THAIS REGGINA KEMPNER

**A Robustez de um Sistema de Distribuição e a Alocação
de Medidores de Qualidade da Energia Elétrica Frente
aos Afundamentos de Tensão**

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de
São Carlos, da Universidade de São Paulo, como parte
dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em
Ciências, Programa de Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Mário Oleskovicz

São Carlos
2012

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

K32r Kempner, Thais Reggina.
A Robustez de um sistema de distribuição e a alocação de medidores de qualidade da energia elétrica frente aos afundamentos de tensão. / Thais Reggina Kempner; orientador Mário Oleskovicz. São Carlos, 2012.

Dissertação - Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Ciências em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência)-- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2012.

1. Sistemas de distribuição. 2. Método das posições de falta. 3. Qualidade da energia elétrica. 4. Afundamentos de tensão. 5. Alocação ótima de medidores. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: Engenheira **THAIS REGGINA KEMPNER**

Título da dissertação: "A robustez de um sistema de distribuição e a alocação de medidores de qualidade da energia elétrica frente aos afundamentos de tensão".

Data da defesa: 23/03/2012

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Dr. **Mário Oleskovicz (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADA

Prof. Dr. **José Carlos de Melo Vieira Júnior**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADA

Prof. Dr. **Elcio Franklin de Arruda**
(Fundação Instituto Tecnológico de Osasco)

APROVADA

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Paulo Cesar Lima Segantine**

Dedicatória

*À minha mãe, Marli,
pela amizade, pelo amor incondicional, pelo
exemplo de vida e, principalmente, pelo
incentivo e compreensão. Que mesmo nos
momentos solitários sempre me apoiou a
prosseguir para alcançar os meus objetivos.*

Agradecimento

Agradeço primeiramente a Deus, por me dar saúde e força para conseguir superar a saudade das pessoas que amo. Por me amparar em todos os momentos difíceis da minha vida, sempre me instruindo a superar as adversidades encontradas e refletir sobre elas para me tornar uma pessoa melhor.

À minha família pelas orações, incentivo, amizade e apoio prestados, em especial a minha avó, Gema, e meu avô, Gabriel, pelo exemplo de humildade e perseverança, que foram um estímulo essencial para eu sempre persistir para conquistar meus ideais.

Ao professor Arnulfo Barroso de Vasconcellos, da Universidade Federal do Mato Grosso, pelos conselhos e estímulo à realização da pós-graduação.

Agradeço ao professor Mário Oleskovicz pela orientação, paciência, dedicação, confiança e pelo dinamismo evidenciado desde o primeiro momento até a fase final desta dissertação. Esta dedicação demonstrada foi imprescindível para eu persistir com entusiasmo até o término do presente trabalho.

Aos amigos e colegas da pós-graduação pela amizade, pelos bons momentos e alegrias que amenizaram a saudade da família e dos amigos que ficaram. Em especial a Tatiane e Camila que sempre estiveram do meu lado nos momentos que mais precisei.

Aos amigos do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica – LSEE, em especial ao Alex e Hermes, pela paciência e pela ajuda indispensável que me prestaram.

Ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), Departamento de Engenharia Elétrica (SEL), Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) da Universidade de São Paulo (USP) por toda a infraestrutura proporcionada para a elaboração deste trabalho.

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pelo suporte financeiro disponibilizado no decorrer desta pesquisa.

Por fim, meus agradecimentos a todos aqueles que, de forma direta ou indireta contribuíram para o dinamismo em minhas atividades, possibilitando a subida de mais este degrau na intensa e vasta escada do conhecimento.

*“Ninguém é tão grande que não possa
aprender, nem tão pequeno que não possa ensinar”.*

(Píndaro)

Sumário

Resumo	v
Abstract	vii
Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	xi
Lista de Abreviaturas e Siglas	xiii
Capítulo 1 - Introdução	1
1.1 Apresentação do Problema.....	3
1.2 Motivações e Objetivos do Trabalho	5
1.3 Etapas de Desenvolvimento da Pesquisa	6
1.3.1 Etapa 1 – Obtenção da Matriz de Tensão Durante a Falta (MTDF).....	7
1.3.2 Etapa 2 – Visualização gráfica da MTDF	7
1.3.3 Etapa 3 – Comparação dos resultados	8
1.3.4 Etapa 4 – Análise das áreas de risco e da robustez do SD	8
1.3.5 Etapa 5 – Alocação ótima de medidores	8
1.4 Estrutura do Trabalho.....	9
Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica	11
2.1 Estudo dos Afundamentos de Tensão	11
2.2 Estudo da Alocação Otimizada de Medidores	17
Capítulo 3 - A Robustez de um SD: Aspectos Conceituais e Práticos	21
3.1 Afundamento de Tensão	21

3.1.1	Sensibilidade de Equipamentos	26
3.2	Método das Componentes Simétricas.....	28
3.3	Determinação da Matriz Impedância de Barra	30
3.3.1	Adição de uma Impedância de Linha da Barra de Referência para uma Nova Barra.	32
3.3.2	Adição de uma Impedância de Linha de uma Barra Existente para uma Nova Barra.	32
3.3.3	Adição de uma Impedância entre Duas Barras Existentes.....	33
3.3.4	Exemplo de Aplicação do Algoritmo.....	34
3.4	Método das Posições de Falta (MPF)	38
3.5	Áreas de Propagação dos Afundamentos de Tensão	41
3.5.1	Área Afetada	42
3.5.2	Área Exposta ou de Vulnerabilidade	43
Capítulo 4 - A Robustez de um SD: Aplicação e Resultados		45
4.1	O Sistema Elétrico Analisado.....	45
4.2	Aplicação e Resultados Obtidos Através do MPF.....	48
4.3	Implementação e Simulações de Curtos-Circuitos via o <i>Software</i> ATP	52
4.4	Comparação dos Resultados	54
4.4.1	Considerando o Sistema Assimétrico	54
4.4.2	Considerando o Sistema Simétrico	57
4.5	Análise das Áreas de Propagação dos Afundamentos de Tensão	59
4.5.1	Análise da Área Afetada	61
4.5.2	Análise da Área Exposta ou de Vulnerabilidade	65
Capítulo 5 - A Alocação de Medidores de QEE: Aspectos Conceituais e Práticos		71
5.1	Formulação Matemática do Problema.....	71
5.1.1	Vetor de Monitoração	72
5.1.2	Vetor Coeficiente	73

5.1.3	Função Objetivo	74
5.1.4	Matriz de Observabilidade Binária.....	74
5.1.5	Vetor de Restrição	76
5.1.6	Restrições	77
5.2	Programação Linear Inteira.....	79
5.3	Algoritmo <i>Branch and Bound</i>	81
5.3.1	<i>Branching</i>	81
5.3.2	<i>Bounding</i>	83
5.3.3	Sondagem ou poda	83
5.3.4	Exemplo de Aplicação do Algoritmo <i>Branch and Bound</i>	84
5.3.5	Função <i>bintprog</i>	87
Capítulo 6 - A Alocação de Medidores de QEE: Aplicação e Resultados		89
Capítulo 7 - Considerações Finais		97
7.1	Continuidade da Pesquisa	99
7.2	Publicações.....	99
Referências Bibliográficas		101
Apêndice A - Matriz de Observabilidade Binária		107

Resumo

KEMPNER, T. R. **A robustez de um sistema de distribuição e a alocação de medidores de qualidade da energia elétrica frente aos afundamentos de tensão.** 2012. 111f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos 2012.

Esta dissertação tem como objetivo inicial reapresentar e difundir o Método das Posições de Falta (MPF) como um meio analítico para se determinar as tensões remanescentes, em todas as barras constituintes de um Sistema de Distribuição (SD), quando da ocorrência de afundamentos de tensão. Pela aplicação de tal método, é possível construir a Matriz de Tensão Durante a Falta (MTDF), denotando assim, a influência e a propagação dos afundamentos de tensão sobre toda a rede. A fim de validar o MPF, será realizada uma comparação dos resultados obtidos com os provenientes de simulações computacionais dispondo do *software* ATP (*Alternative Transients Program*). Desta comparação, ilustra-se que a ferramenta indicada mantém a previsão dos resultados em limites aceitáveis, mesmo considerando certa simplificação nos procedimentos de cálculo e na modelagem computacional dos componentes do sistema. A partir dos resultados encontrados, é realizado um mapeamento das áreas de risco que equipamentos eletroeletrônicos sensíveis estarão submetidos, através da delimitação e análise da área afetada e da área exposta ou de vulnerabilidade. Em complementação ao trabalho, é apresentada uma proposta baseada em um algoritmo *branch and bound* que determinará o número ótimo de medidores de qualidade de energia, bem como as barras onde os mesmos devam ser instalados para monitorar os afundamentos de tensão, com o objetivo de garantir que ao menos um dos medidores seja sensibilizado para cada um dos curtos-circuitos simulados.

Palavras-chave: Sistemas de Distribuição, Método das Posições de Falta, Qualidade da Energia Elétrica, Afundamentos de Tensão, Alocação Ótima de Medidores de Qualidade da Energia.

Abstract

KEMPNER, T. R. **The robustness of a distribution system and an allocation of power quality monitors in the face of the voltage sags.** 2012. 111f. Dissertation (Master Degree) – Engineering School of São Carlos, University of São Paulo, São Carlos, 2012.

This dissertation aims to initially reintroduce and spread the Fault Positions Method (FPM) as an analytic means to determine the remaining voltage in all bus bar constituents of a Distribution System (DS), upon the occurrence of voltage sags. By applying this method, it is possible to formulate the during fault voltage matrix, thus denoting the influence and propagation of voltage sags around the network as a whole. In order to legitimate the FPM, the results obtained are compared to those from computer simulations by use of the ATP (Alternative Transients Program) software. This comparison demonstrates that the tool has maintained the predicted results within acceptable limits, even though some simplification in the procedure for calculating and computer modeling of the system components. Based on such results, a detailed mapping of areas of risk, to which sensitive electronic equipment is subjected, has been carried out through the outlining and analyzing of the affected area and of the exposed or vulnerability area. Adding up to the work, a proposal based on a branch and bound algorithm is presented as a means to determine the optimum number of power quality monitors, and the bus where they should be installed to measure voltage sags, in order to ensure that at least one of the meters is sensitized for each of the simulated short-circuits.

Keywords: Distribution Systems, Fault Position Method, Power Quality, Voltage Sags, Optimal Allocation of Power Quality Monitors.

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Fluxograma das etapas de desenvolvimento da pesquisa.	6
Figura 3.1 – Ilustração de um afundamento de tensão monofásico.....	24
Figura 3.2 – Curva de sensibilidade para computadores (CBEMA).	27
Figura 3.3 – Curva de sensibilidade para equipamentos de tecnologia da informação (ITIC).27	
Figura 3.4 – Sistema hipotético de 4 barras.	35
Figura 3.5 – Fluxograma do MPF.	39
Figura 3.6 – Diagrama unifilar simplificado da área afetada.	43
Figura 3.7 – Diagrama unifilar simplificado da área exposta.....	44
Figura 4.1 – Diagrama unifilar do sistema teste de 37 barras do IEEE.....	46
Figura 4.2 – Espaçamento ID - 515	47
Figura 4.3 – Visualização gráfica da MTDF no sistema de distribuição IEEE37.....	50
Figura 4.4 – Configuração espacial do sistema de 37 barras no ATPDraw.	53
Figura 4.5 – Tensões trifásicas observadas na barra 36 quando simulado um curto-circuito trifásico na barra 30.	54
Figura 4.6 – Erro relativo percentual para os casos analisados [%], considerando o sistema assimétrico na modelagem via o <i>software</i> ATP	55
Figura 4.7 – Simulação de um curto-circuito trifásico na barra 15.	56
Figura 4.8 – Erro relativo percentual para os casos analisados [%], considerando o sistema simétrico na modelagem via o <i>software</i> ATP e MPF	57
Figura 4.9 – Simulação de um curto-circuito trifásico na barra 22.	59
Figura 4.10 – Histograma da magnitude e duração dos afundamentos de tensão e interrupções (taxa anual).	60
Figura 4.11 – Área afetada considerando um curto-circuito trifásico na barra 34.	62
Figura 4.12 – Barras afetadas pelo afundamento de tensão a partir de um limiar de 0,9 p.u...63	
Figura 4.13 – Barras afetadas pelo afundamento de tensão a partir de um limiar de 0,7 p.u...64	

Figura 4.14 – Barras afetadas pelo afundamento de tensão a partir de um limiar de 0,5 p.u. .	64
Figura 4.15 – Área exposta para a barra 34 considerando todas as situações de falta.....	66
Figura 4.16 – Área exposta para a barra 1 considerando todas as situações de falta.....	67
Figura 4.17 – Barras expostas ao afundamento de tensão a partir de um limiar de 0,9 p.u.....	68
Figura 4.18 – Barras expostas ao afundamento de tensão a partir de um limiar de 0,7 p.u.....	68
Figura 4.19 – Barras expostas ao afundamento de tensão a partir de um limiar de 0,5 p.u.....	69
Figura 5.1 – Exemplo do vetor de monitoração transposto.	72
Figura 5.2 – Exemplo do vetor coeficiente transposto com restrição de instalação do monitor no barramento 7.	73
Figura 5.3 – Exemplo hipotético da MTDF para um SD de 13 barras.	75
Figura 5.4 – Exemplo da matriz de observabilidade binária.....	75
Figura 5.5 – Exemplo da obtenção do vetor de restrição transposto.	76
Figura 5.6 – Exemplo de como contabilizar as posições do vetor de restrição.	77
Figura 5.7 – Representação do valor mínimo e máximo de uma função.....	79
Figura 5.8 – Árvore de ramificação (<i>branch</i>).	82
Figura 5.9 – Árvore <i>Branch and Bound</i>	86
Figura 6.1 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,6$ p.u..	90
Figura 6.2 – Representação da instalação de 4 monitores de QEE no sistema IEEE37	93
Figura 6.3 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,5$ p.u..	94
Figura 6.4 – Redundâncias para cada barra analisada	94
Figura A.1 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,9$ p.u..	107
Figura A.2 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,8$ p.u..	108
Figura A.3 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,7$ p.u..	108
Figura A.4 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,6$ p.u..	109
Figura A.5 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,5$ p.u..	109
Figura A.6 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,4$ p.u..	110
Figura A.7 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,3$ p.u..	110
Figura A.8 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,2$ p.u..	111
Figura A.9 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,1$ p.u.	111

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 – Características das linhas.....	46
Tabela 4.2 – Dados dos alimentadores.	47
Tabela 4.3 – Dados dos transformadores.....	48
Tabela 4.4 – Tensões registradas na ocorrência de uma falta trifásica na barra 20.....	52
Tabela 4.5 – Divergência entre as tensões registradas (falta na barra 15).....	56
Tabela 4.6 – Divergência entre as tensões registradas (falta na barra 22).....	58
Tabela 4.7 – Tensões registradas durante a situação de falta na barra 34	61
Tabela 4.8 – Tensões registradas na barra 34 para cada posição de falta.....	66
Tabela 5.1 – Soluções do problema de PL relaxado.....	85
Tabela 6.1 – Resultados da alocação ótima de medidores	92
Tabela 6.2 – Número de soluções obtidas analisando a igualdade entre as linhas da MO.....	92

Lista de Abreviaturas e Siglas

AA	<i>All Aluminum</i>
AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Engenharia Elétrica
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
BB	<i>Branch and bound</i>
CBEMA	<i>Computer Business Equipment Manufacturer Association</i>
CN	<i>Concentric Neutral</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ITIC	<i>Information Technology Industry Council</i>
MDC	Método da Distância Crítica
MO	Matriz de Observabilidade Binária
MPF	Método das Posições de Falta
MTDF	Matriz de Tensão Durante a Falta
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
p.u.	Por Unidade
PLI	Programação Linear Inteira
ProDist	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RMS	<i>Root Medium Square</i> (valor eficaz)
SD	Sistema de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração

Capítulo 1

Introdução

O contínuo avanço tecnológico e a crescente necessidade de uma maior oferta de energia elétrica têm impulsionado uma expansão progressiva do sistema elétrico de potência (SEP). Tal sistema abrange o conjunto da geração, transmissão e distribuição de energia, os quais são projetados para suprir de maneira contínua e garantir o transporte de energia, de modo confiável e seguro, desde os centros geradores até os consumidores finais.

Cabe relembrar que na implantação dos primeiros sistemas elétricos, a dinâmica dos processos era lenta e as cargas eram pouco sensíveis aos distúrbios originários da rede elétrica. Desde a abertura do mercado brasileiro às importações a partir do ano de 1990, o cenário da energia elétrica vem sofrendo grandes mudanças. A tendência à modernidade industrial vem seguindo os padrões de competitividade mundial. Neste contexto, a indústria nacional tem passado por modernização de suas instalações, através da automatização dos processos industriais. Contudo, para esta automatização é necessária a instalação de equipamentos eletroeletrônicos modernos que, por sua vez, são sensíveis a problemas relacionados a uma má Qualidade da Energia Elétrica (QEE). Sendo assim, estes equipamentos necessitam de uma tensão de alimentação isenta de imperfeições, ou pelo menos, dentro de determinados padrões para que seu funcionamento esteja de acordo com suas condições nominais ou limites aceitáveis de operação (AMASIFEN, 2008; RAMOS, 2009).

Devido à rápida evolução dos sistemas nos últimos anos, o conceito de QEE vem sofrendo alterações periodicamente, ainda não sendo possível estabelecer uma convenção ou consenso predominante sobre os conceitos associados à QEE. Entre muitos apontamentos da literatura, pode-se citar uma definição generalista sugerida por Dugan et al. (1996) que define

a falta da QEE como “um assunto relacionado a qualquer problema manifestado na tensão, corrente ou na frequência que resulte em falha ou má operação de equipamento do consumidor”.

Entretanto, a contextualização de uma adequada QEE pode ser dependente da análise do consumidor ou da concessionária de energia elétrica. Para as concessionárias a energia é apontada como de boa qualidade quando as grandezas das tensões fornecidas atendem a limites específicos estabelecidos pelas agências reguladoras. Já para os consumidores, uma energia de boa qualidade está relacionada ao funcionamento adequado dos equipamentos, sem danos para os mesmos e sem interrupções de energia. De um modo geral, define-se que um serviço de fornecimento de energia elétrica é de boa qualidade quando garante, a custos viáveis, o funcionamento adequado, seguro e confiável de equipamentos, sem afetar o meio ambiente e o bem estar das pessoas (CARVALHO, 1997).

Neste contexto, com o intuito de melhor entender, solucionar e equalizar os custos associados aos prejuízos financeiros decorrentes de uma má QEE, agências reguladoras no mundo inteiro vêm lançando normas e resoluções de forma a regulamentar os indicadores de QEE nos pontos de suprimento de energia elétrica (KAGAN et al., 2009a).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador e fiscalizador no Brasil, ciente da importância da QEE, recentemente elaborou os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), evidenciando a qualidade do serviço e a qualidade do produto prestado (ANEEL, 2012). O PRODIST tem a intenção de centralizar todos os aspectos de regulação a serem seguidos pelas empresas concessionárias e permissionárias de serviços de distribuição de energia elétrica. Cabe colocar que o PRODIST está dividido em oito módulos, sendo o último direcionado aos aspectos relacionados à QEE.

Na seção referente à qualidade do produto, o PRODIST define a terminologia, caracteriza os fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade em regime permanente, bem como algumas das possíveis perturbações que podem ser manifestadas na forma de onda da tensão. Quanto à qualidade dos serviços prestados, este módulo estabelece a metodologia para a apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento às ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades.

Das situações práticas e referentes à qualidade do produto, as Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD), e destas em específico, o afundamento de tensão, é citado como o distúrbio que mais causa prejuízos aos consumidores industriais (MCGRANAHAN et al., 1993; BECKER et al., 1994; BOLLEN et al., 1998). As ocorrências de afundamentos de tensão são capazes de sensibilizar dispositivos de proteção, desligando processos, ou afetar o funcionamento de equipamentos, resultando em um número expressivo de interrupções de processos industriais que, conseqüentemente, podem provocar grandes prejuízos a clientes conectados ao sistema de fornecimento de energia. Os principais itens de prejuízo, quando da parada de um processo por afundamento de tensão são: perda de produção; reinicialização do processo; mão-de-obra ociosa; danos em equipamentos e reparo (KAGAN, 2009a). Vale comentar que tais situações dependerão da intensidade do distúrbio e sensibilidade do equipamento frente às anomalias evidenciadas.

Sendo assim, certamente, a melhor maneira de estimar o desempenho dos sistemas elétricos frente aos afundamentos de tensão é através das medições, considerando um constante monitoramento. Porém, pelo fato deste distúrbio ser aleatório e imprevisível, seria necessário um grande número de medições para a coleta de dados e investimentos financeiros para a obtenção de informações representativas sobre este fenômeno.

Portanto, uma alternativa eficaz para evitar estes inconvenientes da monitoração é o uso de ferramentas de simulação, que se utilizam de simulações de curtos-circuitos simétricos e/ou assimétricos passíveis de ocorrência em diferentes pontos da rede elétrica, viabilizando a verificação da influência de cada defeito no sistema em avaliação como um todo. Desta forma, torna-se possível a caracterização de todo um sistema de potência frente aos afundamentos de tensão, sem a necessidade de longos períodos de monitoramento.

1.1 Apresentação do Problema

A importância do estudo das VTCD está no fato de que, de todos os distúrbios existentes e que ocorrem na rede elétrica, estas são as que apresentam maior ocorrência e de rápida percepção por parte dos consumidores, podendo provocar prejuízos imediatos (LUNA, 2005). As VTCD podem ser classificadas em elevações e ou afundamentos de tensão, além de

interrupções caracterizadas por certa amplitude e duração. Conforme anteriormente comentado, os afundamentos de tensão merecem atenção especial, pois embora menos severos que os demais distúrbios, são mais frequentes, ocasionando maiores danos ao sistema.

Neste contexto, para avaliar com precisão os afundamentos de tensão em sistemas de distribuição, é necessário um longo e oneroso monitoramento para a coleta de dados. Isso se deve ao fato desta perturbação ser ocasionada na sua maioria por fatores aleatórios e imprevisíveis. Assim sendo, financeiramente, não é viável a instalação de medidores em todos os pontos do sistema. Deste modo, o estudo de metodologias destinadas à previsão do desempenho da rede em termos dos afundamentos de tensão torna-se importante.

No cenário apresentado, métodos para estimar a severidade dos afundamentos de tensão se fazem necessários para uma análise da robustez do sistema elétrico de potência contra a perturbação em questão. A robustez do sistema de energia elétrica pode ser definida como a capacidade do sistema em conter a severidade do afundamento de tensão quando as condições externas se alteram (CARPINELLI, 2009). Estas condições externas podem ser definidas, normalmente, por curtos-circuitos na rede de energia elétrica, ou devido à energização de grandes blocos de cargas que requerem altas correntes de partida (partida de grandes motores, energização de transformadores, etc.), dentre outras.

