

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DA ÁREA DE VULNERABILIDADE E ESTABILIDADE DE TENSÃO EM
SISTEMAS ELÉTRICOS COM A INSERÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

KAYT NAZARÉ DO VALE MATOS

DM 25/2005

UFPA / CT / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2005

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

KAYT NAZARÉ DO VALE MATOS

ANÁLISE DA ÁREA DE VULNERABILIDADE E ESTABILIDADE DE TENSÃO EM
SISTEMAS ELÉTRICOS COM A INSERÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

DM 25/2005

UFPA / CT / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2005

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

KAYT NAZARÉ DO VALE MATOS

ANÁLISE DA ÁREA DE VULNERABILIDADE E ESTABILIDADE DE TENSÃO EM
SISTEMAS ELÉTRICOS COM A INSERÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

Dissertação submetida à Banca
Examinadora do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica
da UFPA para a obtenção do Grau
de Mestre em Engenharia Elétrica

UFPA / CT / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2005

M433a Matos, Kayt Nazaré do Vale
Análise da Área de Vulnerabilidade e Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos com a Inserção de Parques Eólicos / Kayt Nazaré do Vale Matos; orientador, Marcus Vinícius Alves Nunes.-2005.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2005.

1. Geração Distribuída – sistemas eólicos 2. Área de Vulnerabilidade 3. Estabilidade de Tensão I. Título.

CDD – 21. ed. 621.3191

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DA ÁREA DE VULNERABILIDADE E ESTABILIDADE DE TENSÃO EM
SISTEMAS ELÉTRICOS COM A INSERÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

AUTOR: KAYT NAZARÉ DO VALE MATOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA
EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO
PARÁ E JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA.

APROVADA EM 30/09/2005

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Marcus Vinícius Alves Nunes
(ORIENTADOR – UFPA)

Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
(CO-ORIENTADOR – UFPA)

Prof. Dr. Ing. João Tavares Pinho
(MEMBRO – UFPA)

Prof. Dr. Tadeu da Mata Medeiros Branco
(MEMBRO – UFPA)

Prof. Dr. Ghendy Cardoso Júnior
(MEMBRO – UFPA)

VISTO:

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes
(COORDENADOR DO PPGE/CT/UFPA)

DEDICATÓRIA

Dedico esta dissertação aos meus pais que sempre estiveram presentes na minha vida me dando força e sabedoria.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, primeiramente, por tudo o que tem permitido ou não acontecer na minha vida, assim como permitiu neste momento mais uma realização profissional. A Deus tenho que dar graças pela família que tenho; pelos meus professores, amigos e amigas; pela saúde que me concedeu; pelo alimento de todos os dias; pela oportunidade de poder estudar; pela Sua Palavra, que me fortalece nos momentos difíceis e me dá discernimento.

Em particular, aos meus pais, Pedro Paulo e Carmen Tereza, pelo amor, companheirismo, e força que me são dados de uma forma inestimável, tanto nos bons momentos, como nos difíceis. Pelas palavras de segurança, conforto, ânimo e coragem, que me deram para a realização desta dissertação. Pela paciência em suportar a minha desobediência e mau humor.

Aos meus irmãos, Luis Paulo e Márcio Augusto, pela amizade e descontração nos momentos que eu precisava. Obrigada pela ajuda em disponibilizar sempre o computador para a realização desta dissertação, e pelas informações e conhecimentos repassados quando eu mais necessitava.

A todos os meus familiares, que nunca recusaram em me ajudar, em especial, ao meu tio Silvio Bispo, que sempre me ajudou a consolidar os meus conhecimentos.

Ao meu namorado, Dyego Gonçalves, pela compreensão da minha ausência em vários momentos, e pela força e coragem me dadas nos momentos difíceis.

Aos meus amigos e amigas, que compreenderam a minha ausência e, mesmo assim, me deram força e ânimo para a conclusão desta dissertação.

Ao meu orientador Prof. Dr. Marcus Vinícius Alves Nunes, pelo conhecimento técnico e científico me repassado ao longo deste tempo de mestrado, bem como ao meu co-orientador Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra, que não hesitava em orientar na minha realização profissional, com transmissão de ricos conhecimentos, materiais e conselhos, desde a minha graduação até a conclusão desta dissertação.

Ao Prof. Dr. Ghengy Cardoso Júnior, pela ajuda nas análises e conclusões desta dissertação, e pela aceitação em participar da banca examinadora.

Aos Profs. Drs. João Tavares Pinho e Tadeu da Mata Medeiros Branco, pela amizade e influência profissional conquistada ao longo dos anos de vivência profissional, e por aceitarem participar da banca examinadora desta dissertação.

Aos demais professores do Departamento e do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, que me incentivaram e confiaram na minha capacitação profissional em realizar esta dissertação, em especial ao Prof. Dr. Walter Barra Júnior.

A todos os meus amigos e companheiros do GSEI, pela amizade e ajuda na realização deste trabalho, pelo conhecimento compartilhado, e pela paciência em superar a minha constante necessidade de obter conhecimentos e materiais, especialmente os caros colegas Machado, João Paulo e Jucileno. Aos amigos Félix Jr. e Roberto, do LABQUALI, pela ajuda na impressão desta dissertação.

A todas as outras pessoas que, direta ou indiretamente, influenciaram na realização, elaboração e conclusão desta dissertação.

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES	XIII
LISTA DE TABELAS	XVI
RESUMO	XVII
ABSTRACT	XVIII
1 – INTRODUÇÃO	1
1.1 – Relevância do Tema	1
1.2 – Proposta da Dissertação	3
1.3 – Revisão Bibliográfica	3
1.3.1 – Métodos de Avaliação de Afundamentos de Tensão	4
1.3.2 – Análise de Estabilidade de Tensão em Sistemas Eólicos Inseridos em Redes Convencionais	4
1.4 – Estrutura da Dissertação	6
2 – AFUNDAMENTOS DE TENSÃO E MODELOS ESTÁTICOS	8
2.1 – Considerações Iniciais	8
2.2 – Afundamentos de Tensão	8
2.2.1 – Definição	8
2.2.2 – Classificação	9
2.2.3 – Caracterização dos Afundamentos de Tensão	10
2.2.4 – Causas dos Afundamentos de Tensão	10
2.2.5 – Métodos de Avaliação de Afundamentos de Tensão Causados por Curto-Circuitos	10
2.2.5.1 – Método da Distância Crítica	11
2.2.5.2 – Método das Posições de Falta	13
2.2.6 – Definição de Área de Vulnerabilidade	16
2.3 – Modelos Estáticos de Curto-Circuito para os Componentes do Sistema Elétrico	18
2.3.1 – Gerador Síncrono	18
2.3.2 – Gerador Assíncrono	19
2.3.3 – Transformador	20
2.3.4 – Linhas de Transmissão	21

2.3.5 – Cargas	22
2.3.6 – Modelagem do Sistema Elétrico	22
2.3.7 – Defasamento em Transformadores Delta-Estrela	23
2.3.8 – Defasamentos Explícitos (Transformadores Defasadores)	24
2.3.9 – Modelagem das Falhas	24
2.3.9.1 – Curto-circuito “Shunt”	25
2.3.9.2 – Curto-circuito “Série”	26
2.3.10 – Barras Fictícias	26
2.4 – Considerações Finais	26
3 – ESTABILIDADE DE TENSÃO E MODELAGEM DINÂMICA DOS COMPONENTES DO SISTEMA ELÉTRICO	27
3.1 – Considerações Iniciais	27
3.2 – Estabilidade de Tensão	28
3.2.1 – Conceitos Básicos	28
3.2.2 – Classificação de Estabilidade de Tensão	30
3.2.2.1 – Análise Dinâmica Aplicada a Estudos de Estabilidade de Tensão	30
3.3 – Modelos Dinâmicos dos Componentes	32
3.3.1 – Máquina Síncrona	32
3.3.2 – Máquina Primária	33
3.3.3 – Regulador de Velocidade	34
3.3.4 – Regulador de Tensão	34
3.3.5 – Sistema de Excitação	34
3.3.6 – Linha de Transmissão	35
3.3.7 – Carga	35
3.3.8 – Banco de Capacitores	36
3.3.9 – Sistemas Eólicos de Velocidade Fixa	36
3.3.10 – Sistemas Eólicos de Velocidade Variável	37
3.3.11 – Turbina Eólica	37
3.3.11.1 – Controle por Estol	40
3.3.11.2 – Controle de Passo	41
3.3.12 – Aerogerador	44

3.3.12.1 – Impacto dos Geradores de Indução na Estabilidade de Tensão da Rede Elétrica	44
3.3.12.2 – Gerador Assíncrono com Rotor em Gaiola	48
3.3.12.3 – Gerador Assíncrono Duplamente Excitado	52
3.4 – Considerações Finais	60
4 – IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL	61
4.1 – Considerações Iniciais	61
4.2 – Análise de Afundamentos de Tensão através da Área de Vulnerabilidade	61
4.2.1 – ANAFAS	61
4.2.1.1 – Algoritmo de Simulação	62
4.2.2 – ANAQUALI	64
4.2.2.1 – Metodologia do Programa	64
4.2.2.2 – Barra de Interesse	64
4.2.2.3 – Área de Influência	64
4.2.2.4 – Faltas Deslizantes	65
4.2.2.5 – Área de Vulnerabilidade	65
4.2.2.6 – Contabilização da Área de Vulnerabilidade	65
4.2.2.7 – Dados Estatísticos	66
4.3 – Representação do Sistema Elétrico através do Modelo Multi – Máquinas	66
4.3.1 – Representação do Sistema Elétrico no Espaço de Estados	71
4.3.2 – Algoritmo de Simulação	71
4.3.3 – Determinação das Condições Iniciais	72
4.3.3.1 – Condições Iniciais das Máquinas Síncronas	73
4.3.3.2 – Condições Iniciais das Máquinas Assíncronas	73
4.3.4 – Modelagem das Perturbações	74
4.3.5 – Método de Integração Numérica	74
4.3.5.1 – Método de Runge-Kutta de Quinta Ordem	75
4.3.6 – Solução das Equações Algébricas – Diferenciais	77
4.4 – Considerações Finais	79
5 – SIMULAÇÕES	80
5.1 – Considerações Iniciais	80

5.2 – O Sistema Elétrico	80
5.3 – Análise de Curto-Circuito	83
5.3.1 – Gráficos dos Perfis de Tensão	83
5.3.1.1 – Perfil de Tensão para Faltas Aplicadas na linha 5463-8504	84
5.3.1.2 – Perfil de Tensão para Faltas Aplicadas na linha 5463-8503	86
5.3.1.3 – Perfil de Tensão para Faltas Aplicadas na linha 8513-8502	87
5.3.1.4 – Perfil de Tensão para Faltas Aplicadas na linha 8502-8504	88
5.3.1.5 – Perfil de Tensão para Faltas Aplicadas na linha 8504-8505	90
5.3.2 – Área de Vulnerabilidade	90
5.3.3 – Expectativa de Afundamentos de Tensão	93
5.3.4 – Gráfico de Contornos	94
5.4 – Análise do Comportamento Dinâmico da Tensão	98
5.4.1 – Curto-Circuito Trifásico de 150 ms na barra 8504	99
5.4.2 – Curto-Circuito Trifásico de 150 ms na barra 8906	103
5.4.3 – Curto-Circuito Trifásico de 250 ms na barra 8502	106
5.5 – Considerações Finais	109
6 – CONCLUSÃO	110
6.1 – Considerações Finais	110
6.2 – Sugestões para Trabalhos Futuros	111
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	113
ANEXO I – INTERFACE DO PROGRAMA COMPUTACIONAL ANAQUALI	118
ANEXO II – PARÂMETROS DO PARQUE EÓLICO E DO SISTEMA ELÉTRICO DE AÇU	125

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Tensão eficaz durante a ocorrência de um afundamento de tensão trifásico	9
Figura 2.2 – Diagrama elétrico de um sistema radial	12
Figura 2.3 – Diagrama unifilar para o método do curto-circuito deslizante	14
Figura 2.4 – Representação da área de vulnerabilidade (QADER <i>et al.</i> , 1999)	17
Figura 2.5 – Desempenho de barras para afundamentos inferiores a 0.85 p.u. (QADER <i>et al.</i> , 1999)	18
Figura 2.6 – Representação do gerador síncrono C.A.	18
Figura 2.7 – Circuito equivalente por fase da seqüência positiva (a) e negativa (b) do gerador de indução	19
Figura 2.8 – Representação completa do transformador no ‘tap’ nominal	20
Figura 2.9 – Representação simplificada de transformador no ‘tap’ nominal	20
Figura 2.10 – Modelagem simplificada do transformador	21
Figura 2.11 – Representação da linha de transmissão pelo modelo π	21
Figura 2.12 – Modelo simplificado da linha de transmissão	22
Figura 2.13 – Tipos de curto-circuitos (ROMÉRO <i>et al.</i> , 1998)	25
Figura 2.14 – Curto-circuito paralelo (ROMÉRO <i>et al.</i> , 1998)	25
Figura 2.15 – Curto-circuito série (ROMÉRO <i>et al.</i> , 1998)	26
Figura 3.1 – Curva aerodinâmica de $C_p \times \lambda$	39
Figura 3.2 – Característica aerodinâmica de $C_p \times \lambda$ para vários valores do ângulo de passo (NUNES, 2003)	42
Figura 3.3 – Regulação do ângulo de passo (NUNES, 2003)	43
Figura 3.4 – Gráfico de Operação do Gerador Assíncrono	45
Figura 3.5 – Parte do diagrama circular da máquina de indução de 1 MW com adição do banco de capacitores	46
Figura 3.6 – Sistema eólico convencional com gerador assíncrono de rotor em gaiola e ligação direta à rede	48
Figura 3.7 – Esquema simplificado do gerador de indução duplamente alimentado com acionamento Scherbius Estático - sistema anti-paralelo PWM (NUNES, 2003)	53
Figura 3.8 – Gráfico da rotação (rpm) x potência gerada (Watts) para a turbina de 1 MW em um intervalo de velocidades de vento entre 8 e 20 m/s (NUNES, 2003)	54
Figura 3.9 – Diagrama Vetorial do DFIG (MACHADO, 1999)	57

Figura 3.10 – Regulador de velocidade do DFIG – Conversores como fonte de tensão (NUNES, 2003)	58
Figura 3.11 – Regulador da tensão terminal no DFIG – Conversores como fonte de tensão (NUNES, 2003)	60
Figura 4.1 – Barramento de curto-circuito (Método da Falta Deslizante)	65
Figura 4.2 – Transformação da referência da máquina para a referência síncrona da rede	69
Figura 4.3 – Fluxograma do algoritmo de simulação	72
Figura 4.4 - Diagrama esquemático das interrelações entre as equações algébricas e diferenciais	77
Figura 5.1 – Sistema Interligado Nacional – SIN	81
Figura 5.2 – Diagrama unifilar do Sistema Açu com o parque eólico conectado à barra 8906	82
Figura 5.3 – Perfil de tensão devido a faltas monofásicas e trifásicas aplicadas na linha 5463-8504	85
Figura 5.4 – Perfil de tensão devido a faltas monofásicas e trifásicas aplicadas na linha 5463-8503	86
Figura 5.5 – Perfil de tensão devido a faltas monofásicas e trifásicas aplicadas na linha 8513-8502	88
Figura 5.6 – Perfil de tensão devido a faltas monofásicas e trifásicas aplicadas na linha 8502-8504	89
Figura 5.7 – Perfil de tensão devido a faltas monofásicas e trifásicas aplicadas na linha 8504-8505	91
Figura 5.8 – Área de Vulnerabilidade de Exposição de Linhas	92
Figura 5.9 – Área de Vulnerabilidade de Exposição de Barras	93
Figura 5.10 – Expectativa de Afundamentos de Tensão	94
Figura 5.11 – Gráfico de Contornos da Área de Vulnerabilidade para Faltas Monofásicas	96
Figura 5.12 – Gráfico de Contornos da Área de Vulnerabilidade para Faltas Monofásicas sem o Parque Eólico	96
Figura 5.13 – Gráfico de Contornos da Área de Vulnerabilidade para Faltas Trifásicas	97
Figura 5.14 – Gráfico de Contornos da Área de Vulnerabilidade para Faltas Trifásicas sem o Parque Eólico	98
Figura 5.15 – Comportamento da Tensão	100
Figura 5.16 – Comportamento de Potência Reativa	101

Figura 5.17 – Comportamento das tensões nas barras 8511, 8505, 8502 e 8504	102
Figura 5.18 – Comportamento da Tensão	103
Figura 5.19 – Comportamento de Potência Reativa	104
Figura 5.20 – Comportamento da Potência Reativa da Máquina Síncrona	105
Figura 5.21 – Comportamento da tensão nas barras 8511, 8505, 8502 e 8509	105
Figura 5.22 – Comportamento da tensão das máquinas eólicas	107
Figura 5.23 – Comportamento da tensão nas barras 8505, 8502, 8508 e 8504	107
Figura 5.24 – Comportamento da potência reativa das máquinas eólicas	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Número esperado de afundamentos	17
Tabela 2.2 – Tipo de conexão dos enrolamentos dos transformadores (ROMÉRO <i>et al.</i> , 1998)	24
Tabela 5.1 – Taxas de falhas de linhas de transmissão por tipo de falta	83

RESUMO

A presente dissertação de mestrado avalia os afundamentos e a estabilidade de tensão de um sistema elétrico real com inserção de parques eólicos. Os estudos de afundamentos de tensão servem de base para a determinação das áreas de vulnerabilidade do sistema elétrico, nas quais, por sua vez, são investigados os aspectos referentes à instabilidade de tensão ocasionada pela integração de parques eólicos com geradores assíncronos. Para este fim, é utilizado o programa computacional ANAQUALI, desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). No estudo do comportamento dinâmico da tensão decorrente de curto-circuito, no qual o sistema eólico é inserido nas concepções de velocidade fixa e velocidade variável, utiliza-se um programa computacional desenvolvido no aplicativo MATLABTM. Os resultados dessas simulações evidenciam que o sistema eólico de velocidade variável proporciona uma maior margem de estabilidade de tensão ao sistema elétrico, devido à presença do controle de velocidade e de tensão. Estes estudos não são comumente aplicados aos sistemas de geração distribuída, e por isso, esta dissertação contribui também neste aspecto, podendo seus resultados servir de base para o planejamento de centrais eólicas inseridas em sistemas elétricos convencionais.

