,23.R'$

Nas tabelas B.3 e B.4 observa-se que existe uma saturação na diminuição da resistência de terra com o aumento do número de hastes. Desta forma, em solos de baixa resistividade, 3 (três) hastes já garantem uma boa conexão com a terra. Em solos de maior resistividade, recomendam-se mais hastes, porém, a redução obtida na resistência de terra torna-se muito menos relevante após 6 (seis) ou 7 (sete) hastes.

O trabalho [83] também comprovou que o aumento no espaçamento entre hastes amplia consideravelmente a faixa de aterramento. Mantendo-se a mesma configuração das malhas de aterramento, as mesmas características do solo e usando as mesmas hastes e cabos de interligação, verificou-se que o valor da resistência de terra reduziu em 20%, alterando somente o espaçamento entre hastes de 3 m para 5 m. Tal redução deve-se ao fato de que o aumento do espaçamento entre as hastes faz com que a interferência das linhas equipotenciais seja reduzida.

Ressalta-se que as reduções obtidas na resistência de aterramento com o uso de eletrodos múltiplos, evidenciadas nas tabelas B.3 e B.4, são resultados de medições em um caso específico. Tal redução não pode ser uniformemente quantificada para uma determinada quantidade de hastes interligadas em qualquer aterramento, já que ela depende não somente da quantidade de hastes, mas também do tipo de solo, de sua compactação, da temperatura e da umidade no local, das características das hastes, dos condutores de interligação e da geometria da disposição escolhida para a combinação de hastes.

O estudo [83] abrange não somente aterramentos convencionais, cujos resultados foram apresentados nas tabelas B.3 e B.4, mas também aterramentos com hastes envolvidas em uma camada de 40 cm de concreto. Como o concreto apresenta uma resistividade média de $60 \Omega.m$, a utilização de hastes envolvidas em concreto resulta em menores valores de resistência de terra, sendo a redução mais pronunciada para solos de resistividades mais elevadas, devendo ser estudada a viabilidade econômica de tal possibilidade.