Diante de tais fatos, é cada vez maior o nível de exigência dos consumidores relativos a problemas com a QEE fornecida pelas concessionárias de energia. Portanto, as empresas concessionárias, diante das normas e resoluções das agências reguladoras, criadas principalmente, devido a exigências dos consumidores, veem-se obrigadas a melhorar a qualidade de fornecimento, em benefício da sociedade.

Devido à necessidade das concessionárias de energia de disponibilizar informações que permitam avaliar o desempenho das suas redes elétricas, que, por sua vez, são fundamentais para o estabelecimento da compatibilidade entre os níveis de sensibilidade dos diversos tipos de equipamentos presentes nos consumidores, advém a importância do estudo de um método analítico propenso em determinar a severidade dos afundamentos de tensão. Torna-se necessária também uma metodologia que determine o número mínimo de medidores de QEE, bem como o local onde os mesmos devam ser instalados, necessários para monitorar o Sistema de Distribuição (SD).

1.2 Motivações e Objetivos do Trabalho

Para um melhor conhecimento, análise, planejamento e melhoramento dos SEPs, estes merecem ter as perturbações pelas quais estão normalmente submetidas quantificadas e monitoradas por meio de um processo de medição contínuo. Porém, para a obtenção de informações representativas sobre os afundamentos de tensão, tornam-se necessários investimentos financeiros e longos períodos de monitoração.

Neste contexto, objetivando a determinação de estimativas válidas e confiáveis para a previsão da severidade na ocorrência dos afundamentos de tensão, sem a necessidade de monitoração por longos períodos de tempo, é proposta a utilização de uma metodologia que permite caracterizar para cada situação de falta trifásica analisada, a magnitude dos afundamentos de tensão em cada uma das barras constituintes do SD. É importante ressaltar que estas informações são fundamentais para o estabelecimento da compatibilidade entre os níveis de sensibilidade dos diversos tipos de equipamentos conectados ao sistema e para melhor avaliar o desempenho (robustez) do SD nos pontos de suprimento da energia elétrica.

Outro objetivo e fator importante desta pesquisa é determinar as posições que são mais sensibilizadas pelas possíveis faltas no SD, delimitando assim a área afetada e a área exposta ou de vulnerabilidade, para a avaliação da probabilidade de equipamentos sensíveis serem submetidos a uma tensão abaixo de um limiar de operação pré-estabelecido. A observação destas áreas propiciará a análise da robustez do SD frente aos possíveis defeitos que podem ocorrer. Desta forma, torna-se possível orientar futuros empreendimentos quanto às restrições de um dos seus pontos, ou até mesmo orientar as próprias concessionárias de energia, com relação às adequações que suas redes devem sofrer.

Após a apuração de todos os pontos suscetíveis aos afundamentos de tensão, que o sistema em avaliação possa vir a ser submetido, pode-se caracterizar todo o SD sem a necessidade de instalar um medidor em cada barra do mesmo. Deste modo, utilizando uma metodologia de otimização para a alocação de medidores é possível a maximização da observabilidade do sistema de distribuição utilizando um número reduzido de equipamentos de medição através da instalação de medidores em pontos estratégicos do mesmo.

1.3 Etapas de Desenvolvimento da Pesquisa

Para alcançar os objetivos descritos anteriormente, a pesquisa foi desenvolvida a partir de cinco etapas, que se articulam no fluxograma geral apresentado na Figura 1.1. A descrição de cada etapa é apresentada a seguir.

Figura 1.1 – Fluxograma das etapas de desenvolvimento da pesquisa.

1.3.1 Etapa 1 – Obtenção da Matriz de Tensão Durante a Falta (MTDF)

Conhecendo informações sobre a configuração e os parâmetros da rede de distribuição, é exequível a determinação da matriz impedância de barra do sistema, de vital importância para a obtenção da MTDF. Devido às características dos afundamentos de tensão, optou-se pelo Método das Posições de Falta (MPF) para obter a MTDF. Esta matriz fornece importantes informações referentes às magnitudes da tensão em todos os barramentos do SD, para cada situação de curto-circuito trifásico aplicado. Cabe adiantar que o método analítico proposto foi implementado e validado dispondo do programa MATLAB®.

Paralelamente, com o intuito de validar a metodologia proposta, utilizou-se o *software* ATP (*Alternative Transients Program*) via a interface gráfica *ATPDraw* para a simulação de curtos-circuitos. Deste modo, para cada situação de curto-circuito trifásico simulada em uma barra do SD, analisaram-se as magnitudes das tensões em todos os barramentos do sistema em análise. Os valores RMS (*Root Mean Square*, ou valores eficazes) decorrentes desta simulação foram armazenados e utilizados como valores de referência em comparação com o método das posições de falta.

Por fim, são construídas duas matrizes de tensão durante a falta, uma pela aplicação do MPF, e outra decorrente da utilização do *software* ATP, sendo os resultados comparados entre si.

1.3.2 Etapa 2 – Visualização gráfica da MTDF

Como será ilustrado, para melhor apresentar os resultados e facilitar a observação da propagação e da amplitude dos afundamentos de tensão em torno da rede para todos os barramentos analisados, a visualização gráfica da MTDF proposta por Carpinelli et al. (2009) correlaciona imediatamente a intensidade do afundamento com as cores definidas por uma escala apropriada. Por esta visualização, torna-se possível observar a intensidade e a propagação deste distúrbio de uma forma direta e compacta.

1.3.3 Etapa 3 – Comparação dos resultados

Como anteriormente comentado, a fim de analisar a eficiência do MPF, foi realizada a comparação dos resultados obtidos através desta ferramenta proposta com os provenientes das simulações computacionais dispondo do *software* ATP. Neste sentido, este trabalho propõe avaliar se a estimativa dos resultados é mantida dentro de limites aceitáveis considerando a simplificação nos procedimentos de cálculo e na modelagem dos componentes do sistema adotados. Desta comparação, havendo divergência entre os resultados, serão calculados os erros, em porcentagem, para todas as posições de faltas aplicadas.

1.3.4 Etapa 4 – Análise das áreas de risco e da robustez do SD

Através dos resultados obtidos pela aplicação do MPF, e uma vez pré-estabelecido um limiar de tensão, será possível mapear as áreas de risco, relativas ao fenômeno de afundamento da tensão, que equipamentos eletroeletrônicos sensíveis estarão submetidos, através da delimitação e análise da área afetada e da área exposta ou de vulnerabilidade. As áreas delimitadas poderão servir como um material alternativo e orientativo às indústrias conectadas ao SD quanto à tolerância dos seus equipamentos. Em consequência, os prejuízos econômicos associados ao distúrbio analisado tendem a ser mitigados.

1.3.5 Etapa 5 – Alocação ótima de medidores

A metodologia de alocação ótima de medidores desenvolvida na presente dissertação preocupa-se em determinar as posições em que os medidores de QEE devem ser instalados, de forma a maximizar a capacidade de monitoramento dos afundamentos de tensão que atingem o sistema de distribuição em análise, considerando um número mínimo de medidores.

1.4 Estrutura do Trabalho

A pesquisa desenvolvida nesta dissertação está organizada em seis capítulos. Este primeiro é introdutório e descreve de forma geral os problemas relacionados à ocorrência dos afundamentos de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica, a importância da alocação otimizada dos medidores de tensão, os objetivos e as etapas de desenvolvimento propostas.

O capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica com uma síntese das publicações mais significativas que auxiliaram no desenvolvimento da presente pesquisa destacando a forma que cada um dos trabalhos contribuiu e a relevância dos mesmos.

O capítulo 3 trata dos principais aspectos conceituais e práticos relacionados aos afundamentos de tensão, necessários para o entendimento da metodologia proposta, fornecendo uma base teórica do método das posições de falta para a avaliação deste distúrbio e a conceituação das áreas de propagação dos afundamentos de tensão, que será útil para estabelecer a tolerância dos equipamentos frente à severidade dos afundamentos.

O capítulo 4 apresenta o sistema de distribuição utilizado, apresentando uma descrição da aplicação e resultados obtidos através do MPF e também das simulações computacionais utilizando o *software* ATP. Posteriormente é realizada a comparação de ambos os resultados sendo calculado o erro relativo percentual para cada caso simulado. Finalizando, é demonstrada a análise das áreas de propagação dos afundamentos de tensão que viabiliza estimar a robustez do SD analisado.

O capítulo 5 apresenta os principais aspectos conceituais e práticos relativos à alocação otimizada de medidores, sendo apresentados todos os passos necessários para solucionar o problema com a utilização de uma metodologia de aplicação da técnica de programação linear inteira com resolução por um algoritmo *branch and bound*.

No capítulo 6 são apresentadas as soluções ótimas globais encontradas analisando vários limiares de afundamento de tensão passíveis de ocorrência sobre o sistema de distribuição.

Finalmente, no capítulo 7, têm-se as considerações finais decorrentes do desenvolvimento deste trabalho. Também são apresentadas algumas sugestões para execução de trabalhos futuros e listadas as publicações geradas a partir do trabalho desenvolvido.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Neste capítulo é realizada uma análise dos trabalhos encontrados na literatura correlata ao desenvolvimento do tema desta dissertação. Conforme será evidenciado, dentre os mesmos, alguns merecem destaque especial pelo pioneirismo das abordagens adotadas.

Como este trabalho está diretamente associado à robustez de um sistema de distribuição frente aos afundamentos de tensão, a fim de justificar a relevância deste estudo, na seção 2.1, relata-se um histórico, de forma sumarizada, sobre as principais contribuições literárias pesquisadas para entender, diagnosticar e diminuir os impactos e custos causados por este distúrbio.

Posteriormente, na seção 2.2, é apresentada uma síntese das diversas metodologias e alternativas utilizadas para determinar a alocação ótima de monitores de QEE. Para o problema em questão, a função objetivo busca minimizar o número e os custos dos medidores de maneira a garantir a maximização da observabilidade do sistema elétrico em análise.

2.1 Estudo dos Afundamentos de Tensão

Devido à importância dos afundamentos de tensão no contexto da qualidade da energia elétrica, ao pesquisar as publicações relacionadas a este tema, depara-se com uma expressiva quantidade de trabalhos, evidenciando o elevado interesse que o assunto tem despertado na comunidade técnico-científica.

Sabe-se que os afundamentos de tensão são inerentes à operação dos sistemas elétricos. Contudo, pouco se têm conhecimento sobre estudos da sua propagação ou de ferramentas de simulação anteriores à década de 90.

Um dos trabalhos pioneiros referentes à importância de se estudar os afundamentos de tensão originados por faltas no sistema elétrico foi publicado por Conrad et al. (1991), no qual os autores descrevem algumas técnicas gerais para a predição, redução e prevenção dos problemas associados aos afundamentos momentâneos de tensão causados por faltas remotas. O método proposto conhecido como “método das posições de falta” consiste em calcular o número de eventos esperados para cada elemento da rede e classificá-los em uma tabela pela amplitude, duração e frequência. A amplitude dos afundamentos é determinada por simulações de curtos-circuitos, a duração pelos valores típicos de ajustes das proteções existentes e a frequência pela taxa de falhas e dados de confiabilidade.

McGranaghan et al. (1993) descrevem as causas dos afundamentos de tensão nas plantas industriais, relatando que a principal é decorrente de faltas no sistema elétrico. Os autores descrevem ainda os impactos causados pelo distúrbio na operação dos equipamentos e analisam a sensibilidade de diferentes tipos de equipamentos, incluindo dispositivos de acionamento de motores com velocidade variável, controladores lógicos programáveis e contadores. Neste trabalho é introduzido o conceito de área de vulnerabilidade, que se refere às áreas contornadas que delimitam uma região onde as cargas sensíveis estão inseridas. Devido às faltas elétricas estas cargas podem ser submetidas a afundamentos de tensão com um valor inferior a uma determinada magnitude (limiar) suportado pelos equipamentos.

Becker et al. (1994), evidenciam a diferença entre uma interrupção de energia e uma interrupção causada por afundamentos momentâneos de tensão, descrevendo que mesmo não acontecendo uma interrupção no fornecimento, as cargas sensíveis podem sofrer desligamentos, interrompendo os seus processos produtivos e gerando prejuízos financeiros. Segundo os autores, prever as características do afundamento de tensão que uma carga sensível irá enfrentar durante alguns anos exige uma abordagem probabilística, sendo possível estimar os afundamentos através de simulações de curto-circuito em torno da rede elétrica e posteriormente observar a tensão resultante nas barras de interesse. Os autores descrevem também que equipamentos menos sensíveis aos afundamentos de tensão estão disponíveis no mercado, implicando em um custo mais elevado. Desta forma, a análise da confiabilidade do sistema elétrico e do custo benefício dos equipamentos permite aos engenheiros minimizar os

problemas de afundamento de tensão.

No Brasil, Carvalho (1997) avaliou a relevância do estudo dos afundamentos de tensão, e com base nas bibliografias publicadas até então, apresentou uma visão geral deste distúrbio no contexto da QEE. O autor fez um levantamento das causas, características e fatores que contribuem na avaliação dos afundamentos. As principais causas citadas foram a partida de motores e as faltas no sistema elétrico (curtos-circuitos), principalmente ocasionadas por descargas atmosféricas, concluindo que o número de ocorrências dos afundamentos de tensão está diretamente relacionado com o nível cerâmico da região onde o sistema elétrico está inserido. O autor descreve que muitos fatores podem influenciar, quando se deseja caracterizar os afundamentos, entre eles destacam-se: o tipo de falta; a localização da falta; a influência da conexão do transformador; a impedância de falta e a tensão de pré-falta. Neste estudo, é apresentada uma metodologia para a determinação do impacto dos afundamentos de tensão, onde são feitos ensaios laboratoriais a fim de obter a curva de sensibilidade dos equipamentos testados. A partir da comparação entre as curvas de sensibilidade dos principais equipamentos eletroeletrônicos obtidas e a curva CBEMA, observou-se que a faixa de sensibilidade destes equipamentos engloba, na sua maioria, a curva CBEMA. Por fim são apresentadas as principais medidas preventivas e corretivas que podem ser adotadas tanto no âmbito do sistema da concessionária como no do consumidor. Ressalta-se pelo trabalho que para a adoção de qualquer medida, é necessário que antes seja realizada uma análise custo/benefício.

Um importante trabalho referente à estimativa dos afundamentos de tensão é apresentado por Bollen et al. (1998). Neste trabalho, é relatado que para obter informações estatísticas relevantes sobre os afundamentos de tensão é necessário um longo período de monitoração. Portanto uma alternativa proposta foi a utilização de metodologias para a previsão estocástica dos afundamentos. Assim sendo, dois métodos foram sugeridos pelos autores: o Método da Distância Crítica (MDC) e o MPF. Ambos os métodos foram aplicados ao mesmo sistema e posteriormente os resultados foram comparados. Os resultados evidenciaram que o MPF é mais eficiente, fornecendo uma boa visão dos afundamentos originados por simulações de curto-circuito. Já o MDC fornece resultados menos precisos, porém menos cálculos e dados são requisitados para a modelagem desta metodologia.

Quaia&Tosato (2003) propõem um método analítico para estimar os afundamentos de tensão em redes de alta tensão. A metodologia proposta é baseada no método das posições de

falta, mas o cálculo é consideravelmente mais simples, pois através da matriz impedância de barra do sistema, obtêm-se com um mínimo esforço uma segunda matriz definida como “*voltage sags matrix*”, que fornece valiosas informações sobre a propagação dos afundamentos de tensão em toda a rede. Esta matriz apresenta a amplitude dos afundamentos de tensão para cada barra do sistema avaliado, devido às faltas trifásicas em todos os outros barramentos do sistema. O método permite uma determinação mais precisa da área exposta ou de vulnerabilidade, pois é possível determinar o afundamento de tensão para qualquer posição de falta, não sendo necessária a escolha de uma distância correta para simular a situação de falta. Para obter o afundamento em pontos intermediários ao longo da linha, os autores descrevem que basta introduzir uma nova barra na matriz impedância, usando o algoritmo de construção da matriz. A limitação do método segundo os autores, é que apenas faltas trifásicas foram consideradas, devido ao fato que ao se considerar faltas assimétricas seria necessário o modelo completo da rede e o conhecimento das taxas de falhas relevantes para todos os tipos de faltas, sendo que estes dados raramente estão disponíveis.

Silva (2004), em sua dissertação de mestrado, fez uma análise comparativa dos resultados entre duas ferramentas de simulações de curto-circuito. Uma de cálculo de curto-circuito convencional através do programa ANAFAS, e a outra de cálculos de transitórios eletromagnéticos utilizando o programa ATP (*Alternative Transients Program*). Em ambas as análises foi utilizado como caso teste o Sistema Elétrico de Suprimento do Estado de Mato Grosso. Foram realizadas diversas simulações considerando faltas monofásicas, bifásicas, bifásicas-terra e trifásicas, levando-se em conta algumas variáveis de interesse, tais como: localização, tipo e impedância de falta, modelagem de geradores e do regulador de tensão. A média das divergências das intensidades dos afundamentos de tensão calculadas pelos dois programas em todos os casos simulados foi inferior a 5%, valor este considerado satisfatório para efeito de comparação de resultados de afundamentos de tensão. Em muitos casos, as intensidades dos afundamentos de tensão calculadas pelo ATP foram mais severas do que pelo ANAFAS, justificadas pelo autor pelo fato de haver diferenças nas tensões pré-falta dos barramentos monitorados. Por fim o autor conclui que a utilização de ferramentas que utilizam o método de cálculo de curto-circuito não comprometem de forma significativa a precisão dos resultados. Assim, uma das principais contribuições deste trabalho, é a de destacar a vantagem da utilização de um programa de modelagem simples e que apresenta maior agilidade no cálculo de afundamentos de tensão, pois os resultados obtidos são muito próximos aos resultados de um programa mais sofisticado como o ATP.

Carvalho Filho et al. (2008) avaliam dois métodos para o cálculo do afundamento de tensão. Um dos métodos é o programa ANAFAS e o outro o ATP. Ambos os métodos são validados de maneira determinística levando em conta o resultado de seis meses de medição em campo. Em função das incertezas inerentes à determinação das características das faltas, foram realizadas avaliações detalhadas sobre a influência das tensões pré-falta, posições e impedâncias de falta. Na comparação das magnitudes dos afundamentos de tensão obtidas pelos dois métodos com as medições reais, os resultados demonstraram-se muito próximos. Em mais de 90% dos casos simulados o erro da magnitude do afundamento de tensão foi inferior a 10%. Os poucos casos com erros superiores a 10% aparecem quando as faltas são muito próximas dos pontos de monitoração. Nestas situações, a posição exata da falta e a impedância de falta afetam consideravelmente a magnitude calculada. A conclusão final do artigo é que os resultados dos casos simulados se aproximam das medições, e a escolha do programa a ser utilizado depende do tipo de estudo. O programa ANAFAS é recomendado para o cálculo estocástico do desempenho do sistema, enquanto o programa ATP é aconselhável para o estudo detalhado dos eventos individuais. Resultados mais detalhados da validação destas ferramentas de simulação a partir dos resultados de medição podem ser encontrados em Novaes (2007).

O artigo publicado por Goswami et al. (2008a) propõe um método analítico para a previsão dos afundamentos de tensão em sistemas de distribuição. Assim como o artigo publicado por Quaia&Tosato (2003), o método também se baseia na matriz impedância da rede, porém, o artigo fornece uma formulação para a obtenção dos afundamentos de tensão em todas as barras do sistema de uma forma direta. Os autores relatam que faltas nos níveis de transmissão e distribuição causam efeitos diferentes em um SEP, destacando que quando ocorrem faltas no nível de transmissão, um grande número de usuários será afetado pelo afundamento de tensão, mas, normalmente, não ocorre a interrupção no fornecimento de energia. Já no nível de distribuição, devido à interligação do sistema ser menor, um número menor de usuários será afetado pelos afundamentos. Contudo, ocorrerá a interrupção no fornecimento de energia elétrica para determinados grupos de consumidores. Logo, a ocorrência de falta neste nível acarreta em menor confiabilidade do sistema. O artigo também descreve as formas gráficas para apresentar os efeitos de uma falta nos sistemas de distribuição (área afetada) e da área onde faltas causam afundamentos severos em uma determinada carga (área de vulnerabilidade). Um sistema de distribuição indiano foi usado para ilustrar e validar os conceitos apresentados.

Um importante trabalho para o desenvolvimento desta dissertação é apresentado por Carpinelli et al. (2009). Neste trabalho são utilizados dois métodos para estimar a severidade do afundamento da tensão: o MDC e o MPF. As aplicações numéricas, em ambos os métodos, referem-se a uma rede de transmissão real e um sistema de distribuição real, onde a diferença entre os dois métodos é verificada através dos resultados obtidos. Para obter informações imediatas a partir dos resultados do MPF, é proposta uma visualização gráfica em cores da Matriz de Tensão Durante a Falta (MTDF) que fornece uma visão compacta de todas as tensões registradas em todos os nós do sistema de energia elétrica. Para cada elemento da MTDF é atribuído um grau da escala de cinza que é proporcional ao valor da tensão durante a falta, onde os afundamentos de tensão mais severos são representados por um grau mais escuro. Apesar de normalmente o MPF ser aplicado aos sistemas de malha, como os sistemas de transmissão, este método mostrou-se eficiente mesmo para sistemas com estrutura radial, como os sistemas de distribuição. Através da visualização gráfica da MTDF os autores concluem que apenas o MPF pode dar uma visão global do desempenho do sistema de energia elétrica. O MPF proporciona informações que o MDC não pode, tais como:

- propagação dos afundamentos de tensão em torno da rede;
- amplitude dos afundamentos de tensão para todos os nós;
- amplitude dos afundamentos de tensão causados por cada nó;
- áreas afetadas e expostas para todos os nós;
- nós onde a ocorrência de faltas acarretam afundamentos de tensão críticos em outros nós; e
- nós onde as cargas poderiam experimentar o maior número de afundamentos de tensão.

Neste trabalho é explorada ainda a possibilidade de se determinar os parâmetros para a verificação imediata da robustez do sistema de energia elétrica. Esta robustez foi considerada como sendo uma característica intrínseca de um sistema de energia elétrica em manter os níveis de tensão quando as características externas se alteram. Neste caso em específico, a mesma indicará a capacidade do sistema em responder bem ou mal frente aos afundamentos de tensão enfrentados e será dependente das características estruturais e dos componentes (equipamentos e/ou dispositivos) instalados.

2.2 Estudo da Alocação Otimizada de Medidores

Inicialmente, as propostas de monitoramento da QEE consideravam que todas as barras do sistema deveriam possuir medidores, pois quanto maior o número de monitores, maior é o grau de precisão na identificação dos resultados. Entretanto, isso é inviável em termos econômicos, sendo que, recentemente vários pesquisadores têm mostrado que não há a necessidade da monitoração de todas as barras do sistema.

Basicamente, a alocação de medidores de QEE destina-se em determinar as posições que são mais sensibilizadas pelas possíveis situações de defeito (curtos-circuitos) em um SEP. Assim, todo o sistema pode ser monitorado por um número reduzido de equipamentos, diminuindo assim a proporção dos investimentos necessários em um sistema de monitoração.

Dentro deste contexto, diversos trabalhos têm sido publicados, apresentando metodologias e alternativas para determinar a alocação ótima de medidores.