PALAVRAS-CHAVES: área de vulnerabilidade; estabilidade de tensão; aerogeradores; sistemas eólicos.

ABSTRACT

The present dissertation evaluates the voltage sag and stability of the real electrical system with the insertion of wind farms. The voltage sags studies serve of base for determination of the vulnerability areas of the electrical system, in which, in turn, the aspects are investigated regarding the voltage instability caused by the integration of wind systems with asynchronous generators. For that, the computational program ANAQUALI developed by CEPTEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) was used. In the study of the voltage dynamic behavior due to short circuit, in which the wind system is inserted in the conceptions of fixed speed and variable speed, a computational program developed in the MATLABTM software is used. The results of these simulations evidence that variable speed wind system provides a larger voltage stability edge to the electrical system, due to presence of the speed and voltage control. These studies commonly are not applied to the distributed generation system, and therefore, this dissertation also contributes in this aspect, and the results can serve of base for the planning of wind parks inserted in conventional electrical systems.

KEYWORDS: vulnerability areas; voltage stability; induction generators; wind systems.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 – Relevância do Tema

Atualmente, um dos temas de maior interesse na engenharia elétrica tem sido o de qualidade de energia elétrica. Este fato deve-se ao grande desenvolvimento da eletrônica de potência, o qual possibilitou o surgimento de cargas cada vez mais sensíveis aos efeitos provocados por distúrbios na tensão e na corrente.

Dentre os principais distúrbios de qualidade de energia encontram-se os afundamentos de tensão, os quais são provocados principalmente por curto-circuitos. Vários fatores contribuem para que os afundamentos de tensão possuam posição de destaque na área de qualidade de energia, como os citados a seguir (LEBORGNE, 2003):

- A grande extensão e a vulnerabilidade das linhas aéreas de transmissão e distribuição em relação às faltas que possam ocorrer, o que faz com que os afundamentos sejam inevitáveis e inerentes à operação do sistema;
- Os grandes e pequenos consumidores estão tendo prejuízos devido à interrupção de processos, que são quantificados pelas perdas de produção, custos de mão-de-obra e reparação de equipamentos danificados;
- As concessionárias podem ter que aumentar suas despesas com prováveis ressarcimentos de prejuízos aos consumidores, decorrentes de falta de qualidade da energia.

Outro problema relacionado a distúrbios em sistemas elétricos, mas que não é tão recente quanto o de afundamentos de tensão, é o de estabilidade de tensão. Este fenômeno, que está relacionado principalmente com o tipo de carga ligada na rede, aparece em destaque dentro da análise de sistemas elétricos, devido aos graves problemas que podem ser ocasionados, como o colapso de tensão, principalmente com a integração de novas tecnologias, como ocorre nos parques eólicos. Vários estudos têm sido desenvolvidos a respeito da estabilidade de tensão em sistemas elétricos, porém poucos estão relacionados à conexão da geração distribuída via fontes renováveis. Por isso, com o propósito de contribuir para este aspecto, esta dissertação aborda a análise da estabilidade de tensão em sistemas elétricos com aerogeradores inseridos.

Nos últimos anos ocorreu a abertura do setor elétrico às fontes renováveis de energia devido aos altos custos na construção ou aumento da capacidade das linhas de transmissão; à preocupação ambiental, e principalmente, à desverticalização do mercado de energia elétrica.

Com isso, as redes de distribuição, ou até mesmo de sub-transmissão incorporando pequenas fontes renováveis de energia, passaram a ser utilizadas freqüentemente em áreas rurais e urbanas, podendo ser uma alternativa economicamente viável para melhorar o funcionamento do sistema elétrico. Assim surgiu um novo modelo de geração de energia elétrica a partir de pequenas unidades geradoras ligadas à rede local que é chamada de Geração Distribuída.

Dentro dessa concepção de geração, o uso da energia eólica apresenta um importante potencial em diversas regiões do mundo, principalmente em regiões litorâneas. Isto se deve ao fato de que a energia eólica é uma fonte renovável, o que torna os custos operacionais e de manutenção associados a sua utilização menores quando comparados com os das fontes convencionais de conversão de energia, além de causar menor impacto ambiental (AMORA, 2000).

Quando à parcela de geração eólica encontrada em uma dada região é pequena em comparação com a geração total, isto não acarreta problemas no sistema elétrico. Entretanto, quando esta parcela cresce a fim de atender à demanda, os problemas também aumentam. Assim, várias análises devem ser feitas visando a avaliar o impacto da conexão de aerogeradores às redes elétricas convencionais, tais como (NUNES, 2003):

- Dimensionamento e otimização da interligação de uma central eólica;
- Estudos econômicos: redução de custos e perdas, crédito de energia, crédito de capacidade;
- Qualidade de energia: avaliação das flutuações de tensão, distorções harmônicas, ressonâncias, dentre outros fenômenos de qualidade de energia que são prejudiciais à operação do sistema elétrico;
- Estudos transitórios e dinâmicos da integração de turbinas eólicas: análise do tipo de tecnologia a ser adotada, relacionada aos critérios de margem de estabilidade transitória, e a controlabilidade, proporcionada pelas várias configurações de sistemas eólicos existentes, para integração nas redes elétricas;
- Confiabilidade: relacionada aos índices de segurança e à necessidade de aumento da reserva girante das unidades de geração convencional do sistema elétrico;

Tais estudos servem de subsídios para o estabelecimento de procedimentos operacionais adequados à proteção dos parques eólicos integrados às redes elétricas, bem como à avaliação dos impactos causados no sistema elétrico por esta integração, tanto na operação em regime permanente, quanto durante distúrbios transitórios.

1.2 – Proposta da Dissertação

Dentro desta nova concepção do setor elétrico, no qual encontra-se o grande interesse pelos problemas relacionados à qualidade de energia, e com o surgimento de novas fontes de energia renováveis, esta dissertação primeiramente analisa os afundamentos de tensão decorrentes de curto-circuitos na rede do sistema elétrico dentro deste novo modelo e, posteriormente, avalia a estabilidade de tensão do sistema com a inserção de aerogeradores na rede elétrica.

Na primeira parte do estudo são determinadas as áreas vulneráveis aos afundamentos de tensão, provocados por curto-circuito na rede. Estas análises são conduzidas a partir da monitoração das tensões do sistema elétrico ou através de metodologias de predição (LEBORGNE, 2003). Os métodos de predição utilizam programas computacionais para calcular as tensões e correntes pós-falta, bem como dados estatísticos de faltas em linhas de transmissão e de distribuição. As informações obtidas a partir de simulações podem estimar o número de ocorrências de afundamentos de tensão no sistema e as áreas mais afetadas devido aos curto-circuitos na rede.

Após ter verificado as áreas vulneráveis a afundamentos de tensão, é realizado o estudo de estabilidade de tensão através de simulações dinâmicas utilizando programas computacionais. Neste contexto, dois tipos de geradores com base tecnológica bem solidificada no mercado são avaliados, os quais correspondem à máquina de indução em gaiola e à máquina de indução duplamente excitada. Os resultados de tais simulações mostram especificamente o comportamento da tensão e potência reativa frente a curto-circuitos no sistema elétrico.

1.3 – Revisão Bibliográfica

Esta dissertação aborda temas como a análise da estabilidade de tensão e estudos de afundamentos de tensão provocados por curto-circuitos em sistemas de geração eólica integrados às redes elétricas.

Neste contexto, a pesquisa bibliográfica apresenta alguns trabalhos importantes que merecem destaque devido às suas qualidades técnicas, em se tratando de estudos de curto-circuito, métodos de avaliação de afundamentos de tensão através de áreas de vulnerabilidade, modelagem estática dos componentes, análise de estabilidade de tensão em sistemas eólicos inseridos em redes elétricas convencionais, e modelagem dinâmica dos componentes.

1.3.1 – Métodos de Avaliação de Afundamentos de Tensão

O artigo de QADER M. R.; BOLLEN, M. H. J.; ALLAN, R. N.; (1999) destaca a análise da área de vulnerabilidade de um sistema elétrico de grande porte, usando dois métodos estocásticos de predição para afundamentos de tensão. O método da disposição de faltas mostrou-se o mais apropriado para implementação na ferramenta do programa, sendo usado para expor áreas e frequências de afundamentos para cada barra. Os resultados são apresentados em diferentes modos, incluindo o mapa de afundamentos de tensão, que mostra a variação e a frequência dos afundamentos na rede elétrica. O método da distância crítica em sistemas elétricos radiais é o mais apropriado para cálculos manuais, sendo usado para obter a frequência dos afundamentos para um determinado número de barras. A comparação com os resultados obtidos usando o método da disposição de faltas mostra que o método da distância crítica é uma alternativa aceitável quando os programas computacionais ou o sistema de dados não forem utilizados em análises mais específicas.

A dissertação de LEBORGNE, R. C. (2003) apresenta uma metodologia alternativa para a caracterização da sensibilidade de cargas e processos industriais frente a afundamentos de tensão, apoiada em um sistema integrado de monitoração da qualidade da energia elétrica e coleta de dados de processo. A metodologia apresentada permite caracterizar a sensibilidade das cargas e processos, tanto pelo método convencional de caracterização (intensidade e duração) como pelos métodos alternativos. Finalmente, é realizado um estudo de caso onde a metodologia proposta é aplicada a um sistema real com o objetivo de avaliar e validar os procedimentos propostos.

1.3.2 – Análise de Estabilidade de Tensão em Sistemas Eólicos Inseridos em Redes Convencionais

LOPES *et al.* (1999) desenvolveram um trabalho sobre o impacto da integração da produção eólica em redes elétricas. Nesse artigo é descrita de forma sintética a metodologia adotada para a realização de um conjunto de estudos do comportamento em regime permanente e transitório, com o objetivo de avaliar os impactos decorrentes do aumento da capacidade de produção eólica em um sistema elétrico.

PAPADOPOULOS & PAPATHANASSIOUS (1999) desenvolveram um artigo que avalia o desempenho dinâmico de várias configurações de sistemas eólicos de velocidade fixa e variável frente a condições estocásticas da velocidade do vento. A análise mostrou que os sistemas eólicos de velocidade variável apresentam uma redução, em alguns casos consideráveis, na variabilidade do torque mecânico e da potência de saída das turbinas

eólicas, o que implica na redução das perdas mecânicas e esforços do eixo. Este trabalho identificou também que os conversores estáticos de tensão com modulação por largura de pulso (PWM) mostram-se atualmente como os que apresentam melhor custo-benefício entre os vários esquemas de conversores apresentados, merecendo, portanto, uma avaliação criteriosa quanto ao seu desempenho dinâmico para aplicações na área de energia eólica integrada em redes elétricas.

AKHMATOV (2003) desenvolveu um modelo dinâmico de 5ª ordem para representação do gerador assíncrono eólico em gaiola ligado à rede elétrica. Este modelo incluiu os transitórios do estator. É importante ressaltar, por outro lado, que levar em conta o transitório do estator da máquina, implica considerar também o transitório da rede, o que normalmente não é realizado nos estudos de estabilidade, tendo em vista que a taxa de decaimento deste transitório é muito rápida, quando comparada aos demais fenômenos em análise. Aspectos referentes aos procedimentos de proteção hoje adotados a nível mundial, como a retirada total dos parques eólicos logo após a ocorrência de faltas na rede elétrica foram também avaliados.

SLOOTWEG *et al.* (2001a), apresentaram metodologias adequadas para o cálculo das condições iniciais dos modelos dinâmicos dos sistemas eólicos de velocidade fixa e variável, para fins de integração em programas de simulação de transitórios eletromecânicos de sistemas elétricos de potência.

ROSAS (2003) apresenta as influências básicas da energia eólica na estabilidade e qualidade da energia de sistemas de potência. Um modelo dinâmico da turbina eólica é apresentado para a avaliação da qualidade de energia das turbinas eólicas, e um modelo geral do parque eólico para análise de qualidade de energia e análise de estabilidade de grandes parques eólicos é apresentado.

NUNES (2003) apresenta propostas para o aumento da margem de estabilidade transitória pós-falta de sistemas elétricos com grande integração de parques eólicos, que incluem o uso do controle do ângulo de passo nos sistemas eólicos de velocidade fixa, e dos geradores assíncronos duplamente excitados com conversores estáticos bidirecionais conectados ao enrolamento do rotor (DFIG) nos esquemas eólicos de velocidade variável. O modelo físico dos parques eólicos, consistindo de um grande número de turbinas eólicas, foi implementado através de uma ferramenta de simulação dinâmica original, desenvolvida no ambiente computacional MATLABTM. A partir dos resultados obtidos, foi demonstrado que a estabilidade pós-falta dos aerogeradores pode ser aumentada pela redução temporária da potência mecânica das turbinas nos sistemas eólicos de velocidade fixa. Através do uso do

controle do ângulo de passo, o balanço entre os torques mecânico e elétrico é mantido, o que resulta no aumento da estabilidade transitória dos geradores eólicos. Para redes elétricas com grande integração de parques eólicos, é demonstrada a diferença significativa existente entre os comportamentos transitórios dos sistemas eólicos de velocidade variável que adotam o DFIG, em relação aos sistemas eólicos de velocidade fixa com geradores de indução em gaiola.

1.4 – Estrutura da Dissertação

O capítulo 1 apresenta uma introdução sobre o assunto, seu objetivo geral e sua importância. Primeiramente, alguns aspectos de qualidade de tensão são considerados, como os afundamentos de tensão. Posteriormente, faz-se uma abordagem sobre a nova configuração do setor elétrico brasileiro, com o surgimento de novos conceitos, como o de geração distribuída. São abordados também alguns tópicos relacionados com a geração eólica, como sua importância no setor elétrico, suas novas tecnologias, e integração com redes elétricas convencionais.

No segundo capítulo são apresentados os principais aspectos sobre a qualidade de tensão, mais especificamente sobre afundamentos de tensão. Além do conceito de afundamento de tensão, são vistos suas principais causas e seus principais efeitos sobre os sistemas elétricos. São abordados ainda o conceito de área de vulnerabilidade e alguns métodos de avaliação de afundamentos de tensão devido a curto-circuitos. Os modelos utilizados para os estudos de curto-circuitos na rede também são considerados nesse capítulo.

Posteriormente, no capítulo 3, os principais aspectos sobre a estabilidade de tensão são analisados, principalmente a estabilidade dinâmica de tensão. Nesse capítulo, os principais componentes de um sistema eólico, e as novas tecnologias aplicadas aos mesmos são considerados. As características do gerador assíncrono em gaiola e do duplamente excitado são apresentadas, bem como o uso desses tipos de máquinas em sistemas de velocidade fixa e variável, respectivamente. São descritos também os modelos dinâmicos dos componentes que compõem os sistemas eólicos, como: máquina síncrona, cargas, linhas de transmissão, turbina eólica, gerador de indução com rotor em gaiola e duplamente excitado, entre outros, para estudos de estabilidade.