Em Eldery et al. (2004), os autores desenvolveram um método analítico para determinar um número mínimo de monitores de QEE, bem como os pontos onde os mesmos devem ser instalados. A metodologia é aplicada a um sistema simples de 6 barras e também em um sistema de 30 barras do IEEE. Uma das vantagens descritas pelos autores é que a diminuição dos pontos de instalação de monitores de QEE permite reduzir o custo de monitoramento do sistema. Os autores desenvolveram um método estatístico, onde a partir da monitoração de algumas variáveis de estado e do conhecimento da topologia da rede, podem-se estimar as demais variáveis do sistema. Assim, cada variável de estado, tensão ou corrente, será medida ou calculada pelo menos uma vez, fazendo com que o sistema seja completamente observável, tendo todas as suas variáveis vistas por pelo menos um monitor. O problema em questão refere-se a um problema de otimização combinatória do tipo programação linear inteira com variáveis de decisão binárias.

O artigo compilado Olguin et al. (2006) apresenta um método de alocação de medidores para registrar os afundamentos de tensão em sistemas de transmissão de grande porte. Um problema de otimização linear inteira é proposto para encontrar o número mínimo de medidores de QEE e suas posições na rede. Um algoritmo *branch and bound* é usado para

resolver o problema de otimização, sendo utilizado para solucionar as variáveis binárias do problema de otimização. Adicionalmente, um AG é implementado para explorar o espaço de solução, que avalia entre todas as soluções encontradas, quais são as mais indicadas para a avaliação dos afundamentos de tensão. A formulação do problema é baseada em uma matriz binária, obtida através do método das posições de falta, que relaciona a tensão residual nas barras durante as faltas no sistema, conforme um limiar de tensão pré-estabelecido. O autor conclui que a metodologia proposta pode fornecer um conhecimento sobre o desempenho real dos sistemas de transmissão em termos de afundamentos de tensão com um limitado número de medidores de QEE. Um sistema de 87 barras é modelado para validar a metodologia proposta.

A dissertação de mestrado de Almeida (2007) apresenta uma metodologia baseada em Algoritmos Genéticos (AGs) e Teoria dos Conjuntos *Fuzzy* que determina o número ótimo de medidores de QEE e os pontos onde os mesmos devem ser instalados para monitorar as VTCD. Para mapear o desempenho de um SEP frente às possíveis VTCD, foi definida uma matriz com os valores de tensão de falta em cada uma das barras, para cada defeito simulado. A partir desta matriz definiu-se uma matriz binária, denominada *Matriz de Observabilidade*, que é obtida fixando-se o valor da magnitude das tensões de falta a partir da qual se deseja que os medidores sejam sensibilizados, seguindo implementação semelhante à desenvolvida por Olguin et al. (2006), com a diferença que as simulações foram executadas através de aplicativo específico para a simulação de curtos-circuitos (ANAFAS), considerando-se faltas trifásicas e monofásicas, totalizando 2.143 situações de defeitos simulados. As simulações iniciais da metodologia desenvolvida neste trabalho utilizaram a modelagem clássica do AG, pois a codificação binária em que o AG se baseia representava adequadamente a questão de decisão da instalação dos equipamentos em determinados pontos do sistema. Porém, os resultados encontrados através desta modelagem não se mostraram satisfatórios, uma vez que a partir da análise dos valores das funções objetivo, de penalização e de avaliação, percebeu-se que os mesmos passaram a apresentar um comportamento que não favorecia a convergência do AG. Para contornar essa dificuldade e garantir a convergência do algoritmo de otimização em sistemas de maior porte aplicou-se a teoria dos Conjuntos *Fuzzy* de forma que o comportamento das funções pudessem ser mais bem controladas e parametrizadas, de acordo com os interesses da avaliação. Com essa mudança na forma de definição dos objetivos e restrições do problema, também foi facilitada a inclusão de diferentes aspectos do problema (pontos de instalação permitidos, cargas com monitoração obrigatória, etc.), que

seriam bem mais difíceis de serem considerados em modelagens utilizando programação linear-inteira. A fim de validar a metodologia, três redes elétricas foram avaliadas, chegando à conclusão de que através da metodologia desenvolvida, tornou-se possível maximizar a capacidade de monitoração sobre a rede. Através da minimização dos medidores foi possível atender os limites orçamentários.

Reis et al. (2007) apresentam um algoritmo *branch and bound* para encontrar o número mínimo e a localização dos monitores de qualidade de energia elétrica em uma rede de transmissão. Neste trabalho, os autores procuraram minimizar o custo do sistema de monitoramento garantindo a observabilidade total do sistema com a instalação de medidores em barras estratégicas na rede. O algoritmo apresenta como dados de entrada somente a topologia da rede, sendo os de saídas o número mínimo de monitores necessários e os possíveis locais de instalação. Os autores relatam que nas bibliografias analisadas, geralmente, utiliza-se de técnicas de otimização combinatória na solução deste tipo de problema. Porém, as soluções apresentadas nem sempre encontram todas as possíveis soluções ótimas. Diferentemente das abordagens apresentadas por vários trabalhos, não foram usados pacotes comerciais de otimização combinatória para buscar a solução ótima do problema. Optou-se pelo desenvolvimento do algoritmo dada a possibilidade de se conhecer ou alterar o código de programação em função do custo dos monitores, redundância desejada, existência prévia de monitores, etc.

Recentemente Silva et al. (2010) publicaram um artigo que apresenta uma técnica para a alocação otimizada de medidores de QEE, utilizando uma abordagem multi-objetivos, através da qual propõem a minimização do custo da alocação associado à maximização da redundância das medidas. Segundo os autores, a redundância das medidas é desejável visto que implica em um aumento de confiabilidade do sistema elétrico. Assim, é definido um fator de redundância, e este é avaliado juntamente com a função objetivo. Desta forma, o tempo para a resolução do problema pode ser reduzido, pois não há a necessidade de estimar o custo mínimo para posteriormente, após o processo de otimização, estimar o fator de redundância. Por apresentar-se como um problema não linear, optou-se pela utilização de AGs como ferramenta de otimização e para validação dos resultados foram utilizados três sistemas teste de transmissão do IEEE.

Cebrian et al. (2010) apresentaram uma metodologia que determina a alocação otimizada de medidores a fim de monitorar a ocorrência de afundamentos e elevações de

tensão em redes de distribuição. Uma matriz de observabilidade binária é definida com base em um método híbrido que associa o método de *Monte Carlo* com a *Enumeração de Estados*. A vantagem, segundo os autores, de utilizar o método híbrido é que se consideram apenas os locais mais prováveis de ocorrência de um curto-circuito. Após a determinação da matriz de observabilidade, um AG foi utilizado para a busca da melhor configuração de monitoramento, de forma a definir o número mínimo de monitores necessário para monitorar todo o sistema, e também os locais onde estes monitores devem ser instalados no sistema de distribuição considerando a maximização da observabilidade frente às VTCD.

Muitos outros trabalhos destinados à alocação ótima de medidores podem ser encontrados na literatura, utilizando diversas técnicas. Entretanto, foram consideradas apenas as publicações mais significativas que se adaptam à resolução do problema proposto nesta dissertação. Existem muitas outras bibliografias relevantes que também se adaptam na contextualização do problema (REIS, 2007; OLGUIN, 2005; KAGAN et al., 2009b; ALMEIDA et al., 2010), mas devido à semelhança da abordagem e modelagem matemática com os trabalhos descritos acima, somente serão listadas nas referências bibliográficas.

Com base nos comentários até então apresentados, e conhecendo as vantagens e desvantagens das metodologias de otimização existentes e apresentadas na literatura, em um primeiro momento, cogitou-se pela utilização de AGs para a alocação ótima, por esta técnica permitir explorar um maior espaço de solução para os resultados. Desta maneira, dentre todos os possíveis resultados encontrados, seria possível avaliar a solução mais indicada para a avaliação dos afundamentos de tensão. Porém, após muitos testes e reflexões, optou-se pela aplicação de um *toolbox* de otimização do MATLAB[®] que é baseado no algoritmo *branch and bound*. Conforme posteriormente será evidenciado, tal direcionamento foi dado em função da rapidez na obtenção da resposta (solução exata) para sistemas de pequeno porte, como o sistema analisado, e também pela garantia de convergência para a solução ótima global, diferentemente dos métodos heurísticos como os AGs onde a eficiência da solução global depende, principalmente, de uma boa estimativa dos parâmetros.

Capítulo 3

A Robustez de um SD: Aspectos Conceituais e Práticos

Determinar a intensidade dos afundamentos de tensão é de vital importância para estabelecer a influência e a propagação deste distúrbio sobre todas as barras do SD. Essas informações são fundamentais para a análise da robustez de um SD e também para o estabelecimento da compatibilidade entre os níveis de sensibilidade dos diversos tipos de equipamentos conectados ao sistema.

Dentro deste contexto, neste capítulo são apresentados os conceitos necessários para o entendimento dos afundamentos de tensão e as definições imprescindíveis para a previsão da magnitude deste fenômeno através do método das posições de falta. Esta metodologia é inerentemente baseada na matriz impedância de barra do sistema. Portanto, é indispensável a contextualização para a obtenção desta matriz.

Além disso, neste capítulo são descritos os aspectos conceituais e práticos referentes à propagação dos afundamentos de tensão em um SD. Para tanto, são apresentados os conceitos para a determinação da área afetada e da área exposta, necessárias para a avaliação das regiões que são mais sensibilizadas pelas possíveis faltas no SD.

3.1 Afundamento de Tensão

O afundamento de tensão, conhecido na literatura internacional como “*voltage sag*” ou “*voltage dip*”, é um distúrbio, que atualmente, oferece preocupação e um grande desafio a ser enfrentado pelas concessionárias de energia, fornecedores de equipamentos elétricos e

consumidores. Ocorrências de afundamentos de tensão, combinadas com a sensibilidade dos equipamentos modernos, têm resultado em significativos prejuízos financeiros, devido, principalmente, a um número expressivo de interrupções nos processos industriais (OLIVEIRA, 2008).

Como fato, sabe-se que a maioria dos equipamentos utilizados na automação de processos industriais modernos, incluindo controladores lógicos programáveis, reguladores de velocidade ajustável, drives e robótica são sensíveis aos afundamentos de tensão (GOSWAMI et al., 2008a). Como verdade, cada processo possui um determinado e peculiar nível de prejuízo econômico quando da ocorrência de paradas não programadas.

Os prejuízos observados nos consumidores industriais vão desde simples paradas nos processos produtivos, com custos associados à limpeza e reinício do processo, atrasos na entrega, perdas de matéria prima de produção e custos de possíveis reparos em equipamentos danificados. Nos consumidores comerciais, têm-se implicações de perda de transações e de dados, aumento no tráfego da rede de informação por necessidade de retransmissão de dados e até altos prejuízos financeiros por danos a clientes (LUNA, 2005).

A literatura correlata ao estudo das definições dos afundamentos de tensão apresenta divergências na definição de normas quanto à quantificação deste fenômeno. A seguir são apresentadas as definições de afundamento de tensão obtidas em quatro órgãos, sendo dois internacionais (IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineering* e IEC – *International Electrotechnical Commission*) e dois nacionais (ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico e ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica):

O IEEE, através da Norma IEEE 1159 (1995) que trata da monitoração dos fenômenos de qualidade da energia elétrica, define o afundamento de tensão como um decréscimo entre 0,1 e 0,9 p.u. do valor eficaz da tensão nominal, durante um período de tempo compreendido entre 0,5 ciclos da frequência fundamental e 1 minuto. Para tensões com intensidades inferiores a 0,1 p.u. o fenômeno é classificado como interrupção de curta duração. Adicionalmente, o IEEE classifica os afundamentos de tensão, segundo a sua duração, em três categorias:

- Instantâneos: entre 0,5 ciclo e 30 ciclos;
- Momentâneos: entre 30 ciclos e 3 segundos;
- Temporários: entre 3 segundos e 1 minuto.

A IEC, por outro lado, por meio da norma IEC 61000-2-1 (1990) define a intensidade do afundamento de tensão como sendo a queda do valor RMS da tensão. A IEC considera afundamento de tensão como uma redução súbita da tensão de um ponto do sistema elétrico, com valores entre 0,01 e 0,9 p.u., seguido de seu restabelecimento após um curto período de tempo, de 0,5 ciclos a uns poucos segundos. As tensões remanescentes abaixo de 0,01 p.u. são consideradas pela IEC como interrupções.

No Brasil, nos Procedimentos de Rede elaborados pelo ONS (2009), no item “Indicadores de Qualidade de Energia Elétrica”, submódulo 25.6, dentre os indicadores de avaliação da qualidade da energia elétrica, definem-se as VTCD, englobando os fenômenos de interrupção, afundamento e elevação de tensão. De acordo com esses procedimentos, “a amplitude da VTCD é definida pelo valor extremo do valor eficaz da tensão em relação à tensão nominal do sistema no ponto considerado, enquanto perdurar o evento. Já a duração da VTCD é definida pelo intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o valor eficaz da tensão em relação à tensão nominal do sistema no ponto considerado ultrapassa determinado limite e o instante em que essa variável volta a cruzar esse limite.”

Segundo a ANEEL, órgão regulador e fiscalizador no Brasil, através de sua resolução normativa nº 469/2011 do PRODIST (ANEEL,2012), classifica que no evento “afundamento momentâneo de tensão” o valor eficaz da tensão é superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u. da tensão nominal durante um intervalo de tempo com duração superior ou igual a um ciclo (16,67 ms) e inferior ou igual a três segundos.

Em geral, constata-se que afundamento de tensão é uma redução repentina da tensão em um determinado local de um sistema de fornecimento de energia elétrica, até um valor abaixo do limiar inicial, seguido por uma posterior recuperação da tensão após um curto período de tempo. O limiar inicial do valor eficaz da tensão que define o começo de um afundamento de tensão é geralmente definido como 0,9 p.u. da tensão de referência.

Os principais parâmetros que caracterizam um afundamento de tensão são a amplitude e a duração do evento. A amplitude do afundamento de tensão é a tensão remanescente registrada durante a ocorrência do distúrbio. Já a duração do evento é o tempo durante o qual o valor eficaz da tensão permanece abaixo do limiar inicial da tensão de referência. Tal situação pode ser visualizada através da Figura 3.1 que ilustra um afundamento de tensão

monofásico com um decréscimo de 50% da tensão eficaz por um período de aproximadamente 3 ciclos. Neste caso, o afundamento é classificado pelo IEEE como um afundamento instantâneo de tensão.

Figura 3.1 – Ilustração de um afundamento de tensão monofásico.

As principais causas dos afundamentos de tensão são as partidas de motores, e ocorrência de faltas (curtos-circuitos) na rede. Os afundamentos de tensão gerados por partidas de grandes motores podem ser controlados através de processos de partida indireta de motores, desta forma, geralmente, as magnitudes dos afundamentos de tensão não são severas o bastante para ocasionar problemas nas cargas sensíveis. Já o curto-circuito provoca uma grande elevação da corrente, e esta, por sua vez, ocasiona grandes afundamentos de tensão decorrentes da interação com as impedâncias do sistema, afetando, portanto, a operação de certos equipamentos eletroeletrônicos sensíveis ao distúrbio.

Os curtos-circuitos no sistema elétrico, sem sombra de dúvida, são as principais causas dos afundamentos de tensão devido à existência de milhares de quilômetros de linhas aéreas no sistema de distribuição, sujeitas a toda a sorte de fenômenos naturais e inerentes ao sistema. As faltas em linhas aéreas ocorrem principalmente devido à incidência de descargas atmosféricas. Nos sistemas de distribuição o problema é mais crítico porque são geralmente desprovidos de cabos guarda (de proteção). Portanto, pode-se concluir que o número de ocorrência de afundamentos de tensão está fortemente correlacionado com o nível cerâmico da região onde o sistema elétrico está inserido. Outras causas de ocorrência dos curtos-circuitos são vendavais, contatos por animais e árvores, defeitos em equipamentos, falhas humanas, etc.(LEBORGNE, 2003; REIS,1999).

As faltas podem ser de natureza temporária ou permanente. As faltas temporárias são, em sua grande maioria, devido à ocorrência de descargas atmosféricas e fenômenos naturais, as quais não resultam em danos permanentes no sistema de isolamento, sendo que o sistema pode ser prontamente restabelecido por meio de religamentos automáticos. As faltas permanentes, ao contrário, são causadas por danos físicos em algum elemento de isolamento do sistema, sendo necessária a intervenção da equipe de manutenção.

Quando da ocorrência do curto-circuito, o afundamento de tensão transcorre durante o tempo de permanência da falta, ou seja, desde o instante inicial do defeito até a atuação do sistema de proteção ou a completa eliminação do defeito (LEBORGNE, 2003).

Um dos fatores que influenciam nas características dos afundamentos de tensão é a localização da ocorrência da falta. Como fato, tem-se que faltas ao longo do sistema elétrico podem gerar afundamentos de tensão em barramentos vizinhos e remotos. Portanto, os consumidores industriais conectados a esses barramentos podem ter seus equipamentos sensibilizados resultando no mau funcionamento ou na completa interrupção de seus processos.

Os efeitos dos afundamentos de tensão em consumidores industriais ocorrem de forma diferenciada, em função da sensibilidade dos equipamentos eletroeletrônicos instalados e dos sistemas de controle dos processos envolvidos. Logo, dependendo da sensibilidade de cada processo industrial (indústrias têxteis, plástico, cimento, metalúrgica, etc.) pode ocorrer a interrupção parcial ou total de processos produtivos, com os consequentes prejuízos associados às paradas da produção, perdas de produtividade, perdas de insumos, reparo e reposição de equipamentos danificados.

Em consumidores residenciais os efeitos dos afundamentos de tensão são percebidos, geralmente, pela perda de memória e perda de programação de relógios digitais, fornos de micro-ondas e desligamento de microcomputadores. Normalmente, estes problemas não estão associados somente a prejuízos financeiros, mas também à satisfação dos consumidores frente aos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica (OLIVEIRA, 2004).

Neste contexto, dependendo da intensidade do distúrbio e da sensibilidade do equipamento frente aos afundamentos, as cargas podem ser mais ou menos sensíveis podendo, apresentar mau funcionamento temporário ou danos permanentes. Portanto, estabelecer os níveis de sensibilidade dos equipamentos é de vital importância para instituir a tolerância dos equipamentos frente à severidade dos afundamentos de tensão.

3.1.1 Sensibilidade de Equipamentos

A sensibilidade de um equipamento pode ser definida como a incapacidade deste se manter em operação na presença de alterações no fornecimento de energia além das quais foi projetado. Deste modo, para estabelecer limites toleráveis ou aceitáveis, que devem servir como balizadores aos fabricantes de equipamentos sujeitos aos impactos de tais distúrbios, normas são definidas provendo-os de características que atendam tais limites.

A representação clássica da tolerância das cargas frente a afundamentos de tensão é normalmente realizada através de curvas de sensibilidade cujos eixos representam a intensidade e a duração desses afundamentos.

Com o objetivo de relacionar o impacto causado pelas VTCD com a sensibilidade de equipamentos eletroeletrônicos, fornecendo uma relação causa *versus* efeito mais embasado, foi introduzida em 1978 por Thomas Key, a curva CBEMA (*Computer Business Equipment Manufacturer Association*), publicada na norma IEEE – 446 de 1987. Esta foi originalmente desenvolvida para descrever a tolerância típica de diferentes computadores “*mainframe*” às variações de tensão tanto em magnitude quanto em duração do evento.

A curva original, que pressupõe afundamentos e elevações retangulares de tensão representava as regiões de operação para os equipamentos eletrônicos e os limites de mínimo de máximo que a tensão de alimentação da rede elétrica poderia variar sem que os equipamentos eletrônicos sofressem qualquer tipo de efeito, sejam estes de desligamento ou dano, conforme ilustra a Figura 3.2. As três regiões distintas de operação representam:

- Região A - Região de operação normal ou imunidade: os equipamentos não sofrem alteração em seu funcionamento para distúrbios de alimentação localizados nesta região.
- Região B - Região de susceptibilidade: operações nesta região apresentam possibilidade de ruptura da isolação dos equipamentos (danos permanentes aos componentes), devido às sobre tensões transitórias e elevações de tensões.
- Região C - Região de sensibilidade: ocorre a possibilidade de falhas de operação dos equipamentos em virtude dos afundamentos de tensão ou das interrupções momentâneas.

Figura 3.2 – Curva de sensibilidade para computadores (CBEMA).

Fonte: Adaptado de IEEE (1987).

No ano de 2000, foram realizadas algumas modificações de faixa de amplitude em relação à curva CBEMA para melhor caracterizar a sensibilidade dos computadores e equipamentos eletrônicos relacionados à tecnologia da informação. Assim, a curva ITIC (*Information Technology Industry Council*), mostrada na Figura 3.3, tornou-se mais indicada na avaliação da sensibilidade de equipamentos eletroeletrônicos de um modo geral.

Figura 3.3 – Curva de sensibilidade para equipamentos de tecnologia da informação (ITIC).

Fonte: Adaptado de ITI (CBEMA) curve (2000)

Por falta de outras curvas que sirvam de parâmetro para diagnosticar o limite dos efeitos dos afundamentos de tensão nos processos produtivos, onde os consumidores industriais estão inseridos (química, petroquímica, papel e celulose, têxtil, entre outros), os limites de tolerância estabelecidos pela curva ITIC estão sendo amplamente utilizados, por servirem como balizamento para determinar a sensibilidade dos equipamentos de forma a evitar o desligamento ou mau funcionamento dos mesmos (LUNA, 2005).

Vale ressaltar que a sensibilidade dos equipamentos é intrínseca à intensidade e duração dos afundamentos de tensão. Assim sendo, faz-se necessário o estabelecimento de uma série de definições, apresentadas a seguir, para determinar a amplitude das tensões remanescentes e, conseqüentemente, possibilitar a análise da influência e da propagação deste distúrbio sobre todas as barras do SD.

3.2 Método das Componentes Simétricas

Para determinar a magnitude das tensões remanescentes através do método das posições de falta, o comportamento do sistema foi caracterizado pela matriz de impedância de sequência positiva de barra. Neste sentido, os conceitos básicos que norteiam o método das componentes simétricas são apresentados no que segue.

Um alimentador de distribuição é modelado por uma matriz de impedância trifásica, a qual inclui as impedâncias próprias e as mútuas entre as fases. Essa matriz é obtida a partir das equações de *Carson* e pelo método de redução de *Kron* (KERSTING, 2007). Considerando-se um alimentador não transposto, sua matriz de impedância Z_{abc} é como apresentado em (3.1).

Contudo, as impedâncias próprias e mútuas são distintas entre si, pois os sistemas elétricos de distribuição são normalmente sistemas desequilibrados e assimétricos.

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Para defeitos desequilibrados em redes elétricas, a complexidade envolvida na análise do curto-circuito pode ser consideravelmente reduzida utilizando-se o método das componentes simétricas, o qual permite a decomposição e a representação de um sistema trifásico desequilibrado por três fasores equilibrados. As três componentes simétricas são as componentes de sequência zero, positiva e negativa.