A estrutura de simulação e o diagrama de funcionamento do programa, tanto de afundamentos de tensão, quanto de estabilidade de tensão, são abordados no capítulo 4. O programa computacional utilizado para as simulações de curto-circuitos na rede elétrica e avaliação da área de vulnerabilidade é apresentado nesse capítulo. O desenvolvimento do

programa de simulação dinâmica é baseado na avaliação dos fenômenos transitórios provocados por distúrbios no sistema elétrico. Este programa também está apto a avaliar problemas relacionados com a estabilidade de tensão. Aspectos como modelo multimáquinas, método de integração numérica e solução de equações algébricas e diferenciais são considerados nesse capítulo.

O capítulo 5 tem como principal objetivo mostrar o comportamento do sistema elétrico frente a curto-circuitos, e apresentar a área de vulnerabilidade do sistema. Para tal, um sistema real é utilizado, e suas principais características são consideradas. Nesse capítulo são também analisados os resultados da estabilidade de tensão diante de distúrbios provocados no sistema elétrico em questão.

Finalmente, as principais conclusões são apresentadas no capítulo 6, as quais analisam as tecnologias usadas no sistema eólico, bem como o comportamento da tensão frente a distúrbios provocados pela integração dos parques eólicos.

Ao final, são incluídos os anexos e as referências bibliográficas utilizadas para o desenvolvimento desta dissertação.

CAPÍTULO 2

AFUNDAMENTOS DE TENSÃO E MODELOS ESTÁTICOS

2.1 – Considerações Iniciais

Com as atuais mudanças na conjuntura do setor elétrico, que sofre um processo de desregulamentação com a integração de produtores independentes de energia e o desenvolvimento de novas tecnologias de geração, a qualidade no fornecimento de energia elétrica tornou-se prioritária.

Dentro deste contexto, algumas formas de geração distribuída podem introduzir correntes não-senoidais na rede de distribuição e então degradar a qualidade de energia, causando distorção harmônica na tensão, enquanto outros tipos podem causar variações inaceitáveis no valor eficaz da amplitude de tensão.

Entre os maiores problemas relacionados à qualidade de energia encontram-se os afundamentos de tensão, os quais são causados principalmente por curto-circuitos. Para a análise de afundamentos de tensão utiliza-se o conceito de área de vulnerabilidade, que será comentado e utilizado ao longo desta dissertação. Esta análise servirá de base aos estudos de estabilidade de tensão, pois determinará as áreas mais vulneráveis a afundamentos de tensão provocados por curto-circuitos na rede elétrica.

Neste capítulo são mostrados os principais aspectos relacionados com afundamentos de tensão e os modelos dos componentes utilizados para a análise de curto-circuito.

2.2 – Afundamentos de Tensão

Entre os eventos relacionados à Qualidade de Energia Elétrica, os afundamentos de tensão são os de maior preocupação no setor industrial, devido à crescente modernização de cargas de alta tecnologia, sensíveis à presença de distúrbios que comprometem a eficiência do processo.

2.2.1 - Definição

Os afundamentos de tensão podem ser definidos, segundo o IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) através da norma IEEE Standard 1159 (1995), como sendo a redução do valor RMS da tensão para um valor entre 0.1 e 0.9 p.u., durante um período de tempo compreendido entre 1/2 ciclo e 60 segundos.

A intensidade do afundamento de tensão, segundo o IEEE, pode ser definida pela menor tensão remanescente durante a ocorrência do distúrbio. Um afundamento cuja intensidade é inferior a 0.1 p.u. é considerado pelo IEEE como sendo uma interrupção.

A título de exemplo, a evolução do valor eficaz das tensões para um afundamento trifásico de um sistema real pode ser observada na figura 2.1. Verifica-se que a intensidade do afundamento de tensão foi de 0.2 p.u. e a duração da ordem de 110 ms (LEBORGNE, 2003).

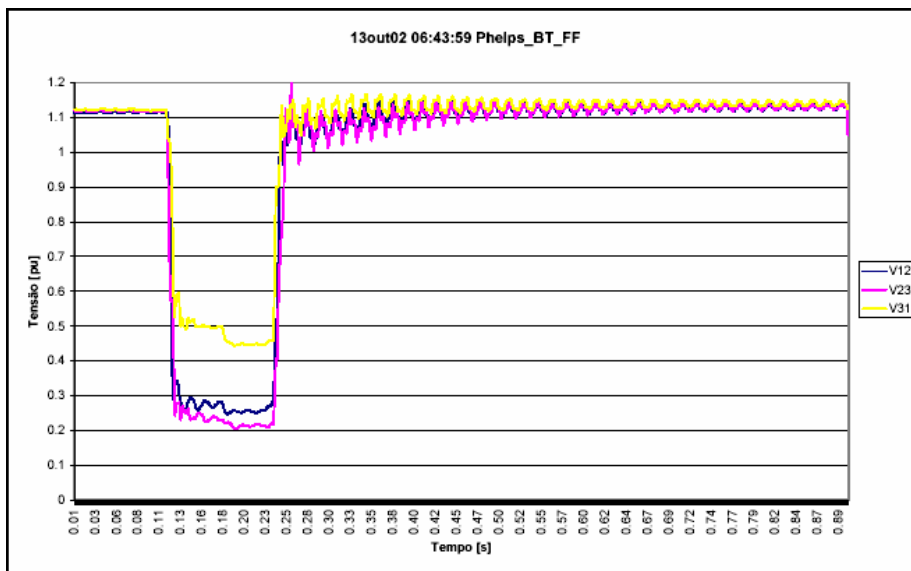


Figura 2.1 – Tensão eficaz durante a ocorrência de um afundamento de tensão trifásico

Por outro lado, a IEC (*International Electrotechnical Commission*) considera afundamento de tensão um evento onde ocorre uma queda do valor eficaz da tensão entre 0.1 e 0.99 p.u., durante um período de tempo compreendido entre 1/2 ciclo e alguns segundos. Em relação à intensidade dos afundamentos de tensão, a IEC define como sendo a queda do valor eficaz de tensão. Distúrbios com queda de tensão acima de 0.99 p.u., o que equivale a tensões remanescentes abaixo de 0.01 p.u., são considerados pela IEC como interrupções (LEBORGNE, 2003).

2.2.2 – Classificação

O IEEE, na referência IEEE Standard 1159 (1995), classifica os afundamentos de tensão de acordo com sua duração (ciclos ou segundos) 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.

2.2.3 – Caracterização dos Afundamentos de Tensão

Os afundamentos de tensão podem ser caracterizados através de duas variáveis:

- ✓ Amplitude: Valor reduzido ou elevado da tensão eficaz durante o evento;
- ✓ Tempo de duração: Intervalo de tempo desde o início do distúrbio até o instante em que a tensão retorna ao seu valor nominal.

Estas duas variáveis, somadas à frequência de ocorrência, que é o número de vezes que cada par (amplitude, tempo) ocorre em um determinado intervalo de tempo, fornecem as informações, como a assimetria e o desequilíbrio, necessárias e satisfatórias a respeito do fenômeno (FILHO, 2000). O comportamento dinâmico da forma de onda pode também ser usado para avaliar afundamentos de tensão, tanto monofásicos como trifásicos.

2.2.4 – Causas de Afundamentos de Tensão

Afundamentos de tensão são usualmente provocados por curto-circuitos que ocorrem nas redes elétricas, energização de grandes cargas, partida de grandes motores e corrente de magnetização de um transformador (BOLLEN, 1994).

No sistema da concessionária, onde milhares de quilômetros de linhas de transmissão e distribuição estão sujeitas a todo o tipo de fenômenos naturais, os curto-circuitos correspondem à principal causa dos afundamentos de tensão. Em subestações terminais de linhas e sistemas industriais, os curto-circuitos também ocorrem, porém em menor frequência (LEBORGNE, 2003).

As faltas podem ser de natureza temporária ou permanente. As faltas temporárias são, em sua grande maioria, devidas à ocorrência de descargas atmosféricas, temporais e ventos, que não provocam geralmente danos permanentes ao 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 (LEBORGNE, 2003).

2.2.5 – Métodos de Avaliação de Afundamentos de Tensão Causados por Curto-circuitos

Como visto anteriormente, os afundamentos de tensão são devidos basicamente às faltas no sistema elétrico; assim, para o cálculo da intensidade dos afundamentos de tensão, normalmente são utilizados programas computacionais de curto-circuito. Os programas de análise de curto-circuito utilizam um modelo linearizado, obtendo-se a intensidade mínima da tensão durante a ocorrência do afundamento. Contudo, esse modelo não fornece o comportamento dinâmico do valor eficaz da tensão nem a duração do evento. A seguir são

apresentados os principais itens a serem considerados quando se utiliza essa metodologia (LEBORGNE, 2003):

- Dados de componentes de seqüência positiva, negativa e zero do sistema (linhas de transmissão, transformadores, geradores, etc.);
- Tensões pré-falta obtidas do estudo de fluxo de potência para os diversos regimes de carga (leve, média e pesada);
- Dados estatísticos de impedância de falta;
- Modelagem da carga.

Os métodos utilizados para estimar em intensidade e freqüência os afundamentos de tensão são o Método da Distância Crítica e o Método das Disposições de Falta, os quais são abordados a seguir (LEBORGNE, 2003).

2.2.5.1 – Método da Distância Crítica

O princípio do método da distância crítica é baseado na determinação da posição da falta no alimentador que vai gerar um valor pré-determinado de afundamento de tensão na barra de interesse (LEBORGNE, 2003). O cálculo é realizado de forma analítica. A distância crítica é determinada em função da tensão crítica desejada que representa o limiar de sensibilidade de uma determinada carga. O método da distância crítica faz uso do modelo do divisor de tensão. Para utilizar tal método, são necessários os seguintes dados (LEBORGNE, 2003):

- ✓ Número de alimentadores que se originam na subestação;
- ✓ Impedância por unidade de comprimento de cada alimentador;
- ✓ Comprimento total dos alimentadores;
- ✓ Impedância da fonte ou PAC (Ponto de Acoplamento Comum);
- ✓ Taxas de falta dos alimentadores e sua composição segundo o tipo de falta (FFF, FT, FF, FFT).

Tomando-se como base o sistema radial da figura 2.2, no qual é mostrado o ponto de acoplamento comum (PAC), a intensidade do afundamento de tensão nesta barra, devido a uma falta simétrica, pode ser calculada através da equação 2.1, adotando-se a tensão pré-falta de 1 p.u. e utilizando-se o modelo do divisor de tensão.

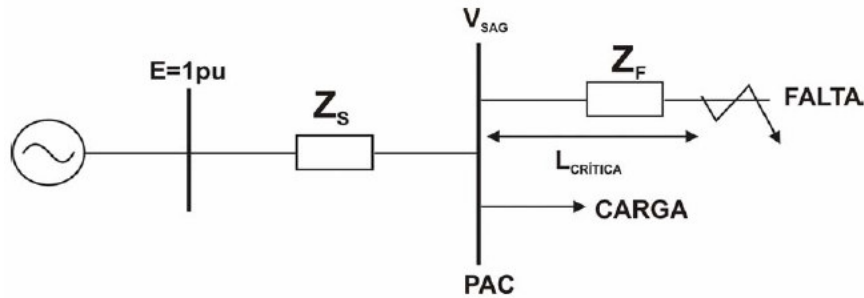


Figura 2.2 – Diagrama Elétrico de um Sistema Radial

$$V_{PAC} = \frac{Z_F}{Z_S + Z_F} \quad (2.1)$$

onde:

V_{PAC} - Afundamento de tensão no ponto de acoplamento comum PAC (p.u.);

Z_S - Impedância equivalente da Fonte (Ω);

Z_F - Impedância entre PAC e a falta (impedância de falta e do cabo) (Ω);

PAC - Ponto de Acoplamento Comum, em que se considera uma impedância equivalente entre o mesmo e a falta, e que pode ser um ponto de conexão entre os sistemas de alta tensão e de baixa tensão;

$L_{critica}$ - Maior distância entre o PAC e o ponto de falta para determinado valor de V_{SAG} .

Analisando a equação 2.1, pode-se concluir que o afundamento no PAC será mais severo para:

- ✓ Sistemas com menores níveis de falta, ou seja, Z_S torna-se maior. Estes tipos de sistemas são chamados de redes fracas, os quais apresentam impedância relativamente alta, e assim severos afundamentos de tensão;
- ✓ Faltas eletricamente mais próximas ao PAC , assim Z_F torna-se menor.

Analisando a figura 2.2, percebe-se que à medida que 'L' diminui, a magnitude de V_{PAC} deve ser menor, portanto Z_F depende da impedância e do comprimento da linha. Assim a equação 2.1 pode ser reescrita como:

$$V_{PAC} = \frac{z \cdot L}{Z_S + z \cdot L} \quad (2.2)$$

$$L_{crítica} = \frac{Z_S}{z} \cdot \frac{V_{PAC}}{1 - V_{PAC}} \quad (2.3)$$

Onde:

$L_{crítica}$ - distância crítica (km);

z – impedância do alimentador por unidade de comprimento (Ω / km).

Considerando que o número de faltas é proporcional ao comprimento da linha definido por $L_{crítica}$, tem-se que o número de afundamentos abaixo do nível V_{PAC} é proporcional a $\frac{V_{PAC}}{1 - V_{PAC}}$, o que pode ser concluído da equação 2.3.

Embora as considerações para $L_{crítica}$ sejam válidas em sistemas radiais, pode-se notar a correlação entre o número de afundamentos e a magnitude do afundamento em diferentes sistemas. Quanto mais severo o afundamento, menor será a distância em que ocorreu o evento. O número de afundamentos mais severos de V_{PAC} corresponde ao número de faltas causadas por curto-circuitos que estão mais próximas à carga do que a posição indicada.

$$N \propto L_{crítica} \propto \frac{V_{SAG}}{1 - V_{SAG}} \quad (2.4)$$

O afundamento de tensão é menos severo à medida que aumenta o nível da potência de curto-circuito no PAC (menor Z_S) ou aumenta a distância à falta. A distância exerce menor influência em fontes mais robustas.

Concluindo, o método da distância crítica mostra-se adequado em aplicações em sistemas de transmissão e distribuição tipicamente radiais. Para a utilização deste método em sistemas não radiais devem ser feitas algumas adaptações, o que o torna mais complexo, demonstrando não ser apropriado para este caso (BOLLEN, 1996).

2.2.5.2 – Método das Posições de Falta

No cálculo dos afundamentos de tensão em sistemas elétricos de potência de grande porte, este método tem se mostrado bastante eficaz, contemplando sistemas radiais e malhados (LEBORGNE, 2003). Seu princípio baseia-se na simulação de faltas em posições diferentes ao longo do sistema elétrico, principalmente nas linhas de transmissão e

distribuição. Desta maneira, pode-se avaliar a influência da posição da falta tanto na amplitude como na duração dos afundamentos de tensão (FILHO, 2000).

O método das posições de falta também é conhecido como método do curto-circuito deslizante, no qual deseja-se conhecer o comportamento da tensão na barra do consumidor i , à medida que o ponto de defeito é deslocado de posição. Este método encontra-se ilustrado na figura 2.3, onde pode-se observar diversos pontos de simulação de curto-circuito ao longo da linha (LI).

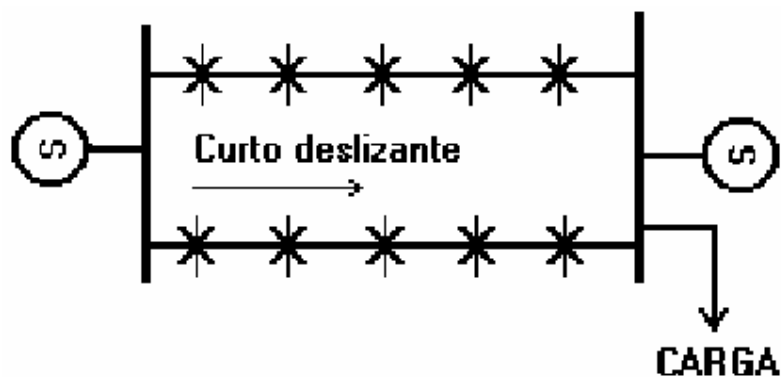


Figura 2.3 – Diagrama unifilar para o método do curto-circuito deslizante (LEBORGNE, 2003)

A magnitude do afundamento de tensão na barra do consumidor i , ou em qualquer outra barra de interesse, é calculada a partir da aplicação da equação 2.5 para faltas trifásicas (LEBORGNE, 2003).

$$E_{i,k} = E_i^p - \frac{E_k^p}{Z_{k,k} + Z_f} \cdot Z_{i,k} \quad (2.5)$$

Onde:

$E_{i,k}$ - afundamento de tensão na barra i devido a curto-circuito trifásico na barra k ;

E_i^p - tensão pré-falta na barra i ;

E_k^p - tensão pré-falta na barra k ;

$Z_{i,k}$ - impedância de transferência entre as barras $i-k$;

$Z_{k,k}$ - impedância própria da barra k ;

Z_f - impedância de falta.