Em Kersting (2007), é proposta a modificação da matriz de impedância trifásica Z_{abc} de uma linha não transposta do sistema, idealizando-a como a impedância de uma linha transposta, em que as impedâncias próprias são iguais entre si, assim como também as mútuas. A equação (3.2) mostra a impedância própria Z_p , que é definida como a média entre as impedâncias próprias de Z_{abc} .

$$z_p = \frac{1}{3}(z_{aa} + z_{bb} + z_{cc}) \quad (3.2)$$

Em (3.3), tem-se a impedância mútua Z_m como sendo a média entre as impedâncias mútuas de Z_{abc} .

$$z_m = \frac{1}{3}(z_{ab} + z_{bc} + z_{ca}) \quad (3.3)$$

Tais observações resultam na matriz de impedância de fases modificada (3.4).

$$[\bar{Z}_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_p & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_p & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_p \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

A matriz de impedância de fases modificada pode ser transformada em uma matriz de impedância de sequência com a aplicação de (3.5).

$$[Z_{012}] = [T]^{-1} \cdot [Z_{abc}] \cdot [T] = \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Sendo a matriz de transformação $\mathbf{T}$ definida por (3.6) e $\mathbf{T}^{-1}$ fornecida pela expressão (3.7), onde $\alpha = e^{j120^\circ}$.

$$[T] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$[T]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Utilizando a matriz de impedância modificada (3.4), é possível obter diretamente através de (3.8) e (3.9), uma matriz diagonal de impedância de sequência, como apresentado em (3.10). Esta matriz apresenta o elemento de sequência zero (Z_{00}), e as impedâncias de sequência positiva e negativa. Nesta, os elementos de sequência positiva e negativa são iguais ($Z_{11}=Z_{22}$).

$$z_{00} = z_p + 2z_m \quad (3.8)$$

$$z_{11} = z_{22} = z_p - z_m \quad (3.9)$$

$$[Z_{012}] = \begin{bmatrix} Z_{00} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{11} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{22} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Utilizando os elementos da matriz de sequência positiva (Z_{11}) da matriz 3.10, é determinada a matriz impedância de barra, de vital importância para a determinação da MTDF por meio do MPF.

3.3 Determinação da Matriz Impedância de Barra

A matriz impedância de barra (Z_{barra}), também conhecida como matriz impedância nodal, contém as impedâncias no ponto de cada nó (barra) com relação a um nó (barra) de

referência escolhido arbitrariamente. A impedância no ponto de um nó é a impedância equivalente entre ele e a referência. Os elementos da impedância de Z_{barra} na diagonal principal são chamados impedâncias próprias dos nós. Já os elementos fora da diagonal principal são chamados de impedâncias mútuas dos nós.

A matriz Z_{barra} pode ser determinada através da inversão da matriz admitância de barra (Y_{barra}). Entretanto, a formulação para obter diretamente Z_{barra} é mais simples do que inverter computacionalmente Y_{barra} , principalmente para sistemas de grande porte (STEVENSON, 1986).

Sendo assim, a partir de um algoritmo de modificação ou adição de uma matriz Z_{barra} já existente (ANDERSON, 1978; BROWN, 1975; STEVENSON, 1986), é possível, de maneira bastante simples, modificar a matriz Z_{barra} de um sistema, pela adição independente de cada nova linha desejada. Desta maneira, a matriz Z_{barra} poderá ser atualizada para cada linha nova adicionada. Ao final, caracteriza-se o sistema completo e, em consequência, tem-se a matriz Z_{barra} correspondente ao mesmo.

Como primeiro passo para a construção de Z_{barra} , observa-se o diagrama unifilar do sistema de distribuição e se define uma barra como de referência (BROWN, 1975).

A primeira linha a ser selecionada deve ser uma linha que liga a barra de referência a alguma barra do sistema. Já a seleção das linhas subsequentes pode partir de uma ordem aleatória, de maneira que, à medida que cada nova linha é selecionada, seja possível ligá-la ao sistema previamente construído.

Cada linha selecionada do diagrama unifilar deve pertencer a um dos três tipos:

- 1- Linha da referência para uma nova barra;
- 2- Linha de uma barra existente para uma nova barra; e
- 3- Linha entre duas barras já incluídas no sistema.

Segundo Stevenson (1986), o algoritmo para a construção da matriz Z_{barra} , deve seguir três diferentes rotinas para modificar a matriz quando da adição de uma nova linha ao sistema já existente, que irá depender do tipo de linha a ser adicionada. A descrição de cada rotina será apresentada nas subseções seguintes.

3.3.1 Adição de uma Impedância de Linha da Barra de Referência para uma Nova Barra.

Inicialmente, parte-se do conhecimento das impedâncias das seções do sistema, observando as conexões ou barras que compõem o sistema de distribuição, com a consequente representação do seu diagrama unifilar. A primeira linha a ser adicionada deve ser uma linha que liga a barra de referência a alguma barra do sistema. Se consideramos, por exemplo, uma linha conectada à barra de referência através de uma impedância Z_a , a matriz $\mathbf{Z}_{barra}$ será inicialmente constituída por esta única impedância. Da existência de uma segunda barra também conectada à barra de referência através de uma impedância Z_b , a nova matriz $\mathbf{Z}_{barra}$ será fornecida pela expressão (3.11), sendo as impedâncias próprias definidas pelas duas impedâncias de linha ligadas à barra de referência e as impedâncias mútuas iguais a zero.

$$\mathbf{Z}_{barra} = \begin{bmatrix} Z_a & 0 \\ 0 & Z_b \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Para as próximas modificações da matriz, adicionam-se as outras barras, sempre observando o tipo de linha selecionada. Geralmente as barras de uma rede devem ser numeradas para concordar com a ordem na qual elas devem ser adicionadas a $\mathbf{Z}_{barra}$, seguindo uma sequência de numeração conforme esta matriz é construída.

3.3.2 Adição de uma Impedância de Linha de uma Barra Existente para uma Nova Barra.

Ao utilizar esta rotina, considerando a inserção de uma nova barra conectada ao sistema, através de uma impedância de linha Z_c , a uma barra k já inserida ao sistema, resulta na adição de uma nova coluna que é transposta de uma nova linha como em (3.12).

Sendo $\mathbf{Z}_{orig}$ a matriz determinada anteriormente à inclusão desta nova barra ao sistema. Os elementos da nova coluna serão iguais aos elementos da coluna k , à qual a nova barra inserida ao sistema foi conectada. Já os elementos da nova linha são resultantes da

transposição desta nova coluna.

$$\mathbf{Z}_{barra} = \begin{bmatrix} & & \vdots & Z_{1k} \\ & & \vdots & Z_{2k} \\ & \mathbf{Z}_{orig} & \vdots & \vdots \\ & & \vdots & Z_{nk} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{k1} & Z_{k2} & \dots & Z_{kn} \vdots & Z_{kk} + Z_c \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

A nova impedância própria da matriz $\mathbf{Z}_{barra}$ é originada da adição da impedância de linha (Z_c) incluída ao sistema com a impedância própria (Z_{kk}) no ponto que esta foi adicionada (barra k).

3.3.3 Adição de uma Impedância entre Duas Barras Existentes.

Toda vez que $\mathbf{Z}_{barra}$ for modificada, será novamente identificada como $\mathbf{Z}_{orig}$. Ao adicionar um ramo com impedância Z_d entre duas barras j e k já existentes, a nova matriz $\mathbf{Z}_{barra}$ será fornecida como em (3.13).

$$\mathbf{Z}_{barra} = \begin{bmatrix} & & \vdots & (Z_{1j} - Z_{1k}) \\ & & \vdots & \vdots \\ & & \vdots & (Z_{jj} - Z_{jk}) \\ & \mathbf{Z}_{orig} & \vdots & (Z_{kj} - Z_{kk}) \\ & & \vdots & \vdots \\ & & \vdots & (Z_{nj} - Z_{nk}) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ (Z_{j1} - Z_{k1}) & \dots & (Z_{kj} - Z_{kk}) & \dots \vdots & Z_{dd} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

As impedâncias mútuas da nova coluna da matriz $\mathbf{Z}_{barra}$ serão originadas da subtração das impedâncias das barras às quais a nova impedância de linha foi adicionada. Neste caso em específico, a impedância Z_d foi adicionada entre as barras j e k . Portanto, as novas

impedâncias mútuas serão fornecidas pela coluna j menos a coluna k de $\mathbf{Z}_{orig}$. A nova linha da matriz $\mathbf{Z}_{barra}$ é resultante da transposição desta nova coluna. A nova impedância própria Z_{dd} será fornecida pela equação (3.14).

$$Z_{dd} = Z_d + Z_{jj} + Z_{kk} - 2Z_{jk} \quad (3.14)$$

Como não foi inserida uma nova barra ao sistema, pois apenas foi adicionada a impedância Z_d entre duas barras já existentes, faz-se necessária a redução da matriz quadrada (3.13), para que a mesma fique compatível com o número de barras existentes. Assim sendo, para obter a nova matriz $\mathbf{Z}_{barra}$ é necessário recalcular todos os elementos da matriz $\mathbf{Z}_{orig}$ conforme a equação (3.15).

$$\mathbf{Z}_{barra(novo)} = \mathbf{Z}_{orig} - \frac{1}{Z_{dd}} \times \mathbf{Z}_{(n+1)} \quad (3.15)$$

Sendo $\mathbf{Z}_{(n+1)}$ definido pela expressão (3.16), (OLGUIN, 2005).

$$\mathbf{Z}_{(n+1)} = \begin{bmatrix} Z_{1j} - Z_{1k} \\ \vdots \\ Z_{jj} - Z_{jk} \\ Z_{kj} - Z_{kk} \\ \vdots \\ Z_{nj} - Z_{nk} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} Z_{j1} - Z_{k1} \\ \vdots \\ Z_{jj} - Z_{kj} \\ Z_{jk} - Z_{kk} \\ \vdots \\ Z_{jn} - Z_{kn} \end{bmatrix}^T \quad (3.16)$$

3.3.4 Exemplo de Aplicação do Algoritmo

Considerando um sistema hipotético de 4 barras, conforme ilustra a Figura 3.4, a matriz $\mathbf{Z}_{barra}$ é construída pela adição linha a linha do sistema desejado. A cada inclusão, a matriz resultante deve refletir a alteração nas impedâncias equivalentes do circuito.

Figura 3.4 – Sistema hipotético de 4 barras.

Legenda:

- - - - Adição de uma impedância de linha da barra de referência para uma nova barra;
- - - - Adição de uma impedância de linha de uma barra existente para uma nova barra;
- - - - Adição de uma impedância de linha entre duas barras já existentes.

Adição da primeira linha: A primeira linha a ser adicionada deve sempre ser uma linha ligada à referência. Assim, pode-se considerar a adição da impedância de linha Z_a que liga a barra de referência à barra 1 como a primeira a ser processada. Após a adição desta primeira impedância de linha tem-se:

$$Z_{barra} = Z_a = [0,27 + j0,23]$$

Adição da segunda linha: A segunda linha a ser adicionada corresponde a uma linha que liga a barra de referência à barra 2. Portanto, conforme a subseção 3.3.1, a matriz Z_{barra} será modificada como segue:

$$\mathbf{Z}_{barra} = \begin{bmatrix} 0,27 + j0,23 & 0 \\ 0 & 0,31 + j0,32 \end{bmatrix}$$

Adição da terceira linha: A terceira linha refere-se à adição de uma impedância de linha de uma barra já existente para uma nova barra. Observando o diagrama unifilar abaixo, é inserida uma impedância de linha Z_c entre a barra 1 e a barra 3. Como mencionado na subseção 3.3.2, na nova coluna adicionada, repetem-se as impedâncias da coluna referente à barra onde esta nova impedância foi inserida. Neste caso, as impedâncias mútuas serão coincidentes com as impedâncias mútuas da coluna 1. A nova linha será transposta desta nova coluna. A impedância própria Z_{33} terá origem da somatória entre as impedâncias próprias da barra 1 e da barra 3. Portanto:

$$Z_{33} = Z_{11} + Z_c = (0,27 + j0,23) + (0,82 + j0,46) = 1,09 + j0,69$$

$$\mathbf{Z}_{barra} = \begin{bmatrix} 0,27 + j0,23 & 0 & 0,27 + j0,23 \\ 0 & 0,31 + j0,32 & 0 \\ 0,27 + j0,23 & 0 & 1,09 + j0,69 \end{bmatrix}$$

Adição da quarta linha: O algoritmo de construção da matriz $\mathbf{Z}_{barra}$ segue com a seleção da próxima linha, agora inserida entre os barramentos 2 e 4. Sendo assim, repete-se a segunda coluna e a segunda linha, aumentando, novamente, a matriz $\mathbf{Z}_{barra}$. A nova impedância Z_{44} será fornecida por:

$$Z_{44} = Z_{22} + Z_d = (0,31 + j0,32) + (1,58 + j0,51) = 1,89 + j0,83$$

Adição da quinta linha: A quinta linha é identificada como uma linha correspondente à adição de uma impedância de linha entre duas barras já existentes, barra 3 e barra 4. Assim, conforme a subseção 3.3.3, as impedâncias mútuas da nova coluna adicionada serão originadas da subtração da coluna 3 pela coluna 4. A impedância própria Z_{55} será dada por:

$$Z_{55} = Z_{33} + Z_{44} + Z_e - 2 \times Z_{34}$$

$$Z_{55} = (1,09 + j0,69) + (1,89 + j0,83) + (1,93 + j0,34) - 2 \times 0 = 4,91 + j1,86$$

Como o sistema possui apenas 4 barras, é necessária a redução da matriz Z_{barra} . A matriz é reduzida pela aplicação da equação 3.15, como mencionado na subseção 3.3.3. Portanto, a matriz Z_{barra} completa para este sistema será fornecida pela equação 3.17.

$$Z_{barra} = \begin{bmatrix} 0,2581 + j0,2092 & 0,0124 + j0,0274 & 0,2164 + j0,1613 & 0,1013 + j0,0958 \\ 0,0124 + j0,0274 & 0,2977 + j0,2842 & 1,1488 + j0,7823 & 1,7748 + j0,6981 \\ 0,2164 + j0,1613 & 0,0588 + j0,0923 & 0,8617 + j0,4701 & 0,4139 + j0,2930 \\ 0,1013 + j0,0958 & 0,1948 + j0,1881 & 0,4139 + j0,2930 & 1,1648 + j0,4657 \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Uma vez determinada a matriz Z_{barra} , o cálculo da magnitude da tensão durante a situação de faltas trifásicas, em cada uma das barras do SD, pode ser obtido de forma direta utilizando o método das posições de falta.

3.4 Método das Posições de Falta (MPF)

O método das posições de falta, também conhecido como curto-circuito deslizando, foi proposto pela primeira vez por Conrad et al. (1991), e tem sido amplamente utilizado no cálculo de afundamentos de tensão em sistemas elétricos de potência de grande porte. Seu princípio está baseado na sistemática de simular faltas em posições diferentes ao longo do sistema elétrico, principalmente nas linhas de transmissão e distribuição e observar o comportamento da tensão nos barramentos de interesse.

Da literatura correlata, tem-se que o MPF pode ser aplicado, principalmente, nos sistemas em malha, como os sistemas de transmissão. Contudo em (GOSWAMI et al., 2008a,b; CARPINELLI et al., 2009; NOVAES et al., 2007) constata-se que este método é eficiente e pode fornecer uma visão global da resposta do sistema de energia para as situações de defeito (curto-circuito), até mesmo quando a rede é radial, como nos SD.

Conforme apresentado em Goswami et al. (2008a) e Carpinelli et al. (2009), a partir do MPF, pode-se mensurar os afundamentos de tensão em todos os nós do sistema elétrico em análise, para qualquer situação de falta observada nas barras.

A Figura 3.5 resume o MPF, no qual, para cada posição f da falta considerada, uma situação de curto-circuito trifásico é aplicada para se calcular as tensões resultantes em todos os nós do SD em análise. As simulações são repetidas para todas as Posições de Falta (PF) que sejam de interesse para o estudo. As tensões resultantes em todos os barramentos são então armazenadas para a construção da Matriz de Tensão Durante a situação de Falta (MTDF).

Figura 3.5 – Fluxograma do MPF.

Fonte: Adaptado de Carpinelli et al. (2009).

Cada elemento da MTDF é representado por um vetor bidimensional de tensões. Portanto, cada elemento (k,f) representa o vetor da tensão verificada no nó k durante uma situação de falta trifásica no nó f . A partir da equação (3.18), é possível obter a magnitude da tensão em um nó k devido à ocorrência de uma falta trifásica em qualquer nó f . Assim sendo, utiliza-se a relação entre a impedância do local onde se deseja observar a magnitude da tensão $(Z_{k,f})$ e a impedância própria do local onde a situação de falta será considerada $(Z_{f,f})$ (CARPINELLI et al., 2009).

$$T_{kf} = T_{pf} - \frac{Z_{(k,f)}}{Z_{(f,f)}} \quad (3.18)$$

Pelo exposto, considerando um sistema hipotético de 37 barras e assumindo as tensões de pré-falta como sendo 1 p.u., através da equação (3.18) obtém-se a MTDF que registra as tensões em todas as barras do SD para cada situação de falta trifásica considerada, conforme a equação (3.19).

$$\text{MTDF} = \begin{bmatrix} 0 & 1 - \frac{Z_{1,2}}{Z_{2,2}} & \dots & 1 - \frac{Z_{1,8}}{Z_{8,8}} & \dots & 1 - \frac{Z_{1,20}}{Z_{20,20}} & \dots & 1 - \frac{Z_{1,37}}{Z_{37,37}} \\ 1 - \frac{Z_{2,1}}{Z_{1,1}} & 0 & \dots & 1 - \frac{Z_{2,8}}{Z_{8,8}} & \dots & 1 - \frac{Z_{2,20}}{Z_{20,20}} & \dots & 1 - \frac{Z_{2,37}}{Z_{37,37}} \\ \vdots & \vdots & 0 & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 - \frac{Z_{8,1}}{Z_{1,1}} & 1 - \frac{Z_{8,2}}{Z_{2,2}} & \dots & 0 & \dots & 1 - \frac{Z_{8,20}}{Z_{20,20}} & \dots & 1 - \frac{Z_{8,37}}{Z_{37,37}} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & 0 & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 - \frac{Z_{20,1}}{Z_{1,1}} & 1 - \frac{Z_{20,2}}{Z_{2,2}} & \dots & 1 - \frac{Z_{20,8}}{Z_{8,8}} & \dots & 0 & \dots & 1 - \frac{Z_{20,37}}{Z_{37,37}} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & 0 & \vdots \\ 1 - \frac{Z_{37,1}}{Z_{1,1}} & 1 - \frac{Z_{37,2}}{Z_{2,2}} & \dots & 1 - \frac{Z_{37,8}}{Z_{8,8}} & \dots & 1 - \frac{Z_{37,20}}{Z_{20,20}} & \dots & 0 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Observa-se através da equação (3.19) que a MTDF é uma matriz quadrada de ordem n , onde n é número de barras do sistema. Cada elemento de linha (i) desta matriz indica os valores das tensões para um curto-circuito aplicado na coluna (j). Portanto, os elementos da diagonal principal serão sempre zero, pois a impedância de curto-circuito onde a falta trifásica será simulada é a própria impedância da barra observada, ou seja, ao analisar a tensão na barra 1, devido a situação de falta nesta mesma barra, tem-se a equação (3.20).

$$\text{TDF}_{1,1} = 1 - \frac{\dot{Z}_{(1,1)}}{\dot{Z}_{(1,1)}} = 0 \quad (3.20)$$

Os elementos fora da diagonal principal da MTDF apresentam a tensão remanescente registrada durante a ocorrência da falta. As tensões remanescentes menores que 0,9 p.u. são definidas como afundamentos de tensão. Cabe ressaltar que, para curtos-circuitos trifásicos, as tensões remanescentes sempre serão menores que 1 (um) e não negativas, devido ao fato da

matriz impedância de barra ser uma matriz diagonal dominante, ou seja, as impedâncias próprias da matriz $\mathbf{Z}_{barra}$ sempre serão maiores que as impedâncias mútuas (CARPINELLI et al., 2009).

Portanto, é possível observar que o MPF está inerentemente relacionado com as impedâncias de barra da rede de distribuição. Assim sendo, uma vez determinada a matriz $\mathbf{Z}_{barra}$, o cálculo da magnitude da tensão durante uma situação de falta trifásica qualquer, em cada uma das barras do SD, pode ser obtido de forma direta conforme a equação (3.21), sendo $[\mathbf{T}_{pf}]$ a matriz de tensão pré-falta e $(\text{diag}([\mathbf{Z}_{barra}]))^{-1}$ a matriz formada pelo inverso dos elementos da diagonal da matriz de impedância de barra.

$$\text{MTDF} = [\mathbf{T}_{pf}] - [\dot{\mathbf{Z}}_{barra}](\text{diag}([\dot{\mathbf{Z}}_{barra}]))^{-1} \text{diag}([\mathbf{T}_{pf}]) \quad (3.21)$$

Assumindo-se as tensões de pré-falta como sendo 1 p.u., a equação (3.21) pode ser escrita como a expressão (3.22), onde a matriz $[\mathbf{uns}]$ é uma matriz de uns, sendo a sua dimensão igual à dimensão de $\mathbf{Z}_{barra}$.

$$\text{MTDF} = [\mathbf{uns}] - [\dot{\mathbf{Z}}_{barra}](\text{diag}([\dot{\mathbf{Z}}_{barra}]))^{-1} \quad (3.22)$$

Como será posteriormente apresentado, a fim de simplificar e tornar a avaliação mais objetiva, propõe-se uma visualização gráfica da MTDF, cujas tensões obtidas são associadas a cores e a uma escala apropriada. Desta maneira, torna-se possível analisar visualmente e de uma maneira direta, a severidade dos afundamentos de tensão em cada barra associada ao SD em análise, tornando possível a análise das áreas de propagação dos afundamentos de tensão, bem como a obtenção de indispensáveis conclusões referentes à robustez do SD.

3.5 Áreas de Propagação dos Afundamentos de Tensão

A propagação dos efeitos dos afundamentos de tensão é função da intensidade do distúrbio, da topologia do sistema, do tipo da falta aplicada, da potência de curto-circuito de

cada barra e dos dispositivos de proteção inseridos no trecho do sistema de distribuição em avaliação.

Ao se levar em conta a influência de todos estes fatores nas características dos afundamentos de tensão, durante uma falta haverá uma região onde os distúrbios serão mais evidentes. Contudo, ao se afastar do ponto de ocorrência da falta, a intensidade da perturbação pode não ser significativa ao restante do sistema. Portanto, a ocorrência de um curto-circuito em uma barra do sistema não tem efeito isolado, visto que o sistema é composto por vários alimentadores e circuitos interligados de diversas formas.

Uma das maneiras possíveis de analisar a propagação dos afundamentos de tensão é realizar um estudo de influência de uma determinada falta nas demais barras do sistema, identificando a área afetada pelo defeito simulado. Outra maneira de realizar a análise é focalizar a atenção em uma determinada barra e verificar a área de vulnerabilidade. Desta forma torna-se possível determinar as posições que são mais sensibilizadas pelas possíveis faltas no SD para a avaliação da probabilidade de equipamentos sensíveis serem submetidos a uma tensão abaixo do seu limiar de funcionamento.