Através da equação 2.5, pode-se observar as principais variáveis que influenciam na amplitude do afundamento de tensão, que são descritas a seguir:

- ✓ A tensão pré-falta a partir das variáveis E_i^P e E_k^P ;
- ✓ A impedância de falta Z_f ;
- ✓ Características próprias inerentes à rede $Z_{k,k}$;
- ✓ Posição relativa entre o ponto de falta e a barra monitorada $Z_{i,k}$.

Para faltas fase-terra são usadas as expressões 2.6 e 2.7, que determinam, respectivamente, as tensões de seqüência positiva, negativa e zero e as tensões pós-falta nas fases a, b e c devido à falta fase-terra na barra k (LEBORGNE, 2003).

$$\begin{bmatrix} E_{i,k}^0 \\ E_{i,k}^+ \\ E_{i,k}^- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_{a,i}^P \\ 0 \end{bmatrix} - \frac{E_{a,k}^P}{Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0 + 3Z_f} \cdot \begin{bmatrix} Z_{i,k}^0 \\ Z_{i,k}^+ \\ Z_{i,k}^- \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

$$\begin{bmatrix} E_{a_i,k} \\ E_{b_i,k} \\ E_{c_i,k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_{i,k}^0 \\ E_{i,k}^+ \\ E_{i,k}^- \end{bmatrix} \text{ onde } a \equiv 1 \angle 120^\circ \quad (2.7)$$

Onde:

$E_{a,i}^P, E_{a,k}^P$ - tensões pré-falta na fase a nas barras i e k , respectivamente;

$E_{i,k}^+, E_{i,k}^-, E_{i,k}^0$ - tensões de seqüência positiva, negativa e zero na barra i , respectivamente, devido à falta fase-terra na barra k ;

$Z_{i,k}^+, Z_{i,k}^-, Z_{i,k}^0$ - impedâncias de transferência de seqüência positiva, negativa e zero entre as barras $i - k$, respectivamente;

$Z_{k,k}^+, Z_{k,k}^-, Z_{k,k}^0$ - impedâncias próprias de seqüência positiva, negativa e zero da barra k , respectivamente;

$E_{a_i,k}, E_{b_i,k}, E_{c_i,k}$ - tensões pós-falta nas fases a, b e c da barra i devido ao curto-circuito fase-terra na barra k .

Para a obtenção dos valores das impedâncias próprias e de transferência indicadas nas equações 2.6 e 2.7 são utilizados recursos da álgebra matricial inerentes aos programas de cálculo de curto-circuito (LEBORGNE, 2003).

2.2.6 – Definição de Área de Vulnerabilidade

Para análise de afundamentos de tensão em sistemas elétricos, pode-se utilizar a definição de área de vulnerabilidade, que na ocorrência de curto-circuitos, demarca as regiões onde ocorrerão afundamentos de tensão abaixo de limites críticos que possam resultar em desligamentos de cargas sensíveis (LEBORGNE, 2003).

A área de vulnerabilidade é traçada tomando-se como ponto de referência um determinado local do sistema elétrico e a sensibilidade da carga nele instalada, conforme ilustração apresentada na figura 2.4, que corresponde a um sistema de transmissão de 400 kV com 13.340 km de linhas, 97 barras e 20 fontes de geração provenientes da referência QADER *et al.* (1999). Na figura são traçados contornos que correspondem à área onde ocorrem curto-circuitos e provocam afundamentos de tensão na barra de interesse do sistema. Os valores percentuais dos contornos correspondem à intensidade do afundamento de tensão.

Conhecendo-se não somente a extensão e distribuição da área de vulnerabilidade, mas também as taxas de faltas nas linhas de transmissão, pode-se estimar o número esperado de desligamentos anuais em um determinado consumidor.

A área de vulnerabilidade depende tanto da topologia do sistema como da sensibilidade da carga, sendo que, quanto mais sensível for o consumidor maior será a extensão da área de vulnerabilidade e vice-versa. Outro fator relevante é a concentração de fontes geradoras, pelas quais a área de vulnerabilidade é contornada, como pode ser observado na figura 2.4.

Por outro lado, os resultados das simulações também podem ser organizados sob a forma de tabela, de modo a mostrar o desempenho de cada barra. Em outras palavras, este procedimento permite mostrar o número esperado de afundamentos por ano, com intensidade menor ou igual ao valor indicado, conforme mostrado na tabela 2.1, obtido de QADER *et al.* (1999).

Os resultados apresentados na tabela 2.1 são mostrados sob a forma de contornos na figura 2.5, na qual são identificadas as barras que apresentam um desempenho similar. Conforme esperado, observa-se que as regiões que possuem fontes geradoras apresentam melhor desempenho, com um menor número esperado de afundamentos de tensão por ano,

identificado pelo número 6. Já as áreas que não apresentam fontes de geração, apresentam um número de 20 ocorrências de afundamentos de tensão (QADER *et al.*, 1999).

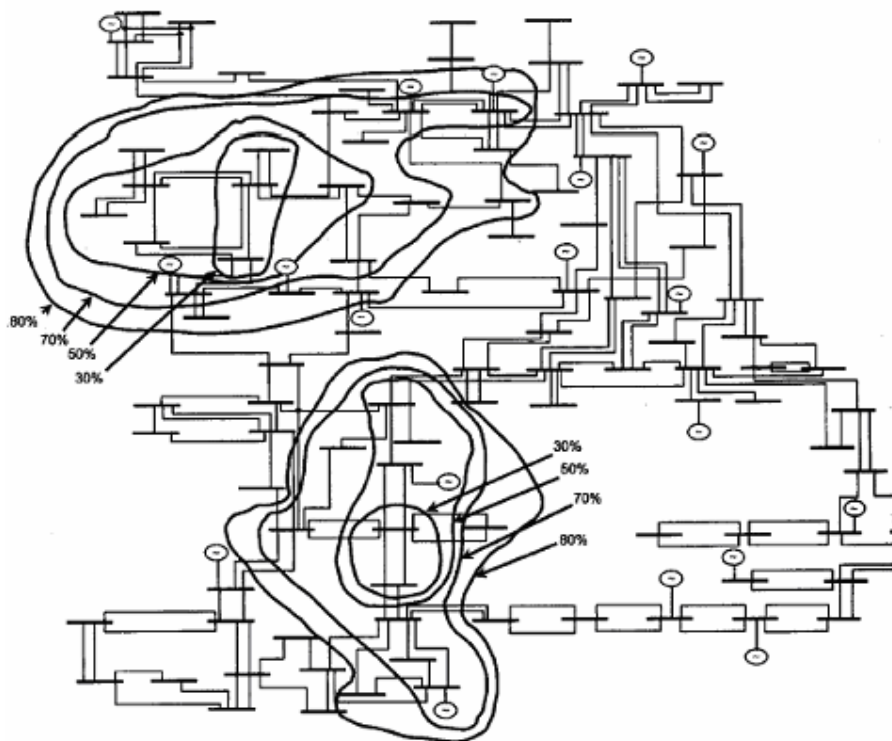


Figura 2.4 – Representação da área de vulnerabilidade (QADER *et al.*, 1999)

Tabela 2.1 – Número esperado de afundamentos

Número esperado de Afundamentos em Algumas Subestações						
Intensidade (%)	Desside	Walhalm	Bramley	Palhalm	Killingholme	Cellarhead
90%	27,95	42,09	36,94	33,21	10,24	31
85%	21,75	29,41	21,42	22,63	6,66	15,11
80%	18,14	22,69	16,72	14,04	5,3	9,47
75%	16,07	16,58	8,95	9,35	2,44	7,69
70%	14,36	16,42	6,65	8,27	1,76	6,88
65%	12,73	15,46	5,55	5,44	1,76	5,2
60%	12,73	11,02	3,64	5,36	1,76	3,55
55%	9,09	7,98	3,56	3,36	1,76	2,3

Os principais aspectos sobre afundamentos de tensão foram apresentados neste tópico, e posteriormente serão apresentados os modelos dos componentes utilizados para a avaliação de curto-circuitos no sistema elétrico, os quais são aplicados na análise de afundamentos de tensão.

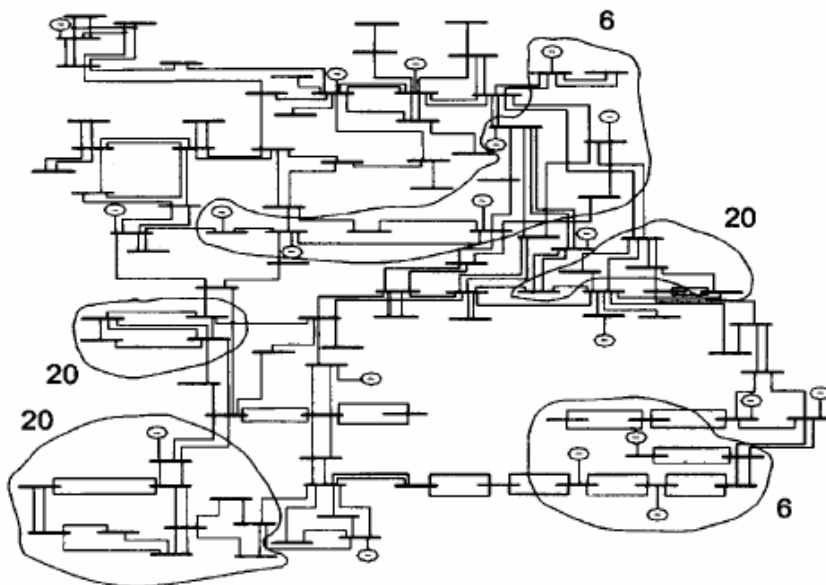


Figura 2.5 – Desempenho de barras para afundamentos inferiores a 0.85 p.u. (QADER *et al.*, 1999).

2.3 – Modelos Estáticos de Curto-Circuito para os Componentes do Sistema Elétrico

Em estudos de curto-circuito, cada componente do sistema elétrico deve ser modelado e representado em relação ao seu comportamento frente às correntes de falta. Esta modelagem é relativamente simples, devido às simplificações feitas nos circuitos equivalentes dos componentes, e utiliza os componentes simétricos, obtendo os modelos do sistema de seqüência positiva, negativa e zero (KINDERMANN, 1992).

Os modelos de curto-circuito dos vários componentes do sistema elétrico são utilizados na avaliação de afundamentos da tensão através de programas computacionais, e são resumidamente descritos a seguir.

2.3.1 – Gerador Síncrono

O modelo para gerador síncrono, válido também para motor síncrono, é constituído por uma fonte de tensão E_g em série com uma reatância sub-transitória X''_d , conforme a figura 2.6 (ALMEIDA & FREITAS, 1995; KINDERMANN, 1992).

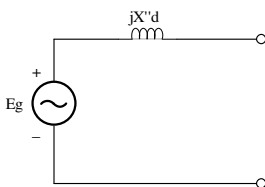


Figura 2.6 – Representação do gerador síncrono c.a.

2.3.2 – Gerador Assíncrono

Em estudos de curto-circuito, o gerador assíncrono pode ser considerado como um motor assíncrono (indução), sendo que o sentido da corrente, ao invés de ser da rede elétrica para a máquina, se dá no sentido da máquina para a rede.

No funcionamento como motor sem carga, o escorregamento é desprezível. Se uma carga mecânica for aplicada, o escorregamento aumenta e a velocidade do rotor diminui, tal que as tensões e correntes induzidas no rotor produzam o torque requerido pela carga. Se o rotor for acionado por uma fonte primária, por exemplo, uma turbina eólica, a uma velocidade maior que a do campo do estator, o escorregamento torna-se negativo e a polaridade das tensões induzidas é invertida, resultando em um torque eletromagnético no sentido oposto ao de rotação, e conseqüentemente a máquina opera, então, como um gerador de indução (NUNES, 2003). O escorregamento para uma máquina de dois pólos é expresso pela equação 2.8:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_{ra}}{\omega_s} \quad (2.8)$$

onde:

ω_s - velocidade angular síncrona (rad/s);

ω_{ra} - velocidade angular do rotor da máquina assíncrona (rad/s).

A operação da máquina assíncrona como gerador é caracterizada pela velocidade do rotor ser abaixo da velocidade síncrona do campo girante criado pelas correntes do estator.

O circuito equivalente nas seqüências positiva e negativa do gerador de indução pode ser visto na figura 2.7 (KINDERMANN, 1992).

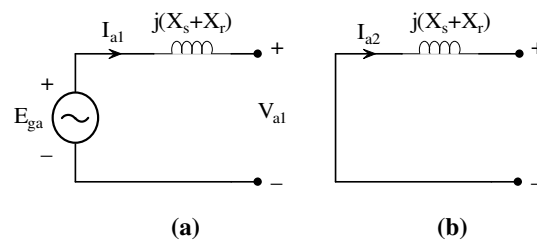


Figura 2.7 – Circuito equivalente por fase da seqüência positiva (a) e negativa (b) do gerador de indução

Onde:

E_{ga} – tensão por fase nos terminais do gerador antes da falta;

X_s – reatância do estator;

X_r – reatância do rotor.

O gerador de indução trifásico não apresenta seqüência zero, seu circuito equivalente é aberto (KINDERMANN, 1992). Os efeitos resistivos do estator e do rotor são desprezíveis por apresentarem valores muito pequenos comparados com as reatâncias do estator e do rotor.

2.3.3 – Transformador

O circuito equivalente do transformador em seu ‘tap’ nominal, por fase, com resistências e reatâncias referidas a um determinado lado, é mostrado na figura 2.8.

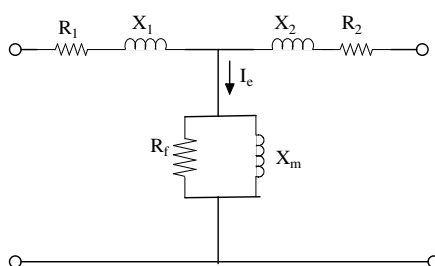


Figura 2.8 – Representação completa do transformador no ‘tap’ nominal

onde:

R_1 e R_2 – resistências dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente;

X_1 e X_2 – reatâncias de dispersão equivalentes, dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente;

R_f – resistência elétrica representativa das perdas no núcleo;

X_m – reatância equivalente de magnetização;

I_c – corrente de excitação.

A corrente de excitação é desprezível em grandes transformadores, não saturados, a 60 Hz, apresentando valores muito reduzidos se comparada às correntes de curto-circuito, resultando então no modelo simplificado para o transformador da figura 2.9 (ALMEIDA & FREITAS, 1995, KINDERMANN, 1992).

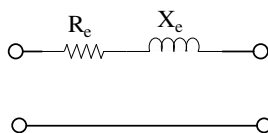


Figura 2.9 – Representação simplificada de transformador no ‘tap’ nominal

Onde $R_e = R_1 + R_2$ e $X_e = X_1 + X_2$.

Deve-se mencionar que com a elevação da tensão no sistema, a relação X_e/R_e aumenta; assim, no cálculo de curto-circuito R_e pode ser desprezada na modelagem do circuito equivalente por fase, como mostra a figura 2.10, sendo que a corrente de falta é praticamente limitada pela reatância X_e (KINDERMANN, 1992).

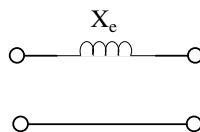


Figura 2.10 – Modelagem simplificada do transformador

2.3.4 – Linhas de Transmissão

As linhas de transmissão funcionam como cargas trifásicas equilibradas. Mesmo não sendo transpostas e não tendo espaçamento equilateral, a assimetria resultante é desprezível e suas fases podem ser supostas equilibradas.

A modelagem das linhas de transmissão depende do seu comprimento, do nível de tensão e da capacidade de transmissão (ALMEIDA & FREITAS, 1995).

Em geral, as linhas de transmissão são representadas por uma impedância série ladeada por capacitores em derivação, o que representa o modelo π , como mostra a figura 2.11.

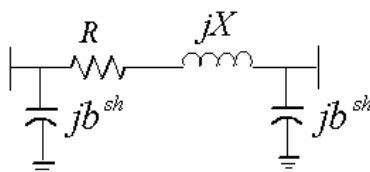


Figura 2.11 – Representação da linha de transmissão pelo modelo π .