3.5.1 Área Afetada

A área afetada é a região de uma rede onde se observa o número de nós que são afetados pelos afundamentos de tensão devido a faltas no nó genérico “ k ”. Em outras palavras, avalia-se a influência de uma determinada falta simulada na barra k nas demais barras do sistema (CARPINELLI et al., 2009).

A extensão da propagação do distúrbio está sempre associada a uma tensão de referência, ou seja, irá depender de um limiar de tensão previamente estabelecido. Outro fator importante a ser observado é a potência de curto-circuito no nó onde a falta foi simulada. Quanto maior a potência de curto-circuito em um nó, maiores serão os afundamentos de tensão causados por uma falta simulada neste nó, ou seja, maior será a área afetada (CARPINELLI et al., 2009; GOSWAMI et al., 2008a).

Ao analisar a Figura 3.6, conclui-se que uma grande área experimenta tensão com

intensidade inferior ou igual a 0,9 p.u., durante a ocorrência de falta na barra k . Os afundamentos mais severos, ou seja, com amplitudes inferiores ou iguais a 0,7 p.u., ficam restritos às proximidades da região onde ocorre a falta. É importante ressaltar que regiões onde há maior concentração de fontes geradoras experimentam afundamentos menos severos, porém se ocorrerem faltas nestas regiões a área afetada pelos afundamentos de tensão será maior.

Figura 3.6 – Diagrama unifilar simplificado da área afetada.

3.5.2 Área Exposta ou de Vulnerabilidade

A área exposta, ou popularmente conhecida como área de vulnerabilidade, é a região que abrange os nós e segmentos de linha onde a ocorrência de faltas, levará a afundamentos de tensão no nó genérico k (CARPINELLI et al., 2009). Ou seja, esta área é associada a um ponto de monitoração, uma barra de análise, onde a ocorrência de curtos-circuitos nas demais barras do sistema poderá ocasionar afundamentos de tensão na barra analisada abaixo de limites críticos, que podem resultar em desligamentos de cargas sensíveis.

Conforme ilustra a Figura 3.7, a simulação de faltas em todas as barras do sistema define uma área em torno de um ponto da rede (barra k) onde se encontra o consumidor e seus equipamentos ou processos sensíveis, nos quais uma falta resulta em tensão no consumidor

inferior a um determinado valor. Assim sendo, o conceito de um espaço de vulnerabilidade é útil para a avaliação da probabilidade de equipamentos sensíveis serem submetidos a uma tensão mais baixa que o seu limiar de tensão.

Figura 3.7 – Diagrama unifilar simplificado da área exposta.

Outra importante observação é que as barras que estão mais vulneráveis aos afundamentos de tensão são as que estão eletricamente próximas à barra de observação. Vale ressaltar que a potência de curto-circuito terá papel predominante na obtenção da área exposta, pois quanto menor for a potência de curto-circuito no ponto monitorado, maior será a área de exposição, sendo esta suscetível a afundamentos de tensão severos (GOSWAMI et al., 2008a). Diante deste contexto, os barramentos próximos às fontes geradoras, irão apresentar uma menor área de vulnerabilidade.

Capítulo 4

A Robustez de um SD: Aplicação e Resultados

Com o intuito de validar o método das posições de falta, o sistema de distribuição em análise, um SD de 37 barras do IEEE (KERSTING, 2001) foi modelado dispondo do *software* ATP (*Alternative Transients Program*) via a interface gráfica do *software* ATPDraw. Os resultados decorrentes desta simulação via o *software* ATP foram utilizados como valores de referência para a comparação com os apresentados pelo método analítico. Cabe esclarecer que todo o procedimento computacional necessário para considerar os aspectos práticos delineados nos capítulos 3 e 4 deste documento foram implementados e validados dispondo do programa MATLAB®.

4.1 O Sistema Elétrico Analisado

Os parâmetros e orientações para a modelagem do sistema de distribuição de 37 barras foram extraídos IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) (KERSTING, 2001). O sistema de distribuição teste de 37 barras do IEEE é um sistema atípico, pois é totalmente conectado em delta, sendo todos os cabos subterrâneos. O sistema é bastante desequilibrado devido aos alimentadores não transpostos e as cargas trifásicas desequilibradas que compõem o SD.

As numerações das barras do sistema foram atribuídas e adaptadas para este estudo de acordo com a construção da matriz $\mathbf{Z}_{barra}$. A ordem da numeração segue o critério prático da inspeção da rede, optando-se pela numeração sequencial dos nós que são eletricamente próximos uns dos outros.

O diagrama unifilar do sistema de distribuição teste de 37 barras do IEEE (KERSTING, 2001) pode ser observado na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Diagrama unifilar do sistema teste de 37 barras do IEEE

Fonte: Adaptado de Kersting (2001).

Este sistema apresenta quatro configurações distintas das linhas de distribuição, as quais se diferenciam pelo tipo de cabo utilizado nos alimentadores. A Tabela 4.1 mostra as especificações das fases, cabos e espaçamentos das determinadas configurações das linhas.

Tabela 4.1 – Características das linhas.

Configurações	Fase	Cabo	Espaçamento ID
721	A B C	1.000.000 AA, CN	515
722	A B C	500.000 AA, CN	515
723	A B C	2/0 AA, CN	515
724	A B C	#2 AA, CN	515

A Figura 4.2 mostra, em particular, o espaçamento entre os cabos.

Figura 4.2 – Espaçamento ID - 515

Fonte: Adaptado de Kersting (2001).

O comprimento e as configurações de cada segmento de linha que interliga dois barramentos são apresentados na Tabela 4.2 (KERSTING, 2001).

Tabela 4.2 – Dados dos alimentadores.

Nó A	Nó B	Comp. (pés)	Config.	Nó A	Nó B	Comp. (pés)	Config.
0	1	1850	721	11	36	200	724
1	2	960	722	13	14	320	724
2	3	1320	722	13	25	240	724
2	13	400	724	15	16	520	723
2	15	360	723	16	17	800	723
3	4	600	723	16	18	80	724
3	26	240	724	17	20	600	723
4	5	200	723	17	22	920	724
5	6	320	723	18	19	520	724
5	30	600	723	20	21	280	724
6	7	320	723	22	23	760	724
6	31	320	724	22	24	120	724
7	8	560	723	26	27	280	723
8	9	640	723	27	28	280	724
8	33	520	724	27	29	200	724
9	10	400	723	32	5	0	XFM -1
10	11	400	723	33	34	1280	724
11	12	400	723	33	35	200	724

As expressões (4.1)-(4.4) apresentam os valores das impedâncias de cada configuração de linha fornecidos por Kersting (2001).

$$Z_{721}^{abc} = \begin{bmatrix} 0,2926 + j0,1973 & 0,0673 - j0,0368 & 0,0337 - j0,0417 \\ 0,0673 - j0,0368 & 0,2646 + j0,1900 & 0,0673 - j0,0368 \\ 0,0337 - j0,0417 & 0,0673 - j0,0368i & 0,2926 + j0,1973 \end{bmatrix} [\Omega / milha] \quad (4.1)$$

$$Z_{722}^{abc} = \begin{bmatrix} 0,4751 + j0,2973 & 0,1629 - j0,0326 & 0,1234 - j0,0607 \\ 0,1629 - j0,0326 & 0,4488 + j0,2678 & 0,1629 - j0,0326 \\ 0,1234 - j0,0607 & 0,1629 - j0,0326 & 0,4751 + j0,2973 \end{bmatrix} [\Omega / milha] \quad (4.2)$$

$$Z_{723}^{abc} = \begin{bmatrix} 1,2936 + j0,6713 & 0,4871 + j0,2111 & 0,4585 + j0,1521 \\ 0,4871 + j0,2111 & 1,3022 + j0,6326 & 0,4871 + j0,2111 \\ 0,4585 + j0,1521 & 0,4871 + j0,2111 & 1,2936 + j0,6713 \end{bmatrix} [\Omega / \text{milha}] \quad (4.3)$$

$$Z_{724}^{abc} = \begin{bmatrix} 2,0952 + j0,7758 & 0,5204 + j0,2738 & 0,4926 + j0,2123 \\ 0,5204 + j0,2738 & 2,1068 + j0,7398 & 0,5204 + j0,2738 \\ 0,4926 + j0,2123 & 0,5204 + j0,2738 & 2,0952 + j0,7758 \end{bmatrix} [\Omega / \text{milha}] \quad (4.4)$$

O sistema IEEE37 contém dois transformadores abaixadores de tensão. Um deles é o transformador da subestação que está localizado acima do barramento de referência, usado para transformar a tensão de transmissão (230 kV) em tensão de distribuição (4,8 kV). O outro é o transformador XFM-1 que está conectado entre os barramentos 5 e 32. As características de ambos os transformadores estão na Tabela 4.3. Foram utilizados os dados da potência e tensão do lado de baixa do transformador da subestação como valores base para a transformação das impedâncias série de sequências em impedância por unidade p.u..

Tabela 4.3 – Dados dos transformadores.

	kVA	kV-alta	kV-baixa	R(%)	X(%)
Subestação	2.500	230 – D	4,8 – D	2	8
XFM - 1	500	4,8 –D	0,48 –D	0,09	1,81

Vale frisar que, foram consideradas somente as situações de curtos-circuitos trifásicos, simétricos e francos. Embora sejam mais raros nos sistemas elétricos, estes são mais severos. Tal consideração viabiliza a análise dos casos mais críticos dos afundamentos de tensão.

4.2 Aplicação e Resultados Obtidos Através do MPF

De acordo com o tipo de configuração do sistema e utilizando-se das matrizes de impedância série fornecidas em Ω/milha em Kersting (2001), foram obtidas as matrizes de impedância série de sequências (4.5)-(4.8), aplicando-se o método das componentes

simétricas. Para a análise de curto-circuito trifásico, o comportamento do sistema foi estabelecido pela matriz de impedância de sequência positiva de barra.

$$Z_{721}^{012} = \begin{bmatrix} 0,3955 + j0,1180 & 0 & 0 \\ 0 & 0,2272 + j0,2333 & 0 \\ 0 & 0 & 0,2272 + j0,2333 \end{bmatrix} [\Omega / milha] \quad (4.5)$$

$$Z_{722}^{012} = \begin{bmatrix} 0,7658 + j0,2035 & 0 & 0 \\ 0 & 0,3166 + j0,3294 & 0 \\ 0 & 0 & 0,3166 + j0,3294 \end{bmatrix} [\Omega / milha] \quad (4.6)$$

$$Z_{723}^{012} = \begin{bmatrix} 2,2516 + j1,0413 & 0 & 0 \\ 0 & 0,8189 + j0,4670 & 0 \\ 0 & 0 & 0,8189 + j0,4670 \end{bmatrix} [\Omega / milha] \quad (4.7)$$

$$Z_{724}^{012} = \begin{bmatrix} 3,1213 + j1,2704 & 0 & 0 \\ 0 & 1,5879 + j0,5105 & 0 \\ 0 & 0 & 1,5879 + j0,5105 \end{bmatrix} [\Omega / milha] \quad (4.8)$$

Ao empregar o método das posições de falta, obteve-se a MTDF, através da qual é possível observar a magnitude dos afundamentos de tensão em todas as barras do sistema. Vale ressaltar que usualmente, curtos-circuitos nas linhas são mais frequentes que defeitos nas barras. No entanto, quando ocorrem curtos-circuitos nas barras, os fundamentos de tensão são mais graves (GOSWAMI et al., 2008a).

Através da visualização gráfica da MTDF elaborada, Figura 4.3, torna-se possível observar de maneira compacta todas as tensões registradas, em todos os barramentos do SD. Pela figura, cada elemento da MTDF é representado por um esquema gráfico associado à cores, através de uma escala de grau correspondente à intensidade dos afundamentos de tensão manifestados.

Cabe reforçar, que as tensões com amplitudes remanescentes menores que 90%, bem como as maiores do que 10% da tensão eficaz (valor nominal) são definidas como afundamentos de tensão.

Figura 4.3 – Visualização gráfica da MTDF no sistema de distribuição IEEE37.

Na Figura 4.3, cada coluna da MTDF representa a posição de falta aplicada, isto é, as barras onde foi aplicado um curto-circuito trifásico. Já nas linhas são armazenadas as amplitudes das tensões remanescentes registradas em cada barra do SD devido à ocorrência da situação de falta considerada.

Por esta análise gráfica, como esperado, pode ser confirmado que na ocorrência de uma falta trifásica na barra 1 (coluna um), os níveis das tensões remanescentes registrados nesta barra (representado pela cor preta), bem em todas as outras barras foram próximos ou

iguais a zero. Tal constatação caracteriza uma interrupção no fornecimento da energia elétrica. Isto ocorre devido à proximidade e conexão direta da barra 1 à subestação de energia. Em outras palavras, isso significa que quanto mais próximo à fonte geradora ocorrer um curto-circuito trifásico, mais severos serão os afundamentos de tensão registrados nas demais barras do SD.

Assim como na análise do barramento 1, ao se observar a tensão remanescente nas demais barras onde o defeito foi simulado (diagonal principal da Figura 4.3), consta-se que também ocorrerá uma interrupção no fornecimento da energia. Portanto a diagonal principal da MTDF representa os pontos críticos das simulações de curto-circuito. Isto é justificado pela equação (3.20), pois a impedância onde a falta está sendo simulada é a própria impedância da barra.

Pela Figura 4.3, nota-se também que as barras mais afetadas pelos afundamentos de tensão são as que estão eletricamente próximas à barra onde a falta foi aplicada. Ao focar a atenção à coluna 20 da MTDF, por exemplo, e paralelamente observar a Figura 4.1, constata-se que no barramento 21, localizado à jusante do local da falta, haverá interrupção de energia. Já nos barramentos 17, 22, 23 e 24, que se encontram eletricamente próximos ao ponto de falta, a magnitude do afundamento de tensão é inferior a 0,2 p.u.. À medida que a distância aumenta com relação ao local onde o curto-circuito trifásico foi aplicado, ou seja, nos barramentos mais distantes da barra 20, os afundamentos de tensão tendem a ser menos severos.

A Tabela 4.4 registra a intensidade de todos os afundamentos de tensão na ocorrência de uma falta trifásica na barra 20.

Ainda analisando a Figura 4.3, observa-se que a coluna que apresenta os afundamentos de tensão menos severos é a coluna 32. Constata-se pela Figura 4.1 que a montante do barramento 32 há um transformador abaixador de tensão. Em função deste, todas as tensões remanescentes registradas em todas as outras barras do SD devido à aplicação de uma falta trifásica no barramento 32, foram superiores a 0,7 p.u..

Tabela 4.4 – Tensões registradas na ocorrência de uma falta trifásica na barra 20

Barra	Tensão [p.u]	Barra	Tensão [p.u]
1	0,813652	19	0,417343
2	0,679672	20	0
3	0,679672	21	0
4	0,679672	22	0,178861
5	0,679672	23	0,178861
6	0,679672	24	0,178861
7	0,679672	25	0,679672
8	0,679672	26	0,679672
9	0,679672	27	0,679672
10	0,679672	28	0,679672
11	0,679672	29	0,679672
12	0,679672	30	0,679672
13	0,679672	31	0,679672
14	0,679672	32	0,679672
15	0,572356	33	0,679672
16	0,417343	34	0,679672
17	0,178861	35	0,679672
18	0,417343	36	0,679672

4.3 Implementação e Simulações de Curtos-Circuitos via o *Software ATP*

Para validar o MPF, implementou-se o sistema IEEE37 (KERSTING, 2001), dispondo do *software ATP*. A configuração espacial do sistema de 37 barras no *software ATPDraw* pode ser visualizada na Figura 4.4.

Para a modelagem do sistema elétrico aplicando-se a interface gráfica do *software ATPDraw*, converteram-se as matrizes de impedância série em Ω /milha fornecida em Kersting (2001), expressões (4.1)-(4.4), para Ω /m. Fez-se necessária também a conversão de unidade do comprimento dos segmentos de linhas fornecidos na Tabela 4.2 para metros.

Vale ressaltar que os valores das impedâncias foram considerados em p.u. e que se desprezou a capacitância dos alimentadores e as cargas, pois em comparação com a corrente de curto-circuito, as correntes normais de carga dos consumidores são muito pequenas. Assim sendo, verificou-se que esta simplificação não afeta a precisão dos resultados das simulações de curto-circuito.

Figura 4.4 – Configuração espacial do sistema de 37 barras no ATPDraw.

Para cada situação de curto-circuito trifásico simulada em uma barra do SD, analisaram-se as magnitudes das tensões resultantes em todos os nós do SD em análise, armazenando todas as tensões, obtidas através do menor valor RMS resultante dos registros gráficos das formas de onda geradas pelo programa, a fim de compará-los com as magnitudes das tensões resultantes pela análise da MTFD.

A título de ilustração, a Figura 4.5 representa as tensões registradas na barra 36 quando simulado um curto-circuito trifásico na barra 30, a tensão registrada na fase *A* foi 0,19637 p.u., na fase *B* 0,2 p.u. e na fase *C* a tensão remanescente foi 0,1838 p.u.. Portanto, optou-se pela menor tensão, registrada na fase *C*, para a comparação com a tensão obtida através do MPF.

Figura 4.5 – Tensões trifásicas observadas na barra 36 quando simulado um curto-circuito trifásico na barra 30.

4.4 Comparação dos Resultados

Considerando que as linhas de distribuição raramente são transpostas, e objetivando a análise dos resultados com um sistema mais próximo possível do encontrado na prática, inicialmente, na implementação via o *software* ATP, considerou-se o sistema assimétrico, justamente para comparar a diferença com os resultados obtidos através do MPF, que considera o sistema equilibrado e transposto. Posteriormente, foi idealizada a transposição das linhas, utilizando-se do método das componentes simétricas, sendo os resultados novamente comparados. Destas comparações, foi observada uma divergência entre os resultados, sendo calculado o erro relativo percentual para cada falta trifásica aplicada.

4.4.1 Considerando o Sistema Assimétrico

Como mencionado, primeiramente, na modelagem do sistema IEEE37 utilizando o *software* ATP foi desconsiderada a utilização do método das componentes simétricas e os resultados decorrentes das simulações de curto-circuito trifásico, em cada barra do SD, foram

utilizados como valores de referência para a comparação com os resultados obtidos pelo MPF. Ao total foram realizadas 36 simulações de curtos-circuitos. Para cada situação de falta aplicada, foram armazenados os valores das tensões registradas em cada barra do sistema em análise, totalizando 1.296 casos. Para cada resultado obtido calculou-se, pela equação (4.9) o erro relativo percentual, na qual $MPF_{T_{kf}}$ é a tensão remanescente registrada por meio do MPF no nó k devido a uma falta trifásica no nó f . Já $ATP_{T_{kf}}$ é a tensão obtida pela simulação de curto-circuito no nó k devido a uma falta trifásica no nó f com a aplicação do *software* ATP.

$$Erro_{T_{kf}} = \frac{MPF_{T_{kf}} - ATP_{T_{kf}}}{ATP_{T_{kf}}} \times 100 \quad (4.9)$$

Os resultados apurados encontram-se registrados na Figura 4.6, que representa, em porcentagem, o número de casos analisados em função do erro relativo percentual das magnitudes das tensões registradas para cada situação de curto-circuito trifásico simulado em todos os barramentos.

Figura 4.6 – Erro relativo percentual para os casos analisados [%], considerando o sistema assimétrico na modelagem via o *software* ATP .

A Figura 4.6 deixa evidente que em aproximadamente 90% dos 1.296 casos analisados, o erro calculado não ultrapassou 5%. Para melhor ilustrar a forma de análise dos resultados encontrados, a Figura 4.7 ilustra as tensões remanescentes registradas pelo MPF e o *software* ATP, quando uma falta trifásica foi simulada na barra 15, a qual apresentou o maior erro relativo registrado na faixa de 0-7,5%. Ressalta-se que menos do que 3% dos casos analisados apresentaram erros superiores a 7%, conforme ilustra a Figura 4.6.

Figura 4.7 – Simulação de um curto-circuito trifásico na barra 15.

A título de ilustração, a Tabela 4.5 mostra todas as tensões registradas em cada uma das barras do SD, considerando uma falta trifásica na barra 15 de forma a melhor quantificar e ilustrar o máximo erro relativo obtido.

Tabela 4.5 – Divergência entre as tensões registradas (falta na barra 15)

Barra	ATP	MPF	Barra	ATP	MPF
1	0,5438	0,5620	19	0	0
2	0,2304	0,2476	20	0	0
3	0,2304	0,2476	21	0	0
4	0,2304	0,2476	22	0	0
5	0,2304	0,2476	23	0	0
6	0,2304	0,2476	24	0	0
7	0,2304	0,2476	25	0,2304	0,2476
8	0,2304	0,2476	26	0,2304	0,2476
9	0,2304	0,2476	27	0,2304	0,2476
10	0,2304	0,2476	28	0,2304	0,2476
11	0,2304	0,2476	29	0,2304	0,2476
12	0,2304	0,2476	30	0,2304	0,2476
13	0,2304	0,2476	31	0,2304	0,2476
14	0	0	32	0,2304	0,2476
15	0	0	33	0,2304	0,2476
16	0	0	34	0,2304	0,2476
17	0	0	35	0,2304	0,2476
18	0	0	36	0,2304	0,2476

Cabe reforçar que no MPF foi considerado o sistema simétrico, idealizando-se a existência de transposição das linhas. Já na modelagem via o *software* ATPDraw/ATP, considerou-se o sistema assimétrico, desconsiderando-se a aplicação do método de componentes simétricas, justamente para obter os resultados mais próximos possíveis da realidade. Portanto, já era esperada certa discrepância entre os resultados obtidos. Mesmo assim, esta diferença manteve-se, na maioria dos casos analisados, inferior a 5%, evidenciando que a simplificação no cálculo não compromete de forma significativa a precisão dos resultados.

4.4.2 Considerando o Sistema Simétrico

Posteriormente, com o intuito de verificar se a discrepância entre os resultados era proveniente apenas da simplificação no cálculo dos componentes do sistema, ou também devido às ferramentas utilizadas, optou-se pela idealização da simetria entre as fases, ou seja, utilizando, em ambos os casos, o método das componentes simétricas e estabelecendo assim o comportamento do sistema pela matriz de impedância de sequência positiva de barra. Em seguida, de forma semelhante, os resultados foram novamente comparados. Os erros obtidos nas tensões estimadas de acordo com a equação (4.9) podem ser visualizados na Figura 4.8.

Figura 4.8 – Erro relativo percentual para os casos analisados [%], considerando o sistema simétrico na modelagem via o *software* ATP e MPF .

Conforme ilustra a Figura 4.8, o maior erro relativo registrado foi de 0,15%. Pelo gráfico observa-se que em 33% dos casos analisados o erro encontrado foi inferior a 0,01%. É importante ressaltar que em todos os casos analisados o erro registrado apresentou valores positivos. Isso é decorrente da opção pela análise dos casos mais críticos dos afundamentos de tensão optando-se pela oscilografia da menor tensão de fase registrada (fase C) pelo *software* ATP.

Para melhor apresentar os resultados, a Tabela 4.6 apresenta as tensões remanescentes registradas em p.u., quando uma falta trifásica foi aplicada no barramento 22, o qual apresentou o maior erro relativo percentual.

Tabela 4.6 – Divergência entre as tensões registradas (falta na barra 22)

Barra	ATP	MPF	Barra	ATP	MPF
1	0,85950	0,85955	19	0,55753	0,55760
2	0,75891	0,75923	20	0,37550	0,37564
3	0,75891	0,75923	21	0,37550	0,37564
4	0,75891	0,75923	22	0	0
5	0,75891	0,75923	23	0	0
6	0,75891	0,75923	24	0	0
7	0,75891	0,75923	25	0,75891	0,75923
8	0,75891	0,75923	26	0,75891	0,75923
9	0,75891	0,75923	27	0,75891	0,75923
10	0,75891	0,75923	28	0,75891	0,75923
11	0,75891	0,75923	29	0,75891	0,75923
12	0,75891	0,75923	30	0,75891	0,75923
13	0,75891	0,75923	31	0,75891	0,75923
14	0,75891	0,75923	32	0,75891	0,75923
15	0,67656	0,67664	33	0,75891	0,75923
16	0,55753	0,55760	34	0,75891	0,75923
17	0,37550	0,37564	35	0,75891	0,75923
18	0,55753	0,55760	36	0,75891	0,75923

A partir das informações da Tabela 4.6, que demonstra a maior divergência encontrada entre os resultados obtidos através do MPF e as simulações utilizando o *software* ATP, foi gerada a Figura 4.9. Esta permite visualmente ilustrar a insignificância da discrepância entre os valores em análise.

Destas comparações, constata-se que a divergência entre os resultados obtidos na primeira análise (considerando o sistema assimétrico) estava basicamente atrelada à simplificação na modelagem do sistema, dando um forte e aceitável indicativo de emprego para o MPF como uma adequada ferramenta para a análise dos afundamentos de tensão.

Figura 4.9 – Simulação de um curto-circuito trifásico na barra 22.

4.5 Análise das Áreas de Propagação dos Afundamentos de Tensão

A análise das áreas de propagação dos afundamentos de tensão tem como objetivo avaliar como as ocorrências de curtos-circuitos afetam as diversas barras do sistema, sobretudo naquelas onde estão instalados equipamentos sensíveis, como é o caso da grande maioria dos consumidores industriais.

Como fato, sabe-se que um determinado equipamento pode ser submetido a afundamentos de tensão que não causem prejuízo a sua operação, desde que as durações do distúrbio sejam muito pequenas. Conforme a Figura 4.10 (EPRI – *Electric Power Research Institute*, 2003), é possível observar que, aproximadamente, 90% dos eventos são relacionados a afundamentos com tensão remanescente entre 50 e 85% da tensão eficaz com duração inferior a 2 segundos.

Figura 4.10 – Histograma da magnitude e duração dos afundamentos de tensão e interrupções (taxa anual).

Fonte: Adaptado de EPRI (2003).

Neste cenário, a sensibilidade do equipamento está intrinsecamente relacionada à intensidade e duração do distúrbio. Vale salientar que a curva ITIC, representada anteriormente na Figura 3.3, tem sido amplamente utilizada como curva parâmetro para determinar limites suportáveis dos efeitos dos afundamentos de tensão frente à sensibilidade dos equipamentos. Portanto, dependendo da duração do evento, os equipamentos podem ser submetidos a tensões remanescentes menores que 90, 70 e 50% da tensão eficaz, sem comprometimento direto em seu funcionamento.

Assim sendo, uma vez pré-estabelecido um limiar de tensão, torna-se possível mapear as áreas de risco que equipamentos eletroeletrônicos sensíveis possam vir a ser submetidos, através da delimitação da área afetada e da área exposta ou de vulnerabilidade. Destaca-se também que a demarcação destas áreas propicia uma análise mais aprofundada da robustez do sistema de distribuição em avaliação frente aos afundamentos de tensão.

4.5.1 Análise da Área Afetada

De posse dos dados das tensões remanescentes registradas em todas as barras do sistema elétrico, através da MTDF, torna-se possível mapear as áreas de propagação dos afundamentos de tensão. A Tabela 4.7, por exemplo, apresenta as tensões registradas em todas as barras do SD IEEE37 quando da ocorrência de uma falta trifásica na barra 34.

Tabela 4.7 – Tensões registradas durante a situação de falta na barra 34

Barra	Tensão [p.u.]	Barra	Tensão [p.u.]
1	0,910698	19	0,846487
2	0,846487	20	0,846487
3	0,759422	21	0,846487
4	0,671901	22	0,846487
5	0,642777	23	0,846487
6	0,596243	24	0,846487
7	0,549807	25	0,846487
8	0,468868	26	0,759422
9	0,468868	27	0,759422
10	0,468868	28	0,759422
11	0,468868	29	0,759422
12	0,468868	30	0,642777
13	0,846487	31	0,596243
14	0,846487	32	0,642777
15	0,846487	33	0,333417
16	0,846487	34	0
17	0,846487	35	0,333417
18	0,846487	36	0,468868

A partir dos dados da Tabela 4.7, é possível representar, em forma gráfica, a região afetada conforme um limiar de tensão pré-estabelecido. A Figura 4.11 representa a área afetada, ilustrando a influência de uma falta trifásica na barra 34 nas demais barras do sistema para diferentes limiares de tensão. Por esta figura, observam-se três distintas áreas, que diretamente dependem do nível (limiar) de tensão pré-estabelecido (0,9; 0,7 ou 0,5 p.u.).

Constata-se pela Figura 4.11 que, quando o limiar desejado para a tensão foi menor ou igual a 0,9 p.u. da tensão eficaz de operação do SD, apenas a barra 1(um) não foi afetada pelo afundamento de tensão. Quando o limiar de tensão foi restringido para uma tensão menor ou igual a 0,7 p.u., a área afetada por esta situação de falta tornou-se bem menor. Na sequência, o limiar de tensão foi fixado em 0,5 p.u., sendo que a área afetada pelos afundamentos de tensão ficou restrita às proximidades da barra 34 onde a falta foi aplicada. Logo, estas observações

permitem comprovar que a região em torno do ponto de falta sofre afundamentos de tensão com intensidades diferentes, sendo mais severos quanto mais próximos o forem da situação que os originou (curto-circuito trifásico) e vice-versa.

Figura 4.11 – Área afetada considerando um curto-circuito trifásico na barra 34.

Vale destacar que uma forma direta de se observar a área afetada é através da visualização gráfica da MTFD. Cada coluna desta matriz contém as informações necessárias para identificar a área da rede afetada por uma falta trifásica, em qualquer uma das barras do SD. Por exemplo, ao analisar a Figura 4.3, percebe-se que apenas as colunas 32 e 34 apresentaram tensão remanescente maior que 0,9 p.u., representada pela cor branca ao se observar a tensão registrada na barra 1 (um).

Desta forma, quando gerado o gráfico da Figura 4.12, que simboliza as barras afetadas pelo afundamento de tensão a partir de um limiar menor ou igual a 0,9 p.u, nota-se que na ocorrência de uma falta nas barras 32 e 34, o número de barras afetadas pelo afundamento de tensão foi 35. Já na ocorrência de faltas nas demais barras do SD, todas as tensões remanescentes registradas foram inferiores a 0,9 p.u., totalizando, portanto, 36 barras afetadas.

Figura 4.12 – Barras afetadas pelo afundamento de tensão a partir de um limiar de 0,9 p.u.

Quando analisadas as barras afetadas pelo afundamento de tensão, fixando-se um limiar de tensão inferior ou igual a 0,7 p.u., nota-se pela Figura 4.13 que, dependendo da localização da falta, a região afetada tende a ser menor. Na ocorrência de uma falta na barra 34, por exemplo, o número de barras afetadas passou para 16, quando fixado um limiar em 0,7 p.u.

Como já comentado, isso ocorre devido ao afundamento de tensão ser mais severo na região mais próxima ao local de ocorrência da falta. Assim sendo, à medida que o limiar de tensão é diminuído, a área afetada também tende a diminuir, restringindo-se às proximidades da barra onde a falta ocorreu. Desta forma, ao compararmos os gráficos das Figuras 4.12, 4.13 e 4.14, percebe-se que o número de barras afetadas foi reduzindo gradualmente à medida que o limiar de tensão fixado foi menor.

Desta análise, é possível perceber que esta conclusão não se aplica às situações de faltas consideradas nos barramentos 1 e 2, pois quanto mais próximo à subestação ocorrer uma falta, maior será o número de barras afetadas por esta situação de falta, e mais severos serão os afundamentos de tensão registrados.

Figura 4.13 – Barras afetadas pelo afundamento de tensão a partir de um limiar de 0,7 p.u.

Figura 4.14 – Barras afetadas pelo afundamento de tensão a partir de um limiar de 0,5 p.u.

Outra importante aplicação e interpretação da área afetada, ainda a ser melhor investigada, é dar suporte à localização do curto-circuito observado, visto que diagnosticando o número ou as barras afetadas pelo afundamento de tensão, torna-se possível detectar o local de ocorrência da falta.

4.5.2 Análise da Área Exposta ou de Vulnerabilidade

O conceito de área de vulnerabilidade foi desenvolvido com o objetivo de demarcar as regiões do sistema elétrico onde haverá a ocorrência de afundamentos de tensão abaixo de limites críticos que possam resultar em desligamentos de cargas sensíveis instaladas na barra de observação.

Para enfatizar a diferença entre a análise da área afetada e da área de vulnerabilidade, optou-se pela delimitação destas áreas utilizando a mesma barra como referência. Ao contrário da análise da área afetada onde é fixada uma posição de falta e são observadas as magnitudes da tensão em todas as outras barras do sistema, na análise da área de vulnerabilidade, fixa-se uma barra de interesse, e se observam as tensões remanescentes provocadas nesta barra por situações de faltas aplicadas nas demais e distintas barras do sistema. Assim sendo, de forma análoga à determinação da área afetada, utilizando os dados da Tabela 4.8, que apresenta as tensões registradas na barra 34 devido à aplicação de faltas trifásicas em todas as outras barras do SD, é possível representar, em forma gráfica, a área de vulnerabilidade conforme um limiar de tensão pré-estabelecido. A Figura 4.15 esboça a área exposta em torno da barra 34, a qual ilustra a tensão neste barramento para todas as posições de faltas aplicadas.

Observa-se pela Figura 4.15, que ao considerar a ocorrência de uma falta no barramento 24, por exemplo, é possível mensurar que a tensão no barramento 34 devido a esta situação de falta é menor que 0,9 p.u., e maior que 0,7 p.u.. Percorrendo a Tabela 4.8 constata-se que o valor exato da tensão registrada foi 0,77 p.u.

Tabela 4.8 – Tensões registradas na barra 34 para cada posição de falta

Barra	Tensão [p.u.]	Barra	Tensão [p.u.]
1	0	19	0,647956
2	0	20	0,679672
3	0	21	0,722238
4	0	22	0,759238
5	0	23	0,818313
6	0	24	0,770933
7	0	25	0,521886
8	0	26	0,199564
9	0,147409	27	0,291680
10	0,219441	28	0,416527
11	0,280301	29	0,385312
12	0,332391	30	0,192758
13	0,402017	31	0,168074
14	0,552092	32	0,700782
15	0,247683	33	0
16	0,447901	34	0
17	0,609213	35	0,07184
18	0,485774	36	0,326469

Figura 4.15 – Área exposta para a barra 34 considerando todas as situações de falta

Uma maneira direta de analisar a área de vulnerabilidade é através da visualização gráfica da MTDF, onde, cada linha desta matriz irá representar a amplitude das tensões remanescentes para cada barra em observação. Desta forma, ao observar as linhas da MTDF na Figura 4.3, constata-se que o barramento menos exposto aos afundamentos de tensão é o barramento 1. Ao mapear a área de vulnerabilidade neste barramento, Figura 4.16, percebe-se que quando o limiar de tensão é definido menor ou igual a 0,9 p.u., há uma grande área exposta. Contudo, quando este limiar é diminuído para visualizar as tensões remanescentes menores ou iguais a 0,7 p.u., esta área reduz consideravelmente.

Figura 4.16 – Área exposta para a barra 1 considerando todas as situações de falta

A fim de proporcionar uma visão geral das barras expostas aos afundamentos de tensão, as Figuras 4.17, 4.18 e 4.19 apresentam o número de barras expostas para cada barra observada. Por estas figuras, fica evidente que o barramento 1 apresenta o menor número de barras expostas, sendo, portanto, o local mais indicado para a instalação de equipamentos sensíveis.

Figura 4.17 – Barras expostas ao afundamento de tensão a partir de um limiar de 0,9 p.u.

Figura 4.18 – Barras expostas ao afundamento de tensão a partir de um limiar de 0,7 p.u.

Figura 4.19 – Barras expostas ao afundamento de tensão a partir de um limiar de 0,5 p.u.

Ainda observando estas figuras, é notável que as barras menos expostas aos afundamentos de tensão são as barras que estão eletricamente próximas à fonte geradora. Portanto, os barramentos 1, 2, 13, 14, 15 e 25 são os barramentos menos propensos a sofrer afundamentos de tensão severos, sendo vulneráveis aos afundamentos somente se ocorrer faltas (curtos-circuitos) nas barras que estiverem nas suas proximidades.

Com base nestas informações e dispondo da curva de sensibilidade dos processos industriais, torna-se viável orientar as indústrias quanto à suportabilidade dos seus equipamentos frente aos afundamentos de tensão e indicar o melhor local para a instalação de novos empreendimentos que apresentem em sua planta industrial equipamentos sensíveis.

Capítulo 5

A Alocação de Medidores de QEE: Aspectos Conceituais e Práticos

O sistema de alocação ótima de medidores visa estabelecer a melhor localização de um número reduzido de monitores de QEE. Justifica-se a intenção de um número reduzido devido às restrições de recursos financeiros para a aquisição e manutenção de equipamentos em campo para se realizar um monitoramento completo no SD, bem como pela dificuldade em determinar os melhores locais nos quais os equipamentos de monitoramento deverão ser instalados propiciando uma observação do sistema como um todo.

Para esta pesquisa em específico, a metodologia de otimização de alocação de medidores preocupa-se em determinar as posições em que os medidores de QEE devem ser instalados, de forma a maximizar a capacidade de monitoração (observabilidade) frente aos afundamentos de tensão passíveis de ocorrência em um sistema de distribuição, através de um número reduzido de equipamentos de medição, diminuindo assim a proporção dos investimentos necessários em um sistema de monitoração.

Nas seções seguintes são apresentadas a formulação matemática adotada e os conceitos básicos necessários para a compreensão da metodologia utilizada na busca da resolução do problema da alocação ótima de medidores.

5.1 Formulação Matemática do Problema

Para facilitar o entendimento e a difusão dos resultados ao leitor, são apresentadas a seguir a descrição e o equacionamento do problema proposto.

5.1.1 Vetor de Monitoração

O vetor de monitoração, X , é um vetor binário de dimensão $n \times 1$. A sua dimensão é fixada de acordo com o número n de barras do SD em avaliação. Pela formulação do problema, cada barra do SD é candidata a ter um medidor alocado. Este vetor irá fornecer a resposta ao problema da alocação ótima de medidores, indicando o número mínimo de medidores necessários para monitorar o SD, bem como em quais barras os mesmos devem ser instalados.

Assim, o vetor de monitoração será definido por um vetor variável de decisão X , conforme a expressão (5.1), sendo que cada posição do vetor representará um possível ponto de instalação do medidor (REIS et al., 2007).

$$X = [x(1) \ x(2) \ x(3) \ \dots \ x(n)]^t \quad (5.1)$$

A decisão pela instalação de um medidor ou não em uma determinada barra é feita através do preenchimento de cada uma das posições do vetor. As mesmas são então preenchidas por 0 (zero) ou 1 (um), indicando a não instalação, ou a instalação de um medidor, respectivamente. A expressão (5.2) ilustra a condição de decisão do vetor de monitoração:

$$x_{(j)} = \begin{cases} 1, & \text{para instalação do medidor na barra } j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.2)$$

A fim de ilustrar o vetor de monitoração, a Figura 5.1, exibe um exemplo para um sistema de 13 barras, no qual é sugerida a instalação de equipamentos nas barras de índices 1, 3 e 6.

$$X^t = \begin{array}{c|cccccccccccccc} & (1) & (2) & (3) & (4) & (5) & (6) & (7) & (8) & (9) & (10) & (11) & (12) & (13) \\ \hline & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{array}$$

Figura 5.1 – Exemplo do vetor de monitoração transposto.

5.1.2 Vetor Coeficiente

Este vetor é coeficiente do vetor de monitoração, e tem a mesma dimensão do vetor X . Para cada elemento do vetor coeficiente, C , é viável associar pesos, com relação ao custo de instalação do monitor. Para os elementos, podem-se assumir valores inferiores na posição específica do vetor coeficiente correspondente ao barramento que apresenta menor custo de instalação, ou, assumir valores elevados nos pontos que acarretariam maior custo ou impróprios para a instalação de monitores, seja devido à existência prévia de equipamentos ou a dificuldade de instalação.

Portanto, a decisão pela instalação de um medidor em uma determinada barra será dependente do preenchimento de cada uma das coordenadas do vetor coeficiente. Desta forma, as barras com os menores coeficientes inteiros são consideradas prioritárias no processo de busca da solução. Uma vez definido o mesmo índice para cada coordenada do vetor, todas as barras do sistema concorrem igualmente.

Na Figura 5.2 é demonstrado um exemplo do vetor coeficiente, para um sistema hipotético de 13 barras, onde há uma restrição de instalação de monitor no barramento 7 (sete). Portanto observa-se que na posição referente a este barramento é atribuído um valor superior às demais variáveis. Vale adiantar que cada variável deste vetor é discreta, ou seja, assume um valor inteiro. Portanto, outra forma de restringir a instalação a este barramento seria associar a esta posição um valor fracionário.

$$C^t = \begin{matrix} & (1) & (2) & (3) & (4) & (5) & (6) & (7) & (8) & (9) & (10) & (11) & (12) & (13) \\ \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 2 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Figura 5.2 – Exemplo do vetor coeficiente transposto com restrição de instalação do monitor no barramento 7.

Vale comentar que, mesmo associando um coeficiente elevado para uma determinada posição vetorial, se não houver outra resposta factível para solução do problema, a resposta ótima englobará esta posição. Logo, este problema prioriza a obtenção do número mínimo de monitores, não excluindo a impossibilidade de instalação em um determinado ponto do SD se não houver outras respostas possíveis.

5.1.3 Função Objetivo

A preocupação fundamental na solução do problema da alocação ótima de medidores de QEE reside na determinação das posições em que devem ser instalados os equipamentos para minimizar o número de medidores.

Portanto, a função objetivo do problema é apresentada através da expressão (5.3). Pela sua definição, nota-se que a intenção da mesma é minimizar o somatório dos elementos do vetor de monitoração.

$$F_{obj} = \min \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad j = 1, 2, 3 \dots, n \quad (5.3)$$

Em que:

n – Corresponde ao número de barras do SD;

x_j – Representa o vetor de monitoração na barra j ;

c_j – É o vetor coeficiente do vetor x_j .

5.1.4 Matriz de Observabilidade Binária

O conceito de observabilidade é utilizado com o intuito de quantificar o alcance da monitoração de um medidor instalado em um determinado ponto do sistema frente às possíveis ocorrências de afundamentos de tensão a que o sistema possa vir a ser submetido.

Para simplificar e tornar a avaliação dos afundamentos de tensão mais objetiva, a partir da MTDF, define-se a matriz de observabilidade binária (MO), que é obtida fixando-se um determinado limiar, ou seja, o valor da magnitude das tensões de falta, a partir do qual se deseja que os medidores sejam sensibilizados.

Assim, para avaliar os afundamentos de tensão é necessário fixar um limiar de tensão compreendido entre 0,9 e 0,1 p.u.. Desta forma, as posições da matriz de observabilidade são preenchidas com 0 (zero), caso o valor da tensão de falta de cada barra seja superior ao limiar fixado, e com 1 (um), caso contrário, caracterizando o afundamento de tensão (OLGUIN et al., 2006).

Essa matriz é definida considerando que cada coluna representa a posição de falta, isto é, uma barra do SD em avaliação em que foi simulado um curto-circuito trifásico, e que, em cada linha, são armazenados os valores das tensões de falta de cada barra. A fim de ilustrar a obtenção da matriz de observabilidade binária, suponha uma MTFD, construída de forma hipotética, para um SD de 13 barras, conforme ilustrado pela Figura 5.3.

1	0	0,73	0,87	0,93	0,97	0,98	1,00	0,99	0,96	0,96	0,97	0,99	1,00
2	0,39	0	0,83	0,94	0,96	0,93	0,95	0,98	0,95	0,95	0,96	0,79	0,96
3	1,00	0,47	0	0,96	0,93	0,93	0,92	0,94	1,00	0,76	0,99	0,98	0,74
4	0,75	0,72	0,27	0	0,91	0,91	0,94	0,92	0,93	0,93	0,94	0,88	0,92
5	0,94	0,95	0,33	0,49	0	0,90	0,90	0,91	0,98	0,98	0,98	0,95	0,84
6	0,70	0,67	0,69	0,73	0,31	0	0,91	0,90	0,91	0,91	0,92	0,95	0,84
7	0,97	0,97	0,83	0,98	0,47	0,23	0	0,89	0,67	0,94	0,94	0,93	0,77
8	0,74	0,71	0,97	0,50	0,87	0,53	0,51	0	0,94	0,93	0,85	0,90	0,91
9	0,95	0,99	1,00	0,83	0,99	0,72	0,75	0,22	0	0,79	0,79	0,88	0,41
10	0,97	0,97	0,74	0,98	0,97	0,97	0,91	0,47	0,52	0	0,65	0,79	0,33
11	0,92	0,90	0,92	0,79	0,96	0,82	0,98	0,80	0,98	0,54	0	0,95	0,21
12	0,98	0,79	0,93	0,98	0,97	0,91	0,82	0,98	0,64	0,67	0,43	0	0,91
13	0,94	0,95	0,33	0,49	0,99	0,90	0,77	0,91	0,98	0,89	0,93	0,49	0
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Figura 5.3 – Exemplo hipotético da MTFD para um SD de 13 barras.

Fixando um limiar de tensão menor que 0,9 p.u. resulta na matriz de observabilidade binária ilustrada na Figura 5.4.

MO =	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1
	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1
	0	0	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1
	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	1	0	0
	0	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	0	0	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	1	0	1
	0	1	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	0
	0	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1

Figura 5.4 – Exemplo da matriz de observabilidade binária.