Nas linhas curtas, a pequena capacitância em derivação pode ser totalmente desprezada sem acarretar prejuízo para a precisão. Já as linhas de transmissão longas podem ser representadas por modelos π , considerando parâmetros uniformemente distribuídos ao longo da linha, ao invés de parâmetros concentrados como considerado no modelo aplicado em análises transitórias. Nos cálculos de curto-circuitos costuma-se desprezar os elementos em paralelo, que são muito menores que os séries. Para valores elevados de tensão, pode-se ainda desprezar o valor da resistência série, em presença da reatância série da linha de

transmissão x_{LT} . Deste modo, o modelo equivalente por fase de uma linha de transmissão curta e de alta tensão pode ser visto na figura 2.12.

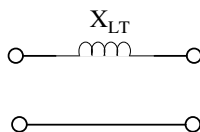


Figura 2.12 – Modelo simplificado da linha de transmissão

2.3.5 – Cargas

As cargas dos sistemas de potência, nos estudos de curto-circuitos, podem ser desprezadas ou não, dependendo do tipo, tamanho e importância do sistema. Admite-se que a tensão do sistema antes da ocorrência do curto-circuito seja nominal; assim, a corrente é muito menor que a corrente de falta, além de corresponder a um fator de potência aproximadamente unitário e estar, portanto, quase em fase com a tensão (KINDERMANN, 1992).

Considerando uma falta trifásica na barra de carga, a corrente de curto - circuito é bastante elevada e muito indutiva, devido à presença de reatâncias, apresentando defasagem de quase 90° em relação à tensão.

Pode-se concluir que é válido desprezar a corrente de carga em presença da corrente de curto-circuito, e conseqüentemente, considerar que a impedância de carga terá pouca influência no valor da corrente de curto-circuito, ou seja, desprezar a carga significa uma simplificação na modelagem (ALMEIDA & FREITAS, 1995, KINDERMANN, 1992).

2.3.6 – Modelagem do Sistema Elétrico

No programa computacional de curto-circuito ANAFAS, que é detalhado no capítulo 4, o sistema elétrico é modelado através das redes de seqüências positivas, negativas e zero, em três grupos de dados (ROMÉRO *et al.*, 1998):

- ✓ Dados de barra: identificação, tensão-base e tensão pré-falta (opcionais), etc.
- ✓ Dados de circuito: identificação (número de barras terminais e número de circuitos), tipo de circuito, resistência e reatância de seqüência positiva e zero (em %), etc.
- ✓ Dados de impedância mútua: identificação dos circuitos acoplados, resistência e reatância de acoplamento (em %).

A especificação da tensão-base das barras possibilita a expressão dos resultados em unidades físicas (kV, A, etc.), e a especificação da tensão pré-falta permite a modelagem de

ramos de circuito em paralelo que não sejam “geradores”, bem como das capacitâncias das linhas e de transformadores com “tap” fora da posição nominal (1:a);

Os circuitos são classificados pelo programa de curto-circuito em sete tipos, que correspondem a: linha; transformador (ramo série e ramo paralelo); gerador; capacitor-série; reator de linha (reator paralelo associado a uma linha); capacitor/reator paralelo (ligados a uma barra); carga (impedância constante).

O ANAFAS permite a especificação da base de potência trifásica (MVA) do sistema, e a especificação da tensão-base dos diversos subsistemas. A especificação da base de potência possibilita a especificação em porcentagem mais adequada dos dados (impedância) do sistema, o que é especialmente útil para o estudo de sistemas de menor potência de curto-circuito, tais como os sistemas de distribuição e industriais, onde a base de 100 MVA (“default”), pode ser muito elevada (ROMÉRO *et al.*, 1998).

2.3.7 – Defasamento em Transformadores Delta-Estrela

A modelagem do defasamento em transformadores com ligação delta-estrela permite a correta determinação dos ângulos de fase para as tensões e correntes em qualquer ponto do sistema, mesmo que entre eles e o ponto de curto-circuito existam transformadores delta-estrela.

O ângulo de defasamento é definido como a diferença angular introduzida pelo transformador delta-estrela nas tensões fase-neutro do lado da barra “de” em relação ao lado da barra “para”. Por exemplo, se o ângulo da barra “para” está adiantado de 30° em relação ao ângulo da barra “de”, então o ângulo de defasamento será de $+30^\circ$. A presença desses defasamentos (ditos implícitos) define as regiões do sistema com diferentes referências de ângulo (ROMÉRO *et al.*, 1998).

O valor do ângulo de defasamento depende do tipo de conexão entre os enrolamentos do primário e do secundário. A convenção mais usual determina que o ângulo do lado de “alta” está adiantado de 30° em relação ao ângulo do lado de “baixa” do transformador para a seqüência positiva. A tabela 2.2 mostra a correspondência entre os diversos tipos de conexão possíveis e seus respectivos valores de defasamento, supondo que o lado da barra “de” está ligado em delta e o lado da barra “para” está ligado em estrela.

Na tabela 2.2, convencionou-se que a tensão $V_{AB} = V_A - V_B$, $V_{BC} = V_B - V_C$ e $V_{CA} = V_C - V_A$.

Tabela 2.2 – Tipo de conexão dos enrolamentos dos transformadores (ROMÉRO *et al.*, 1998)

TIPO DE CONEXÃO DOS ENROLAMENTOS			Ângulo de defasamento
Tensão de delta associada a VA	Tensão de delta associada a VB	Tensão de delta associada a VC	
V_{AB}	V_{BC}	V_{CA}	30°
V_{BC}	V_{CA}	V_{AB}	-90°
V_{CA}	V_{AB}	V_{BC}	150°
V_{BA}	V_{CB}	V_{AC}	-150°
V_{CB}	V_{AC}	V_{BA}	90°
V_{AC}	V_{BA}	V_{CB}	-30°

2.3.8 – Defasamentos Explícitos (Transformadores Defasadores)

É possível representar os defasamentos explícitos (transformadores defasadores) no programa ANAFAS. Estes defasamentos são os mesmos que são modelados nos programas de fluxo de potência, e não afetam as referências de ângulo das barras do sistema; entretanto, provocam um aumento no fluxo que circula pelo transformador.

Usualmente, estes transformadores defasadores são transformadores delta-estrela que são ligados entre barras de mesma referência angular, introduzindo assim um defasamento explícito de 30° entre suas barras terminais.

Os defasamentos explícitos só podem ser modelados quando se utiliza modelagem com tensão pré-falta, pois acarretam fluxos de corrente pré-falta e, portanto, são recomendados para casos oriundos de programas de fluxo de potência.

2.3.9 – Modelagem das Faltas

O programa computacional ANAFAS suporta a modelagem dos seguintes tipos de falta:

- Curto-circuito paralelo em barras e em pontos intermediários de circuitos;
- Curto-circuito série;
- Abertura de fases;
- Remoção de circuitos.

Nesta dissertação as simulações são realizadas aplicando-se apenas curto-circuitos, os quais são descritos a seguir.

2.3.9.1 – Curto-circuito Paralelo

O curto-circuito paralelo é uma ligação, sólida ou através de impedância, entre fases (de uma mesma barra) ou entre fase(s) (de uma mesma barra) e terra. Os tipos básicos de falta paralela sólida, que são fase-terra, ou monofásica (FT), fase-fase (FF), fase-fase-terra, ou bifásica (FFT) e fase-fase-fase, ou trifásica (FFF), podem ser especificados de forma direta. Os curto-circuitos não-sólidos são definidos pelo usuário, através da especificação de um conjunto de impedâncias ($R+jX$) (p.u. ou Ohm) entre fases, entre fases e neutro e entre neutro e terra, como mostrado na figura 2.13.

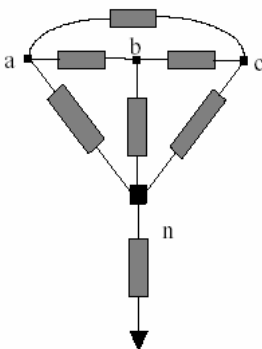


Figura 2.13 – Tipos de curto-circuitos (ROMÉRO *et al.*, 1998)

Os valores das impedâncias de curto-circuito são inicializados como infinitos (∞) e podem assumir qualquer valor, inclusive zero (0), para ligação sólida. Os curto-circuitos paralelos podem ser aplicados em barras e em pontos intermediários de linhas de transmissão, como mostrado na figura 2.14.

No caso de aplicação em pontos intermediários, a localização da falta é definida como um percentual (%) do circuito, a partir da barra definida como barra de origem (barra “de”) na especificação da falta. A barra fictícia, criada para aplicação da falta, é designada como “barra interna”, como pode ser visto na figura 2.14.

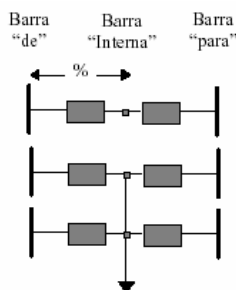


Figura 2.14 – Curto-circuito paralelo (ROMÉRO *et al.*, 1998)

2.3.9.2 – Curto-circuito Série

Os curto-circuitos série são ligações sólidas (“by-pass”) através de um ramo de circuito, como mostrado na figura 2.15 e podem ser aplicados sobre uma ou mais fases.

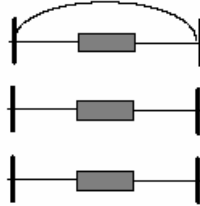


Figura 2.15 – Curto-circuito série (ROMÉRO *et al.*, 1998)

Embora, o curto-circuito série seja tipicamente aplicável em capacitores série, pode ser especificado também para transformadores (curto-circuito entre níveis de tensão).

2.3.10 – Barras Fictícias

As barras fictícias, necessárias para a simulação das aberturas e curto-circuitos intermediários, são criadas pelo ANAFAS e só existem durante a simulação da falta. Os acoplamentos mútuos entre o(s) ramo(s) de circuito afetado(s), são considerados na reconfiguração temporária (ROMÉRO *et al.*, 1998).

2.4 – Considerações Finais

A qualidade no fornecimento da tensão é fundamental em qualquer sistema elétrico para o funcionamento adequado do mesmo. Neste sentido, o presente capítulo deu ênfase aos fenômenos de afundamentos de tensão, os quais são de maior preocupação aos profissionais da área devido a sua grande estatística de ocorrência (LEBORGNE, 2003). Vários critérios foram analisados, considerando-se as principais causas e efeitos, bem como os métodos adotados para a análise de afundamentos de tensão provocados por curto-circuitos. Foi estabelecida também, a definição de área de vulnerabilidade, o que será de grande valia para esta dissertação, uma vez que os resultados das simulações são expressos em relação às áreas afetadas do sistema elétrico.

Neste capítulo foram apresentados ainda os modelos estáticos dos componentes do sistema elétrico, utilizados pelo programa ANAFAS para as simulações de curto-circuitos. O objetivo de tal descrição foi o de contextualizar o leitor em relação à caracterização dos componentes do sistema elétrico em programas voltados para tais tipos de simulações.

CAPÍTULO III

ESTABILIDADE DE TENSÃO E MODELAGEM DINÂMICA DOS COMPONENTES DO SISTEMA ELÉTRICO

3.1 – Considerações Iniciais

A partir da década de 90, devido à incapacidade de investimentos do Governo, ocorreu a abertura do setor elétrico brasileiro, permitindo a competição no serviço de energia e estimulando todos os potenciais de geração de energia elétrica com custos competitivos. Juntamente com esse fato, o elevado crescimento na demanda de energia elétrica no Brasil e os problemas envolvidos com os custos na construção ou aumento na capacidade das linhas de transmissão têm resultado no surgimento de pequenas unidades geradoras de energia elétrica conectadas às redes locais próximas aos consumidores.

Este novo modelo de geração de energia que complementa a geração centralizada é denominado geração distribuída. Tal tipo de geração é caracterizado pela economia de investimentos em transmissão e na redução de perdas elétricas, além de evitar os problemas sociais e ambientais relacionados à construção de grandes centrais geradoras (NUNES, 2003).

No atual contexto de desverticalização e abertura do mercado de energia elétrica, a geração de energia a partir dos ventos encontra-se em destaque por ser uma energia renovável com uma base tecnológica bem sedimentada e disponível em muitos locais, principalmente nas regiões litorâneas (SILVA, 1988). Atualmente, pode-se encontrar parques eólicos interligados às redes elétricas em vários países do mundo, com níveis de integração bem definidos (AMORA, 2000).

Entretanto, vários estudos e análises prévios devem ser realizados, com o objetivo de avaliar o impacto da geração eólica nas redes elétricas. Dentre esses estudos, destaca-se a análise da estabilidade de tensão, que verifica o comportamento dos sistemas eólicos frente a distúrbios que ocorram no sistema elétrico, bem como o fenômeno de colapso de tensão.

Este capítulo tem como objetivo apresentar os principais aspectos e definições relacionadas à estabilidade de tensão, as principais causas de instabilidade de tensão e os seus principais efeitos nos sistemas elétricos. Os modelos dinâmicos dos componentes do sistema elétrico são também detalhados neste capítulo. Nesta dissertação, adotou-se um modelo dinâmico no estudo de estabilidade de tensão, no qual os componentes do sistema são representados por equações diferenciais necessárias às simulações dinâmicas.

3.2 – Estabilidade de Tensão

Os sistemas elétricos de potência estão operando cada vez mais próximo de seus limites. Isto ocorre porque o aumento da demanda de energia elétrica e da complexidade desses sistemas não vem sendo acompanhado por investimentos, seja por motivos de ordem econômica, ambiental ou política. Tais fatores têm contribuído para a ocorrência de vários problemas relacionados à estabilidade de tensão (FERREIRA & DA COSTA, 2004).

Nos últimos anos os problemas relacionados ao controle e à estabilidade de tensão têm suscitado uma atenção crescente por parte dos profissionais, tornando-se cada vez mais um assunto de grande preocupação nas empresas de energia elétrica do mundo inteiro.

A estabilidade de tensão pode ser definida como sendo a habilidade do sistema de potência em manter as tensões em níveis aceitáveis, tanto em condições normais de operação, como após um distúrbio (TAYLOR, 1994; FERREIRA & DA COSTA, 2004). O principal fator que causa a instabilidade de tensão é a falta de capacidade do sistema elétrico de potência em atender a demanda de potência reativa após um distúrbio (KUNDUR, 1994).

Um sistema entra em instabilidade de tensão quando a ocorrência de um distúrbio, como o aumento da carga ou uma alteração das condições de operação do mesmo, causa uma progressiva e descontrolada queda na tensão das barras do sistema (MANZONI, 2005). Pode-se detectar a instabilidade do sistema através da sensibilidade QV para cada uma das barras do sistema; em outras palavras, se a magnitude da tensão de cada barra do sistema aumentar para um correspondente aumento da potência reativa injetada, o sistema é considerado estável quanto às tensões (sensibilidade positiva); caso contrário, diz-se que o sistema está em processo de instabilidade de tensão (sensibilidade negativa) (MANZONI, 2005).

A instabilidade de tensão está normalmente associada a sistemas com carregamento elevado ou com fraco suporte de reativos. Nestes casos, os principais fatores que contribuem para um eventual colapso de tensão são: fluxo de potência reativa na rede, atuação dos limitadores de potência reativa dos geradores, características da carga, características dos dispositivos de compensação reativa, e a ação de dispositivos de controle de tensão como os LTCs (transformadores com comutação sob carga) (MANZONI, 2005).

3.2.1 – Conceitos Básicos

A intensificação de estudos na área de estabilidade promoveu o surgimento de uma série de conceitos para descrever determinados comportamentos envolvendo fenômenos dinâmicos, como os citados a seguir:

Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência: Propriedade que permite a um sistema de energia elétrica permanecer em equilíbrio quando submetido a condições normais de operação, ou de alcançar um estado de equilíbrio aceitável após ter sido submetido a um distúrbio. Tradicionalmente, o problema da estabilidade de sistemas elétricos tem sido associado à estabilidade angular do rotor; no entanto, instabilidades em sistemas elétricos podem se manifestar de diferentes formas, dependendo da configuração do sistema, da sua condição de operação e do tipo de distúrbio (MANZONI, 2005).

Estabilidade Angular do Rotor: Habilidade das máquinas síncronas de um sistema elétrico, de permanecerem em sincronismo sob condições normais de operação e de retornarem a um ponto de equilíbrio aceitável após terem sido submetidas a um distúrbio. A análise da estabilidade angular do rotor envolve o estudo das oscilações eletromecânicas das máquinas síncronas, onde a questão fundamental é a maneira pela qual essas máquinas mantêm o balanço de potência quando acontecem variações nos torques e surgem oscilações nos rotores. Conforme a natureza do fenômeno, a estabilidade angular pode ser dividida em duas categorias: estabilidade de pequenos-sinais (ou pequenas perturbações), relacionada a pequenos distúrbios como, por exemplo, um aumento gradual da carga; e estabilidade transitória, relacionada a grandes perturbações como um curto-circuito (MANZONI, 2005).

Estabilidade de Tensão: Habilidade de um sistema elétrico de manter as tensões de operação de todas as barras do sistema em níveis aceitáveis, quando submetido a condições normais de operação e de retornar a um ponto de equilíbrio aceitável após ter sido submetido a um distúrbio. Um sistema entra em estado de instabilidade de tensão quando um distúrbio ou mudanças nas condições de operação do sistema causam uma progressiva e descontrolada queda de tensão. A principal causa associada a esta condição de operação é a incapacidade do sistema em manter um balanço de potência reativa adequado para a condição de operação a que está submetido (MANZONI, 2005).

Estabilidade de Tensão a Grandes Perturbações: Constitui-se na habilidade do sistema em manter tensões de operação aceitáveis após a ocorrência de um grande distúrbio, tal como um curto-circuito ou abertura de uma linha de transmissão. A ocorrência deste fenômeno deve-se às características da carga e à interação entre os dispositivos de controle e proteção do sistema elétrico. A resposta do sistema irá envolver uma grande excursão das tensões. A estabilidade de tensão a grandes perturbações requer o exame do comportamento dinâmico não-linear do

sistema em um período de tempo suficiente para considerar a interação dos dispositivos que exercem influência sobre este tipo de fenômeno (MANZONI, 2005).

Estabilidade de Tensão a Pequenas Perturbações: É a habilidade do sistema em controlar a tensão seguindo um pequeno distúrbio, tal como um aumento gradual de carga, de tal forma que as tensões retornem ao ponto de equilíbrio inicial ou próximo do ponto de operação pré-distúrbio. A ocorrência deste fenômeno deve-se às características dinâmicas do sistema, tal como o comportamento e restauração da carga, e ações de controle discretas e contínuas quando submetidos a pequenos distúrbios em um dado instante de tempo. As perturbações são suficientemente pequenas para permitir a análise pela linearização das equações dinâmicas em torno de um ponto de operação (MANZONI, 2005).

Colapso de Tensão: É o processo que se segue a uma instabilidade de tensão, sendo que um sistema de potência sofrerá colapso se a tensão de equilíbrio pós-distúrbio próxima às cargas estiver abaixo de um valor aceitável de operação. Geralmente este processo é composto de uma série de eventos. O colapso de tensão pode atingir todo o sistema (blecaute) ou somente uma área (MANZONI, 2005).

3.2.2 – Classificação de Estabilidade de Tensão

Como visto no item anterior, a estabilidade de tensão é classificada em duas categorias, que correspondem à estabilidade de tensão a grandes perturbações e estabilidade de tensão a pequenas perturbações (KUNDUR, 1994).

O estudo de estabilidade de tensão a grandes distúrbios pode ser realizado usando a análise dinâmica não-linear, na qual as simulações são no domínio do tempo, incluindo modelagem específica. Enquanto que, o outro tipo de estabilidade, pode ser estudado com aproximações em regime permanente, que usam a linearização das equações do sistema dinâmico para um dado ponto de operação.

Nesta dissertação, adotou-se o estudo da estabilidade de tensão a grandes distúrbios usando a análise dinâmica.

3.2.2.1 – Análise Dinâmica Aplicada a Estudos de Estabilidade de Tensão

A análise dinâmica é muito útil para estudos de situações específicas de colapso de tensão, coordenação de proteção, e testes de medidas mitigadoras. As simulações dinâmicas

também examinam se e como o ponto de equilíbrio em regime permanente será alcançado (KUNDUR, 1994; MANZONI, 2005).

A estrutura geral do modelo dinâmico do sistema para a análise de estabilidade de tensão é similar à análise de estabilidade transitória (KUNDUR, 1994). O conjunto das equações diferenciais pode ser expresso na forma geral da equação 3.1:

$$\dot{x} = f(x, V) \quad (3.1)$$

e o conjunto das equações algébricas, na forma da equação 3.2:

$$I(x, V) = Y_N \cdot V \quad (3.2)$$

para um conjunto de equações iniciais conhecidas (x_0, V_0) , onde:

x = vetor de estados do sistema;

V = vetor das tensões de barra;

I = vetor de injeção de corrente;

Y_N = matriz de admitâncias nodais da rede.

Os elementos de Y_N variam em função das tensões das barras e do tempo, desde que seja incluída a representação do transformador de mudança de *tap* e de controles de ângulo de mudança de *tap*. O vetor de injeção de corrente I está em função dos estados do sistema x e do vetor das tensões de barras V , representando as condições de limite nos terminais de vários dispositivos, como unidades de geração, cargas estáticas não-lineares, motores, SVSs, entre outros (KUNDUR, 1994).

As equações 3.1 e 3.2 podem ser resolvidas no domínio do tempo, usando qualquer método de integração numérica e métodos de análise de fluxo de carga, os quais são vistos no capítulo 4.

O método baseado na análise dinâmica é capaz de identificar um conjunto maior de fenômenos ocorridos no sistema como, por exemplo, colapso de tensão ou a instabilidade oscilatória (MANZONI, 2005). Este método fornece a resposta mais exata para o comportamento dinâmico do sistema, sendo utilizado em estudos detalhados dos fenômenos dinâmicos envolvidos.

3.3 – Modelos Dinâmicos dos Componentes

Os componentes de um sistema eólico devem operar em harmonia com o objetivo de obter um maior rendimento final. Para este capítulo da dissertação, que trata da estabilidade de tensão através da análise dinâmica, faz-se necessária a abordagem dos modelos dinâmicos dos componentes, os quais são apresentados a seguir.

3.3.1 – Máquina Síncrona

A máquina síncrona apresenta duas partes básicas, representadas pelo enrolamento de campo, localizado no rotor, e sobre o qual atua o sistema de excitação, e pelo enrolamento de armadura, localizado no estator.

Em regime permanente, a máquina síncrona opera à velocidade constante síncrona, sendo esta velocidade proporcional à frequência das correntes que circulam pelos enrolamentos da armadura. Os rotores associados às máquinas síncronas podem ser do tipo cilíndrico, para operações de alta velocidade de rotação (térmicas), ou de pólos salientes, utilizados em máquinas de baixas velocidades (hidráulicas, eólicas).

No desenvolvimento do modelo matemático da máquina síncrona, algumas simplificações são consideradas, como a desconsideração da variação do fluxo magnético concatenado com o estator do gerador (componentes CC). Entretanto, considera-se apenas o transitório do rotor, que é necessário para a integração do gerador à rede.

A representação da máquina síncrona é feita através do modelo 1 (ARRILLAGA *et al.*, 1984), que considera os efeitos subtransitórios dos eixos d e q da máquina e requer o uso de três equações diferenciais para tensão, além das equações diferenciais de velocidade e ângulo. No modelo apresentado, estão sendo considerados três enrolamentos relacionados ao circuito do rotor, sendo um enrolamento de campo e um enrolamento amortecedor associados ao eixo direto (eixo d), de modo a considerar os efeitos transitórios e subtransitórios, respectivamente, sobre esse eixo. Em relação ao eixo em quadratura (eixo q) no rotor, é considerado um enrolamento amortecedor representando os fenômenos subtransitórios sobre esse eixo.

As equações algébricas, em p. u., associadas ao estator do gerador síncrono podem ser escritas como:

$$V_d = V_d'' - r_s I_d + X_q'' I_q \quad (3.3)$$

$$V_q = V_q'' - r_s I_q - X_d'' I_d \quad (3.4)$$

As equações diferenciais em p.u., representando a dinâmica do rotor, são dadas por:

$$\frac{dV_d''}{dt} = -\frac{1}{T_{qo}''} \left[V_d'' - (X_q'' - X_q'') I_q \right] \quad (3.5)$$

$$\frac{dV_q'}{dt} = -\frac{1}{T_{do}'} \left[E_{fd} - \frac{X_d - X_d''}{X_d' - X_d''} V_q' + \frac{X_d - X_d'}{X_d' - X_d''} V_q'' \right] \quad (3.6)$$

$$\frac{dV_q''}{dt} = -\frac{1}{T_{do}''} \left[V_q'' - V_q' + (X_d' - X_d'') I_d \right] \quad (3.7)$$

A equação em p. u. do torque eletromagnético produzido pelo gerador síncrono é:

$$T_E = V_d'' I_d + V_q'' I_q - (X_d'' - X_q'') I_d I_q \quad (3.8)$$

sendo:

V_d, V_q – tensões, respectivamente nos eixos d e q para o gerador síncrono ($p.u.$);

I_d, I_q – correntes da máquina, respectivamente nos eixos d e q ($p.u.$);

X_d, X_q – reatâncias ($p.u.$) do gerador síncrono, associadas aos eixos direto e em quadratura;

X_d', X_q' – reatâncias transitórias do gerador síncrono, associadas aos eixos direto e em quadratura;

X_d'', X_q'' – reatâncias subtransitórias ($p.u.$) do gerador síncrono, associadas aos eixos direto e em quadratura;

r_s – resistência de estator do gerador síncrono ($p.u.$);

\bar{E}_{fd} – tensão de campo do gerador síncrono ($p.u.$);

V_d'', V_q'' – componentes de tensão atrás das reatâncias subtransitórias da máquina síncrona.

V_d' – tensão atrás da reatância transitória X_d' da máquina síncrona ($p.u.$);

T_{do}' – constante de tempo transitória de circuito aberto para o eixo direto (s);

T_{qo}'' – constante de tempo subtransitória de circuito aberto da máquina síncrona no eixo em quadratura (s).

3.3.2 – Máquina Primária

As máquinas primárias de um sistema elétrico convertem formas primárias de energia, como a energia cinética das águas, no caso de turbinas hidráulicas, ou a energia térmica, no

caso de máquinas térmicas, em energia mecânica, que por sua vez, é convertida pelos geradores em energia elétrica.

Nas referências KUNDUR (1994); ANDERSON & FOUAD (1977); e ARRILLAGA, (1984) são apresentados vários modelos de máquinas primárias hidráulicas e térmicas, envolvendo parâmetros muitas vezes não disponíveis. Deste modo, um modelo simplificado de primeira ordem, com um ganho e uma constante de tempo de atraso, pode ser utilizado sem grandes perdas na precisão dos estudos realizados para efeito de integração da máquina primária com o gerador síncrono no sistema elétrico de potência (KARINIOTAKIS & STAVRAKAKIS, 1995a).

3.3.3 – Regulador de Velocidade

Os reguladores de velocidade presentes no sistema convencional são responsáveis pelo controle automático de velocidade da máquina síncrona, exercendo um controle sobre o torque mecânico disponibilizado ao gerador síncrono pela máquina primária, possibilitando assim o controle da frequência terminal do gerador.

Os modelos propostos para representação dos reguladores são basicamente compostos por um sensor de velocidade, um mecanismo de amplificação e controle, que pode ser mecânico ou elétrico, e um servomotor hidráulico, (ARRILLAGA *et al.*, 1984; MANZONI, 1996). O tipo de mecanismo dos elementos de amplificação/controle e do servomotor definem o controle do regulador, se mecânico-hidráulico ou eletro-hidráulico. Neste trabalho, adota-se o modelo do IEEE, com queda de velocidade, definido pelo IEEE Committee Report, (1973) e ressaltado por DE MELLO *et al.* (1991) e SAADAT (1999) para representação do regulador de velocidade.

3.3.4 – Regulador de Tensão

Os reguladores de tensão acoplados ao sistema convencional têm como objetivo principal controlar a tensão na saída da máquina síncrona. Vários modelos matemáticos usados para representar os reguladores de tensão foram desenvolvidos, e podem ser encontrados em ANDERSON & FOUAD (1977); ARRILLAGA, (1984); e KUNDUR (1994). Neste trabalho, adota-se o modelo IEEE tipo 1 utilizado em ANDERSON & FOUAD (1995).

3.3.5 – Sistema de Excitação

O sistema de excitação está diretamente relacionado ao regulador de tensão, tendo como objetivo básico o fornecimento da corrente de campo necessária à máquina síncrona,

para manter a tensão terminal e o fluxo de potência reativa em valores adequados na sua saída. Uma característica importante de um sistema de excitação é que ele deve responder rapidamente a desvios de tensão, tanto em operação normal, quanto no caso de contingências. Em sistemas elétricos de geração eólica com gerador assíncrono com rotor em gaiola, grande parte do reativo consumido por esses geradores é proveniente dos sistemas de excitação síncronos.

Nos estudos de estabilidade dinâmica do sistema elétrico são adotados, por simplicidade e praticidade, modelos reduzidos associados ao sistema de excitação da máquina síncrona.

3.3.6 – Linha de Transmissão

A função principal das linhas de transmissão é transportar a potência requerida pela carga a partir das unidades geradoras. No seu modelo matemático em estudos de estabilidade transitória, normalmente são desprezados os transitórios associados a essas linhas, pois apresentam um decaimento muito rápido, bem como os transitórios associados com os circuitos de estator das máquinas elétricas, a fim de deixar o modelo completo do sistema consistente (ANDERSON, 1977; KUNDUR, 1994).

Assim, a linha de transmissão pode ser representada pelo modelo π equivalente, no qual os parâmetros de resistência, indutância e capacitância podem ser considerados como concentrados, bastando para isto multiplicar os valores distribuídos pelo comprimento da linha.

3.3.7 – Carga

O modelo ideal para as cargas é muito complexo, devido à grande quantidade de tipos de cargas presentes em um sistema elétrico. Deste modo, várias simplificações são adotadas na modelagem das cargas elétricas, a fim de que o total de cargas em um sistema elétrico possa ser modelado como uma impedância constante equivalente $Z_L = R_L + jX_L$, o qual foi considerado nas simulações deste trabalho. Outros modelos estáticos e dinâmicos de carga podem ser vistos na referência KUNDUR (1994).

Pode-se também introduzir na análise modelos dinâmicos dos motores de indução, os quais são cargas bastante comuns nos sistemas elétricos. Esses motores podem ser agregados em grupos, dependendo da potência dos mesmos. Cada grupo é modelado por um equivalente, a partir das equações diferenciais da máquina de indução descritas em NUNES (2003).

3.3.8 – Banco de Capacitores

Sabe-se que as máquinas de indução absorvem potência reativa para sua excitação; assim, os bancos de capacitores são responsáveis pela manutenção da potência reativa em níveis aceitáveis e regulação do fator de potência próximo aos geradores eólicos. Com isso, eles desempenham uma importante função quando conectados aos barramentos dos geradores assíncronos com rotor em gaiola, principalmente nos sistemas de energia elétrica com grande parcela de geração eólica em esquemas de velocidade fixa.

Nas simulações dinâmicas, os bancos de capacitores podem ser expressos como susceptâncias capacitivas. Os transitórios provenientes da interconexão dos bancos à rede são desprezados por serem considerados muito rápidos em comparação à escala de tempo do fenômeno de estabilidade dinâmica examinado (KARINIOTAKIS & STAVRAKAKIS, 1995a).

3.3.9 - Sistemas Eólicos de Velocidade Fixa

Os sistemas eólicos de velocidade fixa são caracterizados pela velocidade do eixo do rotor da máquina ser mantida pela frequência da rede elétrica. Neste caso, o gerador é diretamente conectado à rede elétrica. O sistema é considerado rígido, pois quase não existe flexibilidade no sistema mecânico devido às características de integração do gerador elétrico na rede (ROSAS & ESTANQUEIRO, 2003).

Nesses sistemas, é comum o uso do gerador de indução com rotor em gaiola diretamente conectado à rede, (FEITOSA *et al.*, 1998), o qual demanda o uso de um sistema adicional de compensação de energia reativa, correspondendo normalmente a bancos de capacitores (ROSAS & ESTANQUEIRO, 2003). Esse gerador apresenta grande eficiência para trabalhar em condições de carregamentos variáveis, menor complexidade e custo de produção por *kW* gerado (SOUZA *et al.*, 2001; NUNES, 2003). As alterações no valor do escorregamento e , conseqüentemente na potência ativa fornecida, resultam nas pequenas variações na velocidade do gerador. Normalmente, são utilizadas máquinas de quatro e oito pólos o que corresponde a velocidades na faixa de 1800 a 900 r.p.m, acopladas através de uma caixa de engrenagens à turbina, que trabalha a uma velocidade entre 20 e 50 r.p.m (NUNES, 2003). Um dos pontos mais importantes nessa conexão é a robustez e a não emissão de componentes harmônicas de corrente, uma vez que não são utilizados conversores estáticos (ROSAS & ESTANQUEIRO, 2003). Por outro lado, podem ocorrer problemas sérios de *flicker* nas grandes integrações baseadas nesta tecnologia (SILVA, 1988).