5.1.5 Vetor de Restrição

O vetor de restrição é obtido através da multiplicação da matriz de observabilidade binária transposta pelo vetor de monitoração ilustrado pela expressão (5.4).

$$V_{Rest} = MO' \times X \quad (5.4)$$

Esta operação faz com que cada posição do vetor de restrição contabilize o número de medidores, que dispostos segundo o vetor de monitoração, são capazes de monitorar o afundamento de tensão na barra correspondente a sua posição. Sendo assim, cada posição do vetor de restrição indica o número de medidores sensibilizados pelos afundamentos de tensão devido a uma simulação de curto-circuito (ALMEIDA et al., 2010).

Assim, ao multiplicar a matriz de observabilidade binária da Figura 5.4 pelo vetor de monitoração da Figura 5.1, obtém-se o vetor de restrição transposto conforme a Figura 5.5.

$$V_{rest}^t = \begin{matrix} & \begin{matrix} (1) & (2) & (3) & (4) & (5) & (6) & (7) & (8) & (9) & (10) & (11) & (12) & (13) \end{matrix} \\ \begin{matrix} 2 \\ 3 \\ 3 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 2 \end{matrix} & \end{matrix}$$

Figura 5.5 – Exemplo da obtenção do vetor de restrição transposto.

A Figura 5.6 ilustra como cada posição do vetor de restrição contabiliza o número de medidores sensibilizados pelo afundamento de tensão. Primeiramente os medidores são alocados nas barras de observação, neste caso, como sugerido pelo vetor de monitoração da Figura 5.1. Desta maneira, os medidores são alocados nas barras (linhas) 1, 3 e 6. Logo após, para cada posição de falta simulada, percorre-se cada coluna da matriz MO e contabilizam-se quantos medidores alocados “observaram” o afundamento de tensão, representados pelo valor binário 1 (um).

Verifica-se, na Figura 5.6, ao se observar o curto-circuito simulado na barra 10 (coluna 10), por exemplo, que entre os medidores alocados, apenas o medidor alocado na barra 3 foi sensibilizado pelo afundamento de tensão, assim a posição 10 (dez) do vetor de restrição da Figura 5.5 é preenchido com o valor 1 (um). Do mesmo modo, analisando-se o curto-circuito na barra 1, verifica-se que os medidores alocados na barra 1 e na barra 3 serão sensibilizados

pelo afundamento de tensão. Portanto, a primeira posição do vetor de restrição recebe a numeração 2 (dois), conforme pode ser observado na Figura 5.5.

MO =	Barras de observação	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
		0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
		1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
		0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1
		1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1
		0	0	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1
		1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	1	0	0
		0	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
		0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
		0	0	0	1	0	1	0	1	0	1	1	0	1
		0	1	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	0
		0	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1
Posições de falta														

Figura 5.6 – Exemplo de como contabilizar as posições do vetor de restrição.

5.1.6 Restrições

Mediante o uso do conceito de observabilidade, o qual representa a capacidade de um medidor instalado em uma dada barra do SD ser sensibilizado pelos afundamentos de tensão passíveis de ocorrência, as restrições do problema garantem que todo o sistema seja observável, ou seja, garantem que cada uma das perturbações a que o SD venha a enfrentar seja visto por pelo menos um medidor instalado. Para que esta condição se estabeleça, cada elemento j do vetor de restrição deve ser maior ou igual a 1 (um) conforme a expressão (5.5) (OLGUIN et al., 2006; ALMEIDA, 2007).

$$Rest = V_{rest(j)} \geq 1 \quad j = 1, 2 \dots n \quad (5.5)$$

A expressão (5.6) ilustra a restrição do problema na forma matricial, utilizando-se da matriz de observabilidade binária fornecida pela Figura 5.4.

$$\text{Rest} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} x_{(1)} \\ x_{(2)} \\ x_{(3)} \\ x_{(4)} \\ x_{(5)} \\ x_{(6)} \\ x_{(7)} \\ x_{(8)} \\ x_{(9)} \\ x_{(10)} \\ x_{(11)} \\ x_{(12)} \\ x_{(13)} \end{bmatrix} \geq \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

Diante do exposto, ao se analisar o vetor de restrição da Figura 5.5, observa-se que o arranjo da alocação dos medidores sugeridos pelo vetor de monitoração, conforme a Figura 5.1, não atendeu a restrição imposta ao problema, pois nenhum dos medidores alocados foi capaz de monitorar a situação de falta nas barras 7, 8, 9, 11 e 12, o que implica que este vetor de monitoração não faz parte da solução ótima do problema.

Pela abordagem matemática apresentada, percebe-se que o problema de alocação ótima de medidores de QEE recai em um problema clássico de Programação Linear Inteira (PLI) com variáveis binárias, isto é, tanto a função objetivo quanto as restrições aparecem como funções lineares nas variáveis de decisão e podem assumir apenas valores binários.

Portanto, para a determinação do número mínimo de monitores e de quais as suas possíveis localizações de instalação de maneira a garantir a máxima observabilidade do SD, propõe-se uma modelagem utilizando um toolbox do *software* MATLAB®, cuja função empregada foi *bintprog* (MATHWORKS, 2011). A função se utiliza de técnicas de PLI, com base no algoritmo *branch and bound* para resolver problemas de programação binária com o objetivo de obter o número mínimo de medidores e as barras em que os mesmos devam ser instalados. Pela implementação, garante-se que pelo menos um dos medidores será sensibilizado pelos afundamentos de tensão para cada um dos curtos-circuitos simulados.

5.2 Programação Linear Inteira

A PLI foi desenvolvida em 1930 por economistas para a alocação de recursos durante a segunda guerra mundial. É um método de otimização aplicável para a solução de problemas cuja função objetivo é de maximização ou minimização de uma função objetivo, sendo que as restrições aparecem como funções lineares nas quais todas as variáveis de decisão são discretas (assumem valores inteiros).

Um problema básico de programação linear pode ser definido como um processo de encontrar as condições que resultam no máximo ou no mínimo valor de uma função, conforme ilustra a Figura 5.7.

Figura 5.7 – Representação do valor mínimo e máximo de uma função.

Fonte: Adaptado de Rao (2009).

Portanto, a formulação matemática para se obter o valor mínimo, ou máximo, de uma função utilizando PLI pode ser expressa da seguinte maneira (RAO, 2009):

Encontrar $\mathbf{x} = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_n]^t$ que minimiza $f(\mathbf{x})$ sujeito as restrições:

$$g_j(\mathbf{x}) \leq 0, j = 1, 2, 3 \dots, m$$

$$l_j(\mathbf{x}) = 0, j = 1, 2, 3 \dots, p$$

Sendo:

$\mathbf{x}$ – um vetor com n elementos denominado de vetor das variáveis de projeto;

$f(\mathbf{x})$ – a função objetivo;

$g_j(\mathbf{x})$ – as restrições descritas como inequações;

$l_j(\mathbf{x})$ – as restrições descritas como equações.

Se o problema consiste em encontrar o valor máximo de uma função, basta alterar o sinal da função de minimização conforme a equação (5.7).

$$\max[f(x)] = -\min[-f(x)] \quad (5.7)$$

A formulação do problema a ser solucionado nesta dissertação recai em um problema clássico de PLI de minimização cuja função objetivo é:

$$\min f(x) = c_1 x_1 + c_2 x_2 + c_3 x_3 \dots + c_n x_n \quad (5.8)$$

Sujeito às restrições do tipo:

$$A \cdot x \geq b = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} \dots & a_{2n} \\ \vdots & & \\ a_{m1} & a_{m2} \dots & a_{mn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \geq \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_n \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

Neste trabalho, a matriz de observabilidade binária (matriz “A”), e o vetor de monitoração (vetor “x”) serão representados por variáveis binárias que são um caso especial de variáveis inteiras que apenas podem tomar os valores 0 (zero) ou 1 (um), úteis para caracterizar situações dicotômicas (ou seja, quando a variável resposta assume apenas dois valores possíveis, como, por exemplo, de “sim” ou “não”), podendo desempenhar o papel de variável principal ou de decisão, ou como variáveis auxiliares sendo utilizadas para exprimir certas condições.

5.3 Algoritmo *Branch and Bound*

O método *Branch and Bound* (BB), proposto por Lan&Doig (1960) é um algoritmo exato de enumeração implícita, cuja estrutura de resolução se baseia na construção de uma árvore fundamentada na Programação Linear (PL) para explorar o espaço de busca.

Embora este algoritmo não teste explicitamente todas as soluções possíveis, garante a otimalidade da solução obtida. Para isso, o algoritmo divide o espaço de soluções factíveis em subespaços, evitando, desta maneira, verificar todas as soluções possíveis, permitindo ao método maior velocidade e eficiência (SOARES, 2006).

Portanto, o objetivo principal do algoritmo BB é evitar o crescimento da árvore inteira o máximo possível. Para isso, o algoritmo realiza o crescimento da árvore pela seleção apenas dos nós mais promissores em cada estágio através de três etapas:

- Dividir o problema original em subproblemas mais simples de resolver, ou seja, efetuar partições no espaço das soluções (*Branching*).
- Avaliar os subproblemas, utilizando os limites calculados de forma a determinar qual é, na melhor das hipóteses, o valor do ótimo (*Bounding*).
- Eliminar os subproblemas que não podem conduzir a uma solução ótima (Sondagem ou poda).

5.3.1 *Branching*

Consiste em dividir o problema principal num conjunto de subproblemas menores, de modo a facilitar a análise, eliminando soluções inviáveis, sem comprometer a integridade da solução desejada (KAWAMURA, 2006).

O algoritmo BB cria uma árvore de busca na qual cada nó representa um problema e os ramos representam as novas restrições que devem ser consideradas. Através das ramificações exploram-se todas as possíveis soluções.

A raiz da árvore representa um problema P que se deseja solucionar, onde S é o seu conjunto de soluções. A divisão deste problema P em um subconjunto de problemas menores é realizada através de uma partição do conjunto de soluções factíveis do problema original em espaços menores, isto é, com um menor número de soluções possíveis a serem averiguadas.

O particionamento a partir de variáveis binárias é feito fixando-se soluções com $x_i = 0$ ou $x_i = 1$. Para isso, são criados novos nós na árvore associados a cada novo subproblema específico, que possui determinadas variáveis fixas em 0 ou 1 e outras livres para assumir valores inteiros. Cada um dos subproblemas trabalha com uma diferente parte do espaço de solução que será resolvido, ou novamente particionado, gerando dois outros subproblemas de forma recursiva (REIS, 2007). Assim, o algoritmo induz a uma árvore de enumeração. A Figura 5.8 ilustra as divisões ou ramificações de uma árvore binária que possui 3 variáveis binárias x_1 , x_2 e x_3 .

Figura 5.8 – Árvore de ramificação (*branch*).

Fonte: Adaptado de Wolsey (1998).

Para otimizar um problema desse tipo, uma das soluções seria listar todas as soluções possíveis e verificar qual a melhor. No entanto como o número de variáveis é igual a n , seria necessário resolver 2^n programas lineares do último nível para obter a solução ótima.

Felizmente alguns dos nós correspondem a soluções não admissíveis (infactíveis). Além disso, o uso de limites inferiores e superiores permitem em geral percorrer esta árvore de enumeração eliminando ramificações dessa estrutura.

5.3.2 *Bounding*

Para limitar o crescimento da árvore, em cada um dos subproblemas é necessário obter uma avaliação de qual é o melhor valor que o ótimo pode ter. Esta avaliação é realizada por meio de comparações com limitantes, normalmente conhecidos por limites inferior e superior.

A forma de obter um limitante é resolver uma forma relaxada do problema, que seja de fácil resolução através de PL. A relaxação consiste em, provisoriamente, ignorar algumas restrições do problema principal, visando torná-lo mais fácil de resolver (OLIVEIRA, 2011). Embora possam ser consideradas outras formas de relaxamento, o mais usual, é considerar o relaxamento linear, ou seja, relaxar as restrições que impõem que as variáveis sejam inteiras.

Para problemas de minimização, a solução para o problema de PL-relaxado fornece um limitante superior para o problema inteiro binário de programação. Este limitante não necessariamente é o valor ótimo, mas tem o papel de servir como parâmetro para avaliar soluções obtidas, ou seja, soluções com valores superiores ao limitante superior são descartadas por se tratarem de soluções piores do que a atualmente conhecida. Por sua vez, o limitante inferior, em um problema de minimização, é uma estimativa da função objetivo tendo como base a solução parcial até então obtida (KAWAMURA, 2006).

À medida que a árvore de busca vai crescendo, o algoritmo atualiza os limites inferior e superior da função objetivo, usando, para problemas de minimização, os menores limites obtidos a cada passo. Como o cálculo do limitante inferior é baseado na solução de um subconjunto da solução resolvendo um problema relaxado, enquanto que o problema inteiro é calculado considerando a solução completa, o limitante inferior, nesses casos, é sempre menor ou igual do que o valor ótimo do problema inteiro.

5.3.3 *Sondagem ou poda*

Este procedimento definirá quais problemas serão particionados (expandidos na árvore de busca) ou podados, ou seja, realiza-se uma análise para determinar quais são as soluções

promissoras e quais deverão ser descartadas. Para isso, a condição que deve ser satisfeita é que o conjunto de soluções viáveis do problema original esteja contido no conjunto de soluções viáveis do problema relaxado.

Durante a busca na árvore, os nós, considerados como subconjuntos de soluções, são analisados e podem ser podados devido:

- **Infactibilidade:** O problema relaxado não tem solução viável, então o mesmo é verdadeiro para o problema principal, ou seja, o subconjunto de soluções gerado é vazio. Isso pode acontecer quando as restrições do problema são violadas no momento em que se fixam as variáveis na expansão da árvore.
- **Limitante:** O valor da solução objetivo encontrado para o problema relaxado é pior do que a melhor solução atualmente conhecida (solução incumbente). Essa situação ocorre num problema de minimização, quando o limitante inferior, que representa uma estimativa da função objetivo no nó analisado, tem valor pior (maior) do que o limitante superior, que representa a melhor solução conhecida até então.
- **Otimidade:** São soluções viáveis cujo valor exato da função objetivo pode ser calculado, ou seja, se a solução ótima do problema relaxado é inteira e o valor da solução objetivo é melhor que a melhor solução inteira encontrada até então, nesse caso, o ramo pode ser descartado, pois já foi totalmente explorado.

Para as três situações comentadas o nó e todos os seus filhos são podados.

5.3.4 Exemplo de Aplicação do Algoritmo *Branch and Bound*

Como exemplo, considera-se um problema hipotético de otimização, com quatro variáveis binárias, para a alocação de medidores de QEE, onde se deseja minimizar o número de equipamentos e o custo associado à instalação, cuja função objetivo pode ser descrita como:

$$\min f(x) = \sum_{j=1}^n c_j x_j = C^t \cdot X \quad j = 1, 2, 3, 4 \quad (5.10)$$

Com um custo $C^t = [1 \ 3 \ 2 \ 1]$ e $X \in \{0,1\}$

Sujeito às restrições:

$$x_1 + x_2 + x_3 + x_4 \geq 1 \quad (5.11)$$

$$x_1 + 2x_2 + 2x_3 \geq 1 \quad (5.12)$$

$$x_1 + 2x_2 + 2x_3 + x_4 \geq 1 \quad (5.13)$$

$$2x_2 + x_3 \geq 1 \quad (5.14)$$

Para solucionar este problema utilizando o algoritmo BB, o primeiro passo é abandonar as restrições de integridade das variáveis, fazendo-se a relaxação linear desse problema, isto é, considera-se que as variáveis podem assumir qualquer valor real entre 0 e 1 ($0 \leq X \leq 1$). Portanto, o problema de PLI com função objetivo $f(x)$ passa a ser definida por um novo problema relaxado de PL, cuja nova função objetivo é denotada $\overline{f(x)}$. A solução ótima desse problema pode ser obtida com qualquer *software* de PL. Para a resolução deste exemplo, utilizou-se de uma função do Matlab, denominada *linprog* (MATHWORKS, 2011). Os resultados obtidos podem ser visualizados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Soluções do problema de PL relaxado

Solução	$\overline{x^*} = [\overline{x_1^*} \ \overline{x_2^*} \ \overline{x_3^*} \ \overline{x_4^*}]^t$	$\overline{f(x^*)}$
S ₁	[0,1312 0,2531 0,4938 0,1219]	2
S ₂	[0 0,2433 0,5135 0,2433]	2
S ₃	[1 0,5 0 0]	2,5
S ₄	[0 0 1 0]	2
S ₅	[0 1 0 0]	3
S ₆	[Ø]	Ø
S ₇	[0 0 1 0]	2
S ₈	[0 0 1 0]	2
S ₉	[0 0 1 1]	3

É importante ressaltar que todas as soluções viáveis do problema de PLI são também do problema de PL, mas somente as soluções inteiras do problema de PL serão também soluções do problema de PLI.

Com os resultados obtidos, a árvore de busca do algoritmo BB é construída conforme a Figura 5.9.

Figura 5.9 – Árvore Branch and Bound.

Na solução inicial (S_1) foi encontrado o valor ótimo da função objetivo $\overline{f(x^*)} = 2$, logo este valor foi definido como limitante superior. Na segunda solução (S_2) o mesmo valor ótimo foi encontrado. Portanto, o problema foi particionado em dois novos problemas dando origem às soluções S_4 e S_5 . No caso da solução S_3 a função ótima encontrada foi pior (maior) que do limitante superior, neste caso esta solução foi descartada, ou seja, foi realizada a poda por limitante.

Na solução S_4 obteve-se uma solução ótima do problema relaxado inteira, sendo o limitante inferior igual da solução encontrada até então, o que justificaria a poda por otimalidade. Entretanto para dar prosseguimento a resolução do problema e provar a otimalidade desta solução, a resolução do problema foi encaminhada até a última solução viável. Na sequência, a solução S_5 também foi podada por limitante, e na solução S_6 a poda ocorreu devido ser esta infactível, ou seja, admitindo $x_1 = 0$, $x_2 = 0$ e $x_3 = 0$ as restrições do problema (5.6) e (5.8) foram violadas, portanto o espaço de soluções é vazio.

O nó S_7 ainda é expandido, pois o valor de $\overline{f(x^*)}$ é igual ao limitante superior. Expandindo novamente a árvore, através da expansão do nó S_7 , têm-se as soluções S_8 e S_9 como mostrado pela Figura 5.9. Como a função objetivo de S_9 possui valor superior ao limitante, ao final da análise, examinando todas as variáveis do problema, a solução ótima global para o problema de PLI foi $S_8 = S_7 = S_4$ com $X^* = [0 \ 0 \ 1 \ 0]^T$.

5.3.5 Função *bintprog*

Como mencionado anteriormente, o algoritmo *bintprog* utiliza PL baseado em um algoritmo *branch and bound* para resolver problemas de programação inteira binária. O algoritmo procura uma solução ótima para o problema de PLI binária, resolvendo uma série de problemas de PL na forma relaxada, em que se desconsidera a restrição de as variáveis binárias serem inteiras, ou seja, admite-se $0 \leq X \leq 1$ (MATHWORKS, 2011).

A função objetivo do problema é minimizar a função:

$$\min_x f^T x \quad (5.15)$$

Sujeito à restrição:

$$A.x \leq b \quad (5.16)$$

No entanto, conforme já apresentado, para o problema de alocação proposto a restrição do problema é:

$$A.x \geq 1 \quad (5.17)$$

Sendo assim, com base em 5.16 e 5.17, tem-se o seguinte:

$$A.x \leq b \text{ é equivalente a } -A.x \geq -b \quad (5.18)$$

Para esta pesquisa, o problema foi encaminhado através da chamada da função *bintprog* no software MATLAB[®] representada por:

$$x = \text{bintprog}(f, -A, -b)$$

Sendo que:

f - é o vetor coeficiente;

x - é o vetor de monitoração binário;

b - é uma matriz de uns, sendo sua dimensão $n \times l$ em que n é igual ao número de variáveis do SD; e

A - é a matriz de observabilidade binária para um limiar pré-estabelecido.

Capítulo 6

A Alocação de Medidores de QEE: Aplicação e Resultados

Para se obter um monitoramento eficaz e completo dos afundamentos de tensão nos sistemas elétricos de potência, três questões devem ser inicialmente colocadas:

1. Quantos medidores de QEE precisam ser instalados?
2. Onde os medidores devem ser instalados para garantir a maximização da observabilidade?
3. Qual o limiar de tensão a ser definido?

Como já mencionado nos capítulos anteriores, um monitoramento completo do sistema é inviável devido ao custo elevado dos monitores e de sua implementação e manutenção. Logo, através da aplicação da metodologia descrita no capítulo anterior é possível minimizar, ou ter uma melhor análise do número de monitores a serem instalados considerando um custo mínimo.

Para a resposta da segunda questão, da maneira como foram impostas as restrições a este problema, o algoritmo BB determina as posições em que os medidores de QEE devem ser instalados de forma a garantir a observabilidade máxima do sistema analisado.

Contudo, como primeiro passo, é necessário definir um limiar de tensão para o qual se deseja que os medidores sejam sensibilizados. Como nas bibliografias consultadas não é possível estabelecer um consenso de qual limiar deve ser definido, será analisado neste trabalho a solução ótima de alocação de medidores para todos os limiares inteiros possíveis de ocorrência que venham a caracterizar os afundamentos de tensão.

Neste sentido, conforme anteriormente comentado, utilizou-se a função *bintprog* do *toolbox* de otimização do *software* MATLAB®, de forma a encontrar os pontos ótimos de

alocação dos medidores para o sistema de distribuição teste do IEEE com 37 barras, sendo criada uma matriz de observabilidade binária para cada limiar escolhido, como pode ser visualizado no apêndice A. Definindo-se um limiar de tensão $\leq 0,6$ p.u., por exemplo, a matriz de observabilidade binária pode ser visualizada em forma gráfica conforme a Figura 6.1, onde:

$$MO = \begin{cases} 1, & \text{quando o defeito simulado (coluna } j) \text{ faz com que a tensão} \\ & \text{na barra (linha } i) \text{ seja menor ou igual a } 0,6 \text{ p.u. (} MO \leq 0,6 \text{ p.u.)} \\ 0, & \text{quando o defeito simulado (coluna } j) \text{ faz com que a tensão} \\ & \text{na barra (linha } i) \text{ não fique abaixo de } 0,6 \text{ p.u. (} MO > 0,6 \text{ p.u.)} \end{cases}$$

Figura 6.1 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,6$ p.u..

Uma importante vantagem do algoritmo é a possibilidade de adicionar restrições práticas (dependentes do responsável pela operação de monitoramento) sobre quais barras, por exemplo, os medidores não devem ser instalados, quais já possuem medidores instalados e quais são candidatas prioritárias à instalação. Estas restrições iniciais são aplicadas sobre o vetor coeficiente.

Pode-se restringir a instalação do medidor em uma determinada barra do SD estabelecendo, na posição específica do vetor coeficiente correspondente a este barramento, um valor superior às demais variáveis, ou associando a esta posição um valor fracionário. Assim, se houver outra solução factível que não englobe a variável penalizada, o algoritmo fornecerá a solução ótima impedindo a instalação do medidor naquela barra. O mesmo é válido ao agregar um custo mais elevado a um possível ponto de alocação. A resposta ótima do problema sempre priorizará a solução com o menor custo.