Nesses esquemas, a eficiência aerodinâmica do rotor não pode ser maximizada em função das alterações na velocidade do vento, pois a rotação do mesmo é mantida pela rede. A velocidade fixa ocasiona problemas sérios de vibração no eixo do rotor, o que é comentado em vários artigos como em PPATHANASSIOUS & PAPADOPOULOS (1999 e 2001). As perdas em tais sistemas dependem do projeto da turbina e das variações de vento locais. Algumas melhorias consistem no uso de turbinas de múltiplas velocidades fixas, geralmente duas, proporcionadas pela alteração no número de pólos do gerador de indução em gaiola (NUNES, 2003).

3.3.10 – Esquemas Eólicos de Velocidade Variável

Os sistemas eólicos de velocidade variável são caracterizados pelo fato da frequência elétrica da rede ser diferente (desacoplada) da frequência de rotação do rotor. Nesses sistemas os geradores são conectados à rede por um sistema de conversores (ou inversores) que são interligados ao estator e/ou ao rotor das máquinas (NUNES, 2003). Tais conversores possibilitam a operação do eixo do rotor da turbina eólica em velocidade variável.

Os sistemas de velocidade variável oferecem vantagens em relação aos de velocidade fixa como, por exemplo, proporcionar a adaptação contínua da velocidade de rotação do eixo com a velocidade do vento, de forma a maximizar a potência produzida pela planta eólica, (MULLER *et al.*, 2002). Esses sistemas apresentam como principais características em relação aos esquemas fixos o aumento da energia eólica extraída, menor variabilidade do torque mecânico, com conseqüente redução da tensão no eixo do rotor da turbina, diminuição do nível de ruído aerodinâmico, entre outras.

Outro item importante, é que tanto nas baixas quanto nas altas velocidades de vento, os esquemas eólicos de velocidade variável também possuem vantagens em relação aos esquemas fixos. Na região de baixa velocidade, o aumento no acoplamento dos sistemas variáveis obtido pelo próprio esquema de controle, que propicia com que a velocidade do rotor varie de acordo com a velocidade do vento, resulta em uma considerável redução na variação do torque. Na região de alta velocidade, as oscilações de baixas frequências, verificadas no esquema a velocidade fixa, são bastante minimizadas (NUNES, 2003).

3.3.11 – Turbina Eólica

O rotor eólico ou turbina eólica é responsável por captar a energia cinética dos ventos e transformá-la em energia mecânica de rotação necessária à operação das máquinas de indução. Este fornecimento de potência pelas turbinas é caracterizado pela potência eólica

disponível, pela curva de potência da turbina, pela robustez da máquina em responder ao regime dos ventos, e pelas características operativas do equipamento de conversão da energia eólica. A potência de saída de um sistema de conversão de energia eólica pode ser representada pela equação 3.9 (NUNES, 2003; SLOOTWEG, 2003):

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (3.9)$$

onde:

C_p – é o coeficiente de potência, que representa a eficiência aerodinâmica do rotor da turbina eólica e depende da velocidade angular do rotor eólico e da velocidade do vento;

ρ = massa específica do ar ($\cong 1.2 \text{ kg/m}^3$);

A = área varrida pelo rotor eólico (m^2);

V = velocidade média do vento (m/s).

A razão entre a potência da turbina eólica e a velocidade de rotação do eixo da turbina eólica (w) representa o torque da turbina eólica, que pode ser expresso pela equação 3.10.

$$T_{Am} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \frac{C_p}{\lambda} \cdot \pi \cdot R^3 \cdot V^2 \quad (3.10)$$

sendo:

λ - razão entre a velocidade tangencial da ponta da pá da turbina e a velocidade média do vento (*Tip-Speed Ratio*);

R - raio do rotor da turbina eólica;

V - velocidade média do vento (m/s).

O coeficiente de potência (C_p), associado ao rendimento da turbina, pode ser calculado analiticamente através de um polinômio de terceiro grau, ou por expressões mais complexas, como a apresentada a seguir (POWER, 1980; PAOR, 1982):

$$C_p = \frac{16}{27} \frac{\lambda}{\lambda + \frac{1.32 + [(\lambda - 8)/20]^2}{B}} - 0.57 \frac{\lambda^2}{\frac{L}{D} \left(\lambda + \frac{1}{2B} \right)} \quad (3.11)$$

onde:

B = número de pás da turbina;

L = força de sustentação;

D = força de arrasto.

É importante salientar que a relação (3.11) é válida somente para turbinas com números de pás iguais a 1, 2 ou 3; $4 \leq \lambda \leq 20$; e $L/D \geq 25$.

A dependência de C_p com λ define a característica aerodinâmica ou a eficiência mecânica da turbina eólica, caracterizando o seu comportamento em períodos de falta.

A partir de medições realizadas pelo fabricante, a figura 3.1 mostra a curva $C_p \times \lambda$ de uma turbina eólica de 1 MW de potência nominal, utilizada nas simulações dinâmicas desta dissertação. A energia absorvida pela turbina é influenciada significativamente pela forma desta curva, que neste caso não é tão sensível à variação de λ (NUNES *et al.*, 2002a).

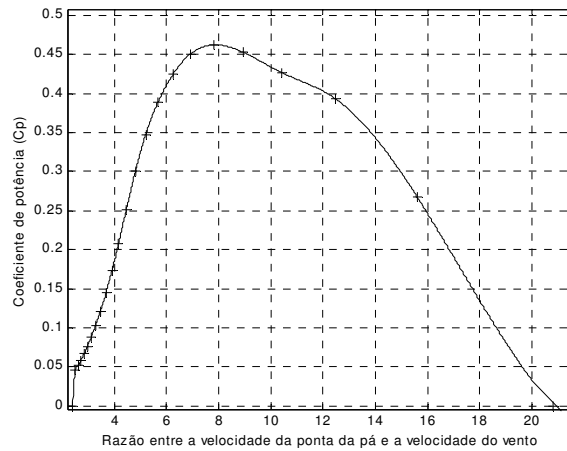


Figura 3.1 – Curva aerodinâmica de $C_p \times \lambda$ (NUNES, 2003)

Adotando-se o modelo tradicional de massa única ou massa global girante, obtém-se a equação 3.12, de balanço entre a turbina eólica e o gerador, no qual foi utilizada a nomenclatura do gerador assíncrono em gaiola.

$$\frac{d\omega_{ar}}{dt} = \frac{\omega_s}{2H_A} \left(T_{Am} - T_{AE} - \frac{D}{\omega_s} \omega_{ar} \right) \quad (3.12)$$

onde:

T_{AE} – torque eletromagnético do gerador assíncrono com rotor em gaiola (*p.u.*);

T_{Am} – torque mecânico desenvolvido pela turbina eólica (*p.u.*);

ω_{ar} – velocidade angular do rotor da máquina assíncrona com rotor em gaiola (rad. ele/s);

H_A – constante de inércia, incluindo a máquina primária e o gerador de indução - Modelo de Massa Global (s);

ω_s – velocidade angular síncrona (rad/s).

A velocidade angular mecânica (rad.mec/s) no eixo do rotor da máquina de indução é dada pela relação:

$$w_{ma} = (2 / np) \cdot w_{ar} \quad (3.13)$$

sendo np o número de pólos.

Esse modelo simplificado pode levar a resultados duvidosos quanto à margem de estabilidade transitória de tensão do sistema elétrico com inclusão das turbinas eólicas de velocidade fixa. Esse fato se deve à elasticidade mecânica no eixo que interliga a turbina ao gerador, resultado da interface com a caixa de engrenagens e que deve ser considerada na modelagem das equações de balanço para a máquina. Nos esquemas de velocidade variável, este efeito é mal refletido devido à presença dos conversores estáticos na interligação da máquina com a rede, que funcionam como um filtro, desacoplando a frequência da rede elétrica da frequência do gerador (NUNES, 2003).

As modernas turbinas eólicas utilizam dois diferentes princípios de controle aerodinâmico para limitar a extração de potência nominal do aerogerador, os quais são chamados de controle por estol e controle de passo. No passado, a maioria dos aerogeradores usava o controle por estol simples. Atualmente, entretanto, com o aumento da potência das máquinas e da utilização de sistemas eólicos de velocidade variável, os fabricantes estão optando pelo sistema de controle de passo, que oferece maior flexibilidade na operação das turbinas eólicas (NUNES, 2003).

3.3.11.1 – Controle por Estol

O controle por estol é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas em seu ângulo de passo e não giram em torno de seu eixo longitudinal. Os sistemas eólicos de velocidade fixa normalmente adotam este tipo de controle.

As turbinas com controle por estol são mais simples do que as de controle de passo, pois não necessitam de um sistema de alteração de posição (passo) da pá.

O desempenho do coeficiente de potência só depende da relação entre a velocidade tangencial da ponta da pá da turbina e a velocidade do vento e não do ângulo de passo, como na equação 3.9; o ângulo de passo é constante, e por isso, não é incluído como uma variável na equação 3.9. Uma aproximação numérica da curva $C_p(\lambda)$ é obtida através da referência SLOOTWEG (2003), que utiliza a equação 3.14.

$$C_p(\lambda) = 0.44 \left(\frac{125}{\lambda} - 6.94 \right) e^{\frac{16.5}{\lambda}} \text{ com } \lambda = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} + 0.002} \quad (3.14)$$

Conforme SLOOTWEG (2003), é necessário calcular o valor dos coeficientes para o modelo do rotor de uma turbina eólica de velocidade fixa com controle por estol. Para isso, o ângulo de passo θ é retirado de 3.14. Nota-se que a equação 3.14 pode ser usada para representar todas as turbinas eólicas de velocidade fixa, isto é, pequenas diferenças entre várias turbinas eólicas de fabricantes diferentes são negligenciadas.

3.3.11.2 – Controle de Passo

O controle de passo é um sistema ativo e normalmente necessita de uma informação originária do controlador do sistema eólico. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal, ou seja, as pás mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque. Esta redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes e, conseqüentemente, a extração de potência. Para todas as velocidades do vento superiores à velocidade nominal, o ângulo é escolhido de forma que a turbina produza apenas a potência nominal (NUNES, 2003).

Turbinas com controle de passo são naturalmente mais sofisticadas e complexas do que as de passo fixo, controladas por estol, pois necessitam de um sistema de variação de posição da pá.

O controle do ângulo de passo serve para controlar o valor da potência mecânica, atuando nas velocidades acima da nominal. Nessas condições, o aumento do torque eletromagnético não controla a velocidade do rotor, pois isto levaria a condições de sobrecarga no gerador e conversor.

Neste caso, o coeficiente de potência é uma função de λ e do ângulo de passo (β). Para avaliar o desempenho de C_p , é necessário o uso da teoria do elemento de pá/momentum, sendo os cálculos bastante complexos e baseados em aproximações numéricas (NUNES, 2003). A equação 3.15 é usada na aproximação das relações entre C_p , λ e β (SLOOTWEG *et al.*, 2001a):

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{-12.5}{\lambda_i}} \quad (3.15)$$

Com o valor de λ_i obtido da seguinte equação:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (3.16)$$

A partir destas equações, conclui-se que para a redução de coeficiente de potência, é necessário aumentar o ângulo de passo. A característica aerodinâmica de $C_p \times \lambda$ de uma das turbinas de 1 MW utilizadas neste trabalho para vários valores de β , é mostrada na figura 3.2 .

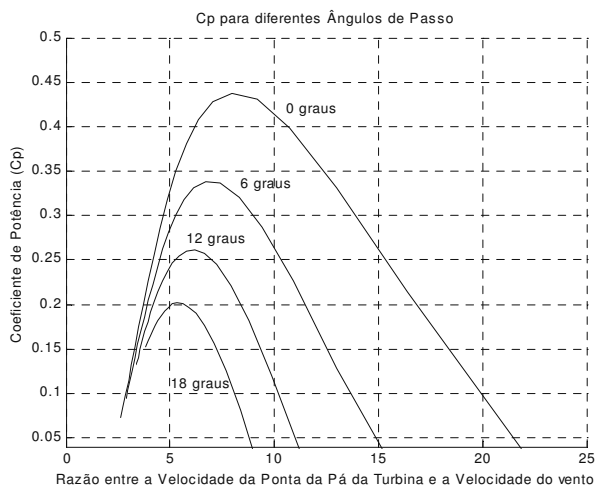


Figura 3.2- Característica aerodinâmica de $C_p \times \lambda$ para vários valores do ângulo de passo (NUNES, 2003).

A potência mecânica extraída do vento pode ser calculada pela equação (3.17), utilizando os valores atualizados da velocidade do vento e do eixo do rotor (SLOOTWEG, 2003):

$$P_v = \frac{\rho}{2} \cdot C_p(\beta, \lambda) \cdot A_r \cdot U_v^3 \quad (3.17)$$

Onde:

A_r = Área do rotor da Turbina (m^2),

U_v = Velocidade média do vento (m/s).

No caso dos sistemas eólicos de velocidade variável onde a velocidade angular do eixo não é fixa, o uso destas equações não determina completamente o controle, o que leva a uma indeterminação no valor de λ . Para integrar λ nas equações (3.15) a (3.17) deve-se utilizar a característica de controle da potência x velocidade em *rpm*, exposta anteriormente.

As equações usadas neste trabalho para descrever o esquema de controle do ângulo de passo são (NUNES, 2003):

$$\beta_{ref} = K_g \frac{\omega_{ar} - \omega_{ref}}{\omega_{ref} T_w} \quad (3.18)$$

$$\frac{d\beta}{dt} = \frac{-\beta + \beta_{ref}}{T_w} \quad (3.19)$$

O diagrama de blocos representando o controle de passo pode ser visto na figura 3.3:

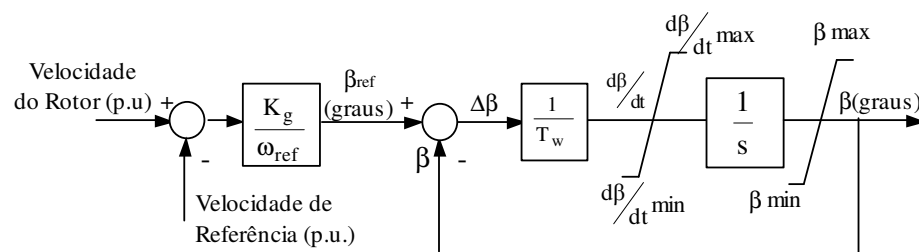


Figura 3.3 – Regulação do ângulo de passo (NUNES, 2003)

sendo ω_{ref} a velocidade de referência.

O ângulo de passo é modificado dentro de uma determinada taxa de variação que depende da potência da turbina e do equipamento utilizado para abertura do ângulo da pá (sistema de controle, servomotor, etc.). Valores típicos encontram-se na faixa de 3 a 5 graus/s (NUNES, 2003).

3.3.12 – Aerogerador

Este componente é responsável por transformar a energia mecânica das turbinas (rotores) em energia elétrica. A integração de geradores a sistemas de conversão eólica constitui-se em alguns casos em um problema tecnológico, que depende do esquema adotado ser de velocidade fixa ou variável, envolvendo principalmente os seguintes aspectos:

- Variações na velocidade do vento (extensa faixa de rotações por minuto para a geração);
- Variações do torque mecânico de entrada na turbina (uma vez que variações na velocidade do vento induzem variações de potência disponível no eixo);
- Exigência de frequência e tensão constantes na energia final produzida;
- Facilidade de instalação, operação e manutenção, devido ao isolamento geográfico de tais sistemas, sobretudo em casos de pequena escala de produção em redes elétricas isoladas; em outras palavras, necessitam ter alta confiabilidade;
- Rede elétrica fraca com limitações na transmissão de potência, ou sistemas fortes com reservas de potência reativa.

Assim, dependendo da configuração do sistema eólico adotado, que pode ser de velocidade fixa ou variável, vale destacar quatro tipos de geradores, que são: as máquinas de indução de rotor em gaiola; os geradores assíncronos duplamente excitados; as máquinas síncronas a magneto permanente; e finalmente os geradores síncronos de rotor bobinado. Nesta dissertação são abordadas somente as máquinas de indução de rotor em gaiola, que são usadas em sistemas eólicos de velocidade fixa, e as máquinas assíncronas duplamente excitadas, as quais estão presentes nos sistemas eólicos de velocidade variável.