Pode ocorrer uma situação em que uma barra já possui um medidor instalado e deseja-se priorizar a solução ótima para a alocação deste medidor. Neste caso, a posição no vetor coeficiente correspondente à barra monitorada deverá ter um valor inteiro. Já as demais variáveis, valores fracionários. Outra possibilidade é associar um valor menor para esta posição e valores elevados para as demais variáveis. Isto é válido também para uma situação que se deseje instalar o medidor em uma barra específica do SD. Assim, se houver uma solução factível de minimização onde esta variável faz parte, garante-se que o algoritmo vai instalar o medidor na barra especificada.

Cabe comentar que, em ambos os casos, se não houver outra solução factível que conglomere as restrições do vetor coeficiente, o algoritmo BB irá fornecer como resposta ótima, a solução com o menor número de monitores, ignorando as restrições do vetor coeficiente.

Na modelagem proposta, para cada limiar escolhido, foi definido o vetor coeficiente igual 1. Ou seja, foi considerado um custo igual e unitário para a instalação dos monitores em todas as barras, obtendo-se as soluções ótimas de alocação que estão representadas na Tabela 6.1.

Como o algoritmo fornece apenas uma resposta ótima para o problema, uma das formas possíveis de explorar o espaço de solução é verificar a igualdade entre as linhas da matriz de observabilidade binária. Isso é possível devido ao fato das restrições do problema não serem violadas, visto que são representadas pelo produto vetorial entre a MO^t e o vetor de monitoração X .

Tabela 6.1 – Resultados da alocação ótima de medidores

Limiar de Tensão [p.u.]	Número de monitores	Barra de instalação
0,9	1	2
0,8	2	15 e 36
0,7	2	16 e 32
0,6	3	17, 32 e 36
0,5	4	13, 24, 32 e 36
0,4	5	13, 24, 29, 32 e 35
0,3	7	13, 19, 24, 29, 32, 34 e 36
0,2	8	14, 19, 21, 23, 29, 32, 34 e 36
0,1	12	14, 19, 21, 23, 25, 28, 29, 30, 31, 32, 34 e 36

Desta forma, analisando a MO da Figura 6.1, percebe-se que as linhas de 20 a 24 são iguais a linha 17. Como a solução ótima encontrada para o problema, para o limiar de tensão $\leq 0,6$ p.u., foi para a instalação dos monitores nas barras 17, 32 e 36, apenas observando a igualdade entre as linhas da MO para esta variável, já teríamos 6 soluções ótimas possíveis para a instalação dos monitores de QEE. Fazendo esta análise para todos os limiares e para todas as variáveis do sistema, tem-se o número total de soluções admissíveis que podem ser visualizadas na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Número de soluções obtidas analisando a igualdade entre as linhas da MO

Limiar de Tensão	Número de soluções	Outras soluções de instalação dos monitores	
0,9	35	14	6
0,8	210	19,28	21,7
0,7	9	20,32	23,32
0,6	72	23,32,34	21,32,9
0,5	81	14,22,32,12	25,23,32,34
0,4	72	14,23,26,32,33	25,22,28,32,34
0,3	180	14,19,22,26,32,34,12	25,19,23,28,32,34,9
0,2	24	14,19,20,23,28,32,34,10	14,19,21,23,27,32,34,11
0,1	48	14,19,20,23,13,28,29,5,31,32,34,11	14,19,21,23,13,28,29,30,6,32,34,12

A realização desta análise permitiu também observar que a solução para o limiar de 0,1 p.u., engloba todas as soluções dos demais limiares de tensão analisados. Portanto, a instalação da solução ótima para o arranjo de 12 (doze) monitores, seria a solução ideal para o registro de todos os afundamentos de tensão que o SD em avaliação pode vir a ser submetido. Porém, para este arranjo, um maior número de monitores seria necessário.

Neste contexto, se o objetivo for o monitoramento da duração e frequência de ocorrência dos afundamentos de tensão, uma ótima solução seria a alocação de 4 monitores de QEE, conforme a alocação fornecida para o limiar de 0,5 p.u.. Com esta alocação, o sistema estaria monitorado para todos os afundamentos com tensão remanescente entre 0,5 p.u. e 0,9 p.u. da tensão eficaz. Conforme anteriormente referenciado, a análise destes níveis de tensão é muito importante, pois cerca de 90% dos eventos estão relacionados a afundamentos com estes níveis de tensão remanescente (EPRI – *Electric Power Research Institute*, 2003). Portanto, com esta alocação, seria possível obter uma observabilidade de 90% dos afundamentos de tensão possíveis de ocorrência no SD analisado. Para esta monitoração, uma das opções possíveis à instalação dos monitores seria nos barramentos 14, 23, 32 e 36, conforme ilustra a Figura 6.2.

Figura 6.2 – Representação da instalação de 4 monitores de QEE no sistema IEEE37

Outra informação que pode ser obtida ao se analisar a aplicação deste último arranjo de monitores na matriz de observabilidade binária, diz respeito à possibilidade de quantificar quantos medidores foram sensibilizados pelo afundamento de tensão. Analisando a coluna 1 da Figura 6.3, por exemplo, verifica-se que os 4 medidores instalados foram sensibilizados pelo afundamento de tensão, criando assim uma redundância sobre as variáveis em análise.

Figura 6.3 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,5$ p.u..

Vale à pena mencionar que, certas redundâncias nas várias medidas realizadas são desejáveis, já que com isso ocorrerá um aumento na confiabilidade do sistema. Uma maneira direta de verificar a redundância entre as medidas é através do resultado do vetor de restrição, pois cada elemento deste vetor contabiliza o número de medidores capazes de monitorar o defeito correspondente a sua posição. Desta forma, para a matriz de observabilidade da Figura 6.3, considerando a alocação representada na Figura 6.2, têm-se as seguintes redundâncias para cada barra analisada (Figura 6.4):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
4	4	4	2	2	2	2	2	2	2	1	1	4	1	4	4	1	4	1	1	1	1	1	1	1	4	2	2	2	2	2	1	2	1	2	1

Figura 6.4 – Redundâncias para cada barra analisada

Cabe ainda comentar, que na solução ótima da alocação, na busca da observabilidade máxima dos afundamentos de tensão, os monitores serão alocados nas barras que estiverem mais expostas a este distúrbio. Esta filosofia é contrária às práticas usuais das concessionárias, onde se prioriza a instalação dos monitores na saída da subestação e, a partir da disponibilidade de outros equipamentos, nos demais pontos de interesse para o monitoramento.

Capítulo 7

Considerações Finais

Em função da aleatoriedade das ocorrências dos afundamentos de tensão, e sabendo que a causa principal deste fenômeno é decorrente de faltas no sistema elétrico, os métodos de cálculo de curto-circuito apresentam-se como uma boa alternativa para se obter a intensidade deste distúrbio, evitando-se despender grandes recursos financeiros com estudos e análises.

Neste sentido, foi reapresentado e difundido o MPF para a avaliação dos afundamentos de tensão, tomando como caso teste, um sistema de distribuição do IEEE de 37 barras. A utilização desta metodologia proporcionou a previsão do desempenho da rede frente aos afundamentos de tensão evidenciando vantagens técnicas-financeiras quando comparada a longas e complexas campanhas de monitoramento que seriam necessárias para analisar tais ocorrências.

Conforme apresentado e ilustrado no trabalho, o MPF permitiu, em função dos afundamentos de tensão caracterizados, uma apurada análise das tensões remanescentes, ilustrando a influência e a propagação dos afundamentos de tensão no SD como um todo, sem a necessidade de instalar medidores físicos sobre o mesmo.

Através da análise comparativa entre o MPF e os resultados decorrentes do *software* ATP, avaliou-se a eficiência do método analítico frente à simplificação nos procedimentos de cálculo e na modelagem computacional dos componentes do sistema. Como os resultados obtidos foram satisfatórios, inferiu-se sobre a eficiência desta metodologia como uma boa alternativa para avaliar o desempenho médio dos afundamentos de tensão visando à modelagem mais simplificada da rede.

Através dos resultados obtidos pelo MPF, e uma vez pré-estabelecido um limiar de tensão, tornou-se também possível mapear as áreas de risco que equipamentos

eletroeletrônicos sensíveis possam vir a ser submetidos, através da delimitação da área afetada e da área exposta ou de vulnerabilidade.

Destaca-se que a demarcação destas áreas proporcionou uma análise mais aprofundada da robustez do SD frente aos afundamentos de tensão, sendo estas um material alternativo e orientativo às indústrias conectadas ao SD quanto à tolerância dos seus equipamentos. De uma maneira em geral, os resultados como os apresentados nesta pesquisa, poderão também auxiliar na orientação para a instalação de novos consumidores, com processos industriais sensíveis, junto ao SD em análise.

Como ferramenta para a resolução do problema da alocação dos medidores de QEE foi utilizado um algoritmo *branch and bound*. A escolha desta ferramenta foi justificada pela garantia de convergência para a solução ótima global e também devido à rapidez na obtenção da solução exata para o problema delineado. Os resultados obtidos permitiram observar que a instalação dos medidores em pontos estratégicos do SD possibilita a redução do número de equipamentos para a monitoração dos afundamentos de tensão, obtendo-se contudo, uma observabilidade máxima para os níveis de tensão desejados.

Cabe colocar que pela análise da observabilidade máxima dos afundamentos de tensão sobre o SD, observou-se que os barramentos menos expostos a este distúrbio, são os que se encontram eletricamente próximos à subestação. Assim, as soluções ótimas apresentadas neste trabalho não priorizaram a alocação para estes pontos, contrapondo-se a prática geralmente utilizada pelas concessionárias de instalar os equipamentos de medição na saída da subestação.

Uma grande colaboração e/ou retorno deste trabalho ao setor de distribuição de energia, no que diz respeito à alocação ótima realizada, é a possibilidade de orientar as concessionárias na aquisição de certo número de equipamentos de medição, de forma a atender as necessidades comuns e conflitantes de se obter uma máxima capacidade de monitoração e ao mesmo tempo atender os limites orçamentários da empresa.

7.1 Continuidade da Pesquisa

Para o desenvolvimento de trabalhos futuros, o método das posições de falta e técnicas para a alocação otimizada de monitores poderão ser aplicadas, testadas e validadas sobre:

- a) Um sistema real de distribuição, buscando uma análise completa das variações de tensão de curta duração, permitindo verificar a robustez do sistema;
- b) Outros tipos de curtos-circuitos, com ou sem o envolvimento do terra, e com valores distintos para a impedância de falta a ser caracterizada;
- c) Uma avaliação probabilística da duração e do número de ocorrências das variações de tensão de curta duração, permitindo inferir em índices específicos deste fenômeno associado à falta da QEE; e
- d) Uma análise de um fator de redundância que contabilize, primeiramente, entre todas as soluções ótimas possíveis, aquela que apresentar o menor número de valores unitários apontados pelo vetor de restrição.

7.2 Publicações

Abaixo são listadas as publicações que foram geradas a partir do trabalho desenvolvido para a elaboração desta dissertação:

Trabalhos completos publicados em anais de congressos:

- Kempner T. R.; Oleskovicz, M. e Ghessi, L. A. “Previsão Estocástica dos Afundamentos de Tensão em Sistemas de Distribuição” *IX Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica – CBQEE*. Cuiabá – MT, 31 de Julho a 03 de Agosto de 2011.
- Kempner T. R.; Oleskovicz, M. “Validação do Método das Posições de Falta para a Avaliação dos Afundamentos de Tensão em Sistemas de Distribuição”. *The 9th Latin-american Congresson Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE* . Mar Del Plata – Argentina, 06 a 09 de novembro de 2011.

Artigo completo em periódico (em submissão):

- Kempner T. R.; Oleskovicz, M. “A Robustez de um Sistema de Distribuição Frente aos Afundamentos de Tensão”. *Controle & Automação. Sociedade Brasileira de Automática - SBA* (em submissão).

Referências Bibliográficas

- Almeida, C. F. M. (2007). *Metodologia para a Monitoração Eficiente de Variações de Tensão de Curta Duração em Sistemas Elétricos de Potência*. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.
- Almeida, C. F. M. e Kagan, N. (2010). Aplicação de Algoritmos Genéticos e Teoria dos Conjuntos Fuzzy no Dimensionamento de sistemas de Monitoração para Redes de Transmissão de Energia Elétrica. *Revista Controle & Automação*, vol.21, no.4, Julho e Agosto 2010.
- Amasifen, J. C. C. (2008). *Metodologias para Avaliação de Riscos e dos Custos de Interrupções em Processos Causados por Faltas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, Tese de doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.
- Anderson, P. M. (1978). *Analysis of faulted Power systems*. The Iowa University Press.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2012). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST, Módulo 8, *Qualidade da Energia Elétrica*. Resolução Normativa nº 469/2011 (revisão 4).
- Becker, C., Braun, W.B., Jr., Carrick, K., Diliberti, T., Grigg, C., Groesch, J., Hazen, B., Imel, T., Koval, D., Mueller, D., St. John, T. & Conrad, L.E. (1994). , Proposed chapter 9 for predicting voltage sags (dips) in revision to IEEE Std 493, the gold book, *Transmission and Distribution Conference*. Proceedings of the 1994 IEEE Power Engineering Society, pp.7-14, 10-15 Apr 1994.
- Bollen, M. H. J., Qader, M. R. & Allan, R. N. (1998), Stochastic and statistical assessment of voltage dips, *Tools and Techniques for Dealing with Uncertainty (Digest No. 1998/200)*, IEE Colloquium on , pp.5/1-5/4, 27 Jan 1998.
- Brown, Homer E. (1975). *Solution of Large Networks by Matrix Methods*, Wiley-Interscience, New York.

- Carpinelli, G., Di Perna, C., Caramia, P., Varilone, P., & Verde, P. (2009). Methods for Assessing the Robustness of Electrical Power Systems Against Voltage Dips, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol.24, no.1, pp.43-51, Jan. 2009.
- Carvalho Filho, J. M., Abreu, J. P. G., Leborgne, R. C., Oliveira, T. C., Correia, D. M. & Oliveira, J. F. (2002). Comparative analysis between measurements and simulations of voltage sags, *Harmonics and Quality of Power, 10th International Conference on*, vol.2, pp. 435- 440, 6-9 Oct. 2002.
- Carvalho Filho, J. M., Leborgne, R. C., Abreu, J. P. G., Novaes, E. G. C. & Bollen, M. H. J. (2008). Validation of Voltage Sag Simulation Tools: ATP and Short-Circuit Calculation Versus Field Measurements. *IEEE Transactions on power systems*, vol.23, July 2008.
- Carvalho, P. L. (1997). *Uma Contribuição ao Estudo da Depressão de Tensão*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá - MG.
- Cebrian, J. C., Almeida, C. F. M. & Kagan, N. (2010). Genetic Algorithms applied for the Optimal Allocation of Power Quality Monitors in Distribution Networks, *Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 14th International Conference* pp.1-10, 26-29 Sept. 2010.
- Conrad, L., Little, K., & Grigg, C. (1991). Predicting and preventing problems associated with remote fault-clearing voltage dips, *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol.27, no.1, pp.167-172, Jan/Feb 1991.
- Dugan, R. C., Mcgranaghan, M. F. & Beaty, H. W. (1996). *Electrical power system quality*. New York, MacGraw-Hill.
- Eldery, M. A., El-Saadany, E. F., & Salama, M. M. A. (2004). Optimum Number and Location of Power Quality Monitors, *Harmonics and Quality of Power, 2004. 11th International Conference on*, pp. 50- 57, 12-15 Sept. 2004.
- EPRI – *Electric Power Research Institute* (2003). Distribution System Power Quality Assessment: Phase II. Voltage Sag and Interruption Analysis. Project Manager A. Sundaram. pp 5 – 17.
- Goswami, A.K., Gupta, C.P., & Singh, G.K. (2008a). Area of vulnerability for prediction of voltage sags by an analytical method in indian distribution systems, *India Conference, 2008. INDICON 2008. Annual IEEE*, vol.2, pp.406-411, 11-13 Dec. 2008.

- Goswami, A.K., Gupta, C.P., & Singh, G.K. (2008b). The Method of Fault Position for Assessment of Voltage Sags in Distribution Systems, *Industrial and Information Systems, ICIIS 2008. IEEE Region 10 and the Third international Conference on*, pp.1-6, 8-10 Dec. 2008.
- IEC (1990). *Voltage Dips and Short Supply Interruptions*, IEC 61000 – 2 – 1 clause 8 - 1990.
- IEEE (1987). *IEEE Standard 446: IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications*. New York: 1987. ISBN: 1-55937-969-3.
- IEEE (1995). *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, IEEE Standard 1159 - 1995.
- ITI (CBEMA), Curve Application Note, (2000). *Technical Committee 3 (TC3) of the Information Technology Industry Council*. Disponível em: <http://www.itic.org/resources/iti-cbema-curve>. Acessado em fevereiro de 2011.
- Kagan, N., Robba, E. J. & Schmidt, H. P. (2009a). *Estimação de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica*, Editora Blucher, ISBN: 978-85-212-0487-9.
- Kagan, N., Souza, T. P., Duarte, S. X., Amasifen, J. C. C. & Matsuo, N. M. (2009b). Metodologia para Alocação Ótima de Medidores e Gestão de Indicadores de Qualidade de Energia Elétrica – *VIII CBQEE 2009*.
- Kawamura M. (2006), *Tarefas em uma única máquina com data de entrega comum sob penalidades de adiantamento e atraso*. Dissertação de Mestrado de Engenharia. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006, 71 p.
- Kersting, W.H. (2001). Radial distribution test feeders, *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*, vol.2, pp.908-912. IEEE 37 Node Test Feeder disponível em: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>. Acessado em junho de 2011.
- Kersting, W.H. (2007). *Distribution System Modeling and Analysis*. 2nd ed. Boca Raton, Florida USA. CRC Press LLC. 421p.
- Land, A.H.; Doig, A. (1960). *An automatic method of solving discrete programming problems Econometria*. vol. 28. pp. 497-520.

- Leborgne, R. C. (2003). *Uma Contribuição à Caracterização da Sensibilidade de Processos Industriais Frente a Afundamentos de Tensão*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Minas Gerais, maio de 2003.
- Luna, E. K. (2005). *Uma Contribuição ao Estudo de VTCDs Aplicado a Equipamentos Eletrônicos Alimentados por Conversor CA-CC*, Dissertação Mestrado, UNICAMP, 29 de julho de 2005.
- MathWorks (2011), Optimization Toolbox™ , User's Guide R2011b. Disponível em: http://www.mathworks.com/help/pdf_doc/optim/optim_tb.pdf Acessado em janeiro de 2012.
- Mcranaghan, M. F., Mueller, D.R., & Samotyj, M. J. (1993). Voltage Sags in Industrial Systems, *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol.29, no.2, pp.397-403, Mar/Apr 1993.
- Novaes, E. G. C. & Verde, P. (2007). *Validação de Ferramentas de Simulação de Afundamentos de Tensão Através de Medições*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Minas Gerais, Março 2007.
- Olguin, G. (2005). *Voltage Dip (Sag) Estimation in Power Systems Based on Stochastic Assessment and Optimal Monitoring*, thesis for the degree of doctor of philosophy, Chalmers University of Technology.
- Olguin, G., Vuinovich, F., & Bollen, M. H. J. (2006). An optimal monitoring program for obtaining Voltage sag system indexes, *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.21, no.1, pp. 378- 384, Feb. 2006.
- Oliveira F. S. (2011), *Programação Inteira Binária por Branch and Bound para rebalanceamento de linhas de montagem em ambiente de mix de modelos de produtos: Um estudo de caso em uma empresa da indústria automobilística*. Dissertação de mestrado em Gestão e Tecnologia Industrial, Faculdade Tecnologia SENAI CIMATEC, Salvador, 108p.
- Oliveira, T. C. (2004). *Desenvolvimento e Aplicação de um Sistema de Software para Estudos de Afundamentos de Tensão*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Minas Gerais, Outubro de 2004.
- Oliveira, T. C., (2008). *Afundamentos de Tensão: Avaliação estatística de resultados de medição com base em simulações*, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, Minas Gerais, Dezembro de 2008.

- ONS, Procedimentos de Rede, (2009). *Indicadores de Qualidade de Energia Elétrica – Frequência e Tensão*, Submódulo 25.6.
- Quaia, S., & Tosato, F. (2003). A Method for Analytical Voltage Sags Prediction, *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, vol.4, no., pp. 6 pp. 23-26, June 2003.
- Ramos, A. C. L. (2009). *Avaliação dos Impactos da Impedância de Falta e da Geração Distribuída em Estudos de Afundamento de Tensão*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, GO.
- Rao S. S. (2009), *Engineering Optimization: theory and practice*, John Wiley & Sons, Fourth Edition, ISBN: 9780470183526.
- Reis, D. C. S. (2007). *Um Algoritmo Branch and Bound para o Problema da Alocação Ótima de Monitores de Qualidade de Energia Elétrica em Redes de Transmissão*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, agosto de 2007.
- Reis, D. C. S., Villela, P. R. C., Duque, C. A. & Ribeiro, P.F. (2008). Transmission Systems Power Quality Monitors Allocation, *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, pp.1-7, 20-24 July 2008.
- Reis, V. C. F. (1999). *Cálculo Estocástico do Afundamento de Tensão*. Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, 1999.
- Silva, J. M. (2004). *Análise Comparativa de Resultados de Simulação de Afundamentos de Tensão Utilizando Programas de Curto-circuito e de Transitórios Eletromagnéticos*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Minas Gerais, outubro de 2004.
- Silva, R. P. M., Branco, H. M. G. C., Oleskovicz, M. & Coury, D. V. (2010). Algoritmos Genéticos Aplicados à Alocação de Medidores de Qualidade da Energia Elétrica em Sistemas de Transmissão, *INDUSCON, 2010*.
- Soares, R. (2006), *Otimização de Layouts Industriais Utilizando Heurística SDPI no treinamento de Redes Neurais MLP*. Dissertação de Mestrado em Modelagem Matemática Computacional. CEFET-MG. Belo Horizonte, 92 p.

Stevenson JR, W. D. (1986). *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*, 2nd ed., São Paulo.

Wolsey, L. A. (1998), *Integer Programming*, John Wiley & Sons, ISBN: 9780471283669

Apêndice A

Matriz de Observabilidade Binária

Para cada limiar de tensão pré-determinado, é determinada uma matriz de observabilidade binária, que através da visualização gráfica elaborada, fornece uma visão compacta das barras sensibilizadas pelo afundamento de tensão conforme o limiar analisado para o sistema teste de 37 barras do IEEE. A seguir é apresentada a visualização gráfica da MO para cada limiar analisado.

Figura A.1 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,9$ p.u..

Figura A.2 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,8 \text{ p.u.}$.

Figura A.3 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,7 \text{ p.u.}$.

Figura A.4 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,6 \text{ p.u.}$. Figura A.5 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,5 \text{ p.u.}$.

Figura A.6 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,4 \text{ p.u.}$

Figura A.7 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão $\leq 0,3 \text{ p.u.}$

Figura A.8 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão ≤ 0,2 p.u..

Figura A.9 – Visualização gráfica da MO ao fixar um limiar de tensão ≤ 0,1 p.u..