3.3.12.1 – Impacto dos Geradores de Indução na Estabilidade de Tensão da Rede Elétrica

Nesta dissertação adota-se o propósito de avaliar a estabilidade de tensão de sistemas eólicos inseridos em redes elétricas convencionais. Os aerogeradores são constituídos por turbinas eólicas e geradores de indução. O gerador de indução é basicamente um motor de indução com um torque mecânico aplicado ao seu eixo e, como tal, um consumidor de potência reativa (ROSAS, 2003), o que influencia bastante na estabilidade de tensão do sistema.

O gerador de indução, ao contrário do gerador síncrono, não pode gerar tensão terminal isoladamente, uma vez que o mesmo não possui uma fonte própria de potência reativa para a geração do campo eletromagnético. Portanto, quando o gerador assíncrono é conectado à rede, existe um transitório magnético inicial propiciado pela corrente de “inrush”, similar ao que ocorre quando um transformador é energizado, seguido por uma transferência de potência ativa e reativa com a rede, (NUNES *et al.*, 2003).

Em qualquer ponto de operação, o gerador de indução em gaiola utiliza potência reativa da rede elétrica. Como pode ser verificado pela figura 3.4, tanto no ponto de operação B, que representa o gerador de indução gerando potência ativa, quanto no ponto de operação A, quando o gerador não gera potência ativa, há a utilização de potência reativa. Pode ser verificado também pela figura 3.4 que, com o aumento da potência ativa gerada pelo gerador de indução, há também o aumento da demanda de potência reativa.

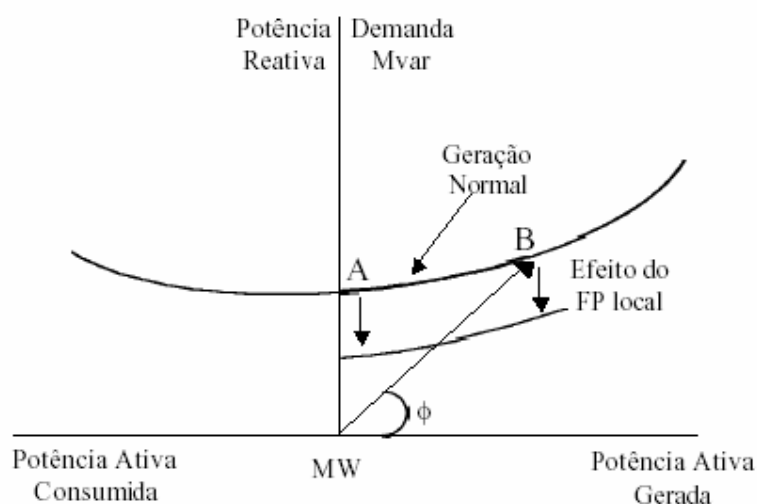


Figura 3.4 – Gráfico de Operação do Gerador Assíncrono

Então, para melhorar o fator de potência da máquina é comum fazer uso de banco de capacitores junto aos terminais do gerador, deslocando para baixo ao longo do eixo y a posição da curva da máquina assíncrona vista pela rede elétrica, o que significa uma redução na demanda de potência reativa proveniente da rede. Os bancos de capacitores também possuem a função de compensar parte da demanda de potência da máquina. Na medida em que o gerador começa a injetar potência ativa na rede, este também necessita de uma demanda adicional de potência reativa, a qual é suprida pelos geradores síncronos da própria rede (NUNES, 2003).

A adição do banco de capacitores a um gerador assíncrono de 1 MW acarreta em um deslocamento para baixo do diagrama circular da máquina, como mostra a figura 3.5, significando uma redução na demanda de potência reativa proveniente da rede para condições de menores carregamentos. Entretanto, com o aumento da geração de potência ativa acima de 1 p.u., há também o aumento na demanda de potência reativa quando comparada ao caso da figura 3.4.

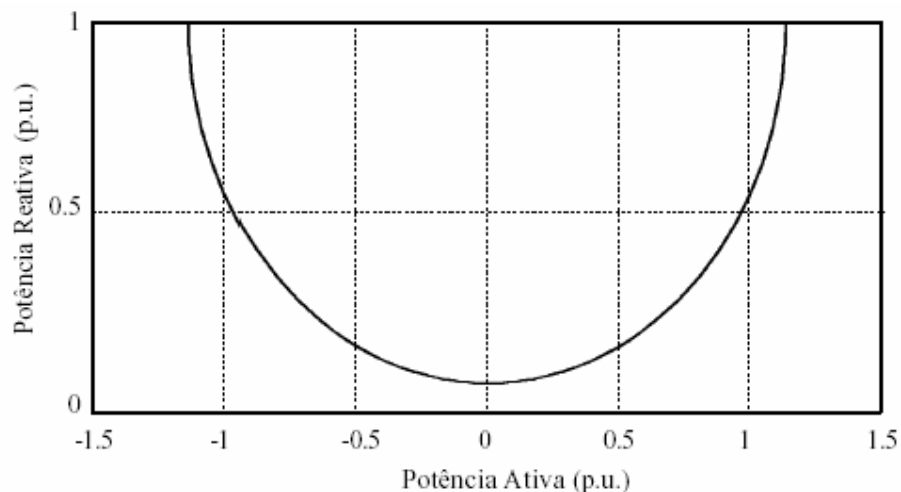


Figura 3.5 – Parte do diagrama circular da máquina de indução de 1 MW com adição do banco de capacitores.

No caso de gerador de indução, quando o torque máximo é ultrapassado, a demanda de potência reativa solicitada da rede cresce bastante, o que pode levar a uma condição de colapso de tensão. Para parques eólicos que adotam os sistemas de velocidade fixa com geradores assíncronos em gaiola ligados diretamente em redes elétricas fracas, a demanda de potência reativa por parte da máquina pode levar a instabilidade de tensão do sistema.

A operação dos geradores de indução durante os distúrbios da rede elétrica pode ser justificada pela baixa impedância apresentada por essas máquinas diante de tensões desbalanceadas, gerando elevadas correntes. Quando o gerador está operando próximo à condição nominal, o escorregamento tende a zero, e a resistência efetiva se reduz à metade, elevando o nível de corrente no rotor da máquina. Este fenômeno é mais comum em redes de distribuição rurais, devido à interligação direta da máquina na rede e à conexão de cargas monofásicas.

Em redes de distribuição urbanas, este efeito é consideravelmente reduzido, pois a máquina é conectada em subestações através de transformadores de alta tensão, e o

desbalanceamento da carga é menos pronunciado. A falta trifásica, que corresponde à mais severa, interrompe o suprimento de potência reativa necessária para a manutenção da excitação do gerador assíncrono, não havendo, em consequência, nenhuma contribuição do mesmo para a corrente de falta simétrica.

Como o valor da corrente de falta proveniente do gerador assíncrono é limitado, dependendo do nível de excitação da máquina, e tem um decaimento muito rápido, geralmente o valor necessário para ativar a operação dos sistemas de proteção não é alcançado. Portanto, quando a falta ocorre no sistema de distribuição conectado a este tipo de gerador, a corrente utilizada para operação da proteção por sobrecorrente advém das fontes de geração síncrona da rede. Essa operação isola o gerador assíncrono do restante do sistema elétrico e, conseqüentemente, os relés de sobre-frequência, subtensão ou sobre-velocidade são ativados para retirada definitiva da máquina de indução da rede, uma vez que esta não possui capacidade de alimentar a corrente de falta (NUNES, 2003).

Se a coordenação da proteção não atuar adequadamente e a máquina de indução de rotor em gaiola permanecer na rede durante um distúrbio, como um curto-circuito, a demanda de potência reativa pode atingir valores excessivos, devido ao crescimento do escorregamento. Esta potência reativa será fornecida pela rede, o que pode resultar em uma considerável queda de tensão no sistema de distribuição, conduzindo-o a uma situação de colapso de tensão.

Uma solução técnica economicamente viável para este problema é a utilização de geradores de indução duplamente excitados, podendo melhorar bastante a resposta dinâmica do sistema eólico, fornecendo uma maior controlabilidade à máquina, tanto em relação à potência reativa quanto à ativa, diante de distúrbios transitórios na rede elétrica, evitando assim que o sistema seja conduzido à situação de colapso de tensão. A possibilidade de controle da potência reativa a partir das correntes injetadas no rotor da máquina pelos conversores possibilita ao gerador a redução na demanda de reativos provenientes da rede, contribuindo assim para a estabilidade global do sistema elétrico (NUNES *et al.*,2003a).

Assim, esta dissertação tem como um dos enfoques principais a avaliação da estabilidade de tensão do sistema eólico frente a curto-circuitos, usando máquinas de indução em gaiola e duplamente excitada, nas concepções de velocidade fixa e variável, respectivamente. Para tal, é necessária a modelagem dinâmica destes dois tipos de máquinas de indução utilizados em sistemas eólicos.

3.3.12.2 – Gerador Assíncrono com Rotor em Gaiola

Quando acoplados aos sistemas eólicos, os geradores de indução com rotor em gaiola podem apresentar os terminais do estator interligados à rede elétrica através de um conversor estático, que propicia a operação em velocidade variável.

Uma outra tecnologia mais usual, que pode ser vista na figura 3.6, considera a ligação direta do estator da máquina na rede elétrica ou, de forma mais comum, a interligação do estator através de uma chave estática *soft-starter*, que tem como objetivo propiciar a redução da corrente de *inrush* durante a conexão da máquina à rede, por causa da grande quantidade de reativos necessários à partida do gerador assíncrono. Após a partida, é realizado um *bypass* da chave e o gerador é finalmente sincronizado à rede, permanecendo diretamente ligado à mesma com uma frequência de rotação acima da nominal. A diferença entre a velocidade do rotor e a nominal corresponde ao escorregamento da máquina, necessário a operação da mesma.

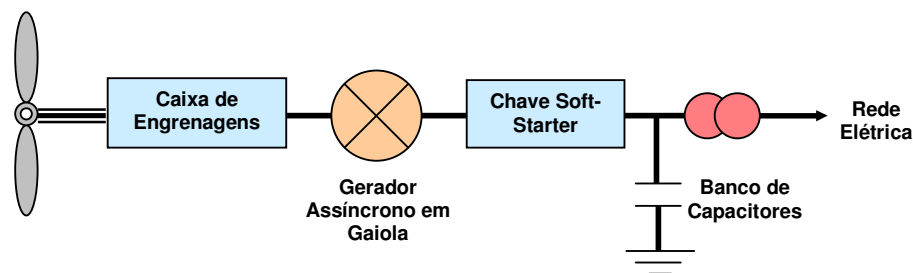


Figura 3.6 - Sistema eólico convencional com gerador assíncrono de rotor em gaiola e ligação direta à rede.

Estes sistemas possuem bancos de capacitores que, em conjunto com o magnetismo residual do rotor da máquina, são responsáveis pela auto-excitação do gerador, necessária para interligar o mesmo à rede elétrica. Para o estabelecimento do campo magnético rotativo da armadura, o gerador de indução requer potência reativa, que provém dos bancos de capacitores. Estes bancos ainda complementam o fornecimento de potência reativa proveniente dos geradores síncronos do sistema e da rede elétrica, contribuindo para a manutenção da tensão nos terminais da máquina eólica em regime permanente e para a correção do fator de potência.

A operação do gerador de indução em gaiola para estudos de estabilidade transitória pode ser descrita utilizando-se a teoria de campos eletromagnéticos girantes. Este modelo é utilizado em aplicações com turbinas eólicas, no qual usa-se a convenção de gerador,

considerando o sentido positivo das correntes e da potência ativa na direção da máquina para a rede elétrica (NUNES, 2003).

Para a modelagem do gerador de indução, foi utilizada a transformação $d-q$ de Park, com base em um eixo de referência girando à velocidade síncrona, o qual é conveniente quando se deseja incorporar as características desta máquina para estudos de estabilidade (NUNES, 2003).

Em estudos de estabilidade de tensão é comum, para a representação do gerador assíncrono em gaiola, reduzir as equações diferenciais do modelo dinâmico de quarta ordem, em função do fluxo magnético, para um modelo de segunda ordem, baseado na tensão atrás de uma reatância transitória, onde são desprezados os transitórios do estator, ignorando a componente CC da corrente transitória do gerador. Este procedimento é essencial também para compatibilizar a modelagem do gerador com a da rede elétrica (NUNES, 2003).

Nesta representação, as correntes do rotor são escritas em função das correntes de eixo direto e em quadratura do estator e dos fluxos magnéticos concatenados com o rotor. A relação entre a corrente e a tensão do estator é, assim, expressa em termos de uma tensão atrás de uma reatância transitória. Desta forma, chega-se às seguintes relações para o estator (NUNES, 2003):

$$V_{das} = V'_{da} - r_{as} i_{das} + X'_a i_{qas} \quad (3.20)$$

$$V_{qas} = V'_{qa} - r_{as} i_{qas} - X'_a i_{das} \quad (3.21)$$

onde:

V_{das} e V_{qas} - tensões do estator, respectivamente nos eixos d e q , para o gerador assíncrono com rotor em gaiola (p.u.);

V'_{da} e V'_{qa} - componentes da tensão atrás da reatância transitória (p.u.);

r_{as} - resistência do estator do gerador assíncrono (p.u.);

i_{das} e i_{qas} - correntes do estator da máquina assíncrona com rotor em gaiola, respectivamente nos eixos d e q (p.u.);

X'_a - reatância transitória de circuito aberto da máquina de indução (p.u.).

A seguir são apresentadas as equações diferenciais que descrevem a dinâmica do rotor da máquina assíncrona em p.u, em função de uma tensão atrás de uma reatância transitória:

$$\frac{dV'_{da}}{dt} = \frac{1}{T'_o} \cdot [-V'_{da} + (X_a - X'_a)i_{qas}] + s\omega_s V'_{qa} \quad (3.22)$$

$$\frac{dV'_{qa}}{dt} = \frac{1}{T'_o} \cdot [-V'_{qa} - (X_a - X'_a)i_{das}] - s\omega_s V'_{da} \quad (3.23)$$

onde:

V'_{da} e V'_{qa} - componentes da tensão atrás da reatância transitória (p.u.);

T'_o - constante de tempo transitória de circuito aberto da máquina de indução (s);

X_a - reatância de circuito aberto da máquina de indução em regime permanente (p.u.);

s - escorregamento da máquina assíncrona;

ω_s - velocidade angular síncrona (rad/s).

As componentes da tensão interna atrás da reatância transitória são definidas em função do fluxo magnético do rotor do gerador como:

$$V'_{da} = -\frac{\omega_s L_m}{L_{rr}} \Psi_{qar} \quad (3.24)$$

$$V'_{qa} = \frac{\omega_s L_m}{L_{rr}} \Psi_{dar} \quad (3.25)$$

onde:

L_m - Indutância mútua (p.u.);

L_{rr} - Indutância concatenada com o rotor (p.u.);

Ψ_{dar} e Ψ_{qar} - fluxos magnéticos nos eixos d e q do rotor para o gerador assíncrono (p.u.).

As novas reatâncias e a constante de tempo de circuito aberto são dadas por:

$$X'_a = \omega_s \left[L_{ss} - \frac{L_m^2}{L_{rr}} \right] = X_a + \frac{X_r X_m}{X_r + X_m} \quad (3.26)$$

$$X_a = \omega_s L_{ss} = X_s + X_m \quad (3.27)$$

$$T'_o = \frac{L_{rr}}{R_r} = \frac{L_r + L_m}{R_r} \quad (3.28)$$

onde:

X_s, X_r, X_m – reatâncias do estator, rotor e mútua, respectivamente (p.u.);

X_a – reatância de circuito aberto da máquina de indução em regime permanente (p.u.);

X'_a – reatância transitória de circuito aberto da máquina de indução (p.u.);

V'_{da}, V'_{qa} – componentes da tensão atrás da reatância transitória X'_{ao} (p.u.);

T'_o – constante de tempo transitória de circuito aberto da máquina de indução (s).

O torque eletromagnético em p.u. é dado por:

$$T_{AE} = V'_{da} i'_{das} + V'_{qa} i'_{qas} \quad (3.29)$$

As potências ativa, P_A , e reativa, Q_A , a tensão e a corrente são dadas pelas seguintes equações, onde * corresponde à designação de complexo conjugado:

$$P_A = \text{Re}\{V_t i_a^*\} \quad (3.30)$$

$$Q_A = \text{Im}\{V_t i_a^*\} \quad (3.31)$$

$$|\bar{V}_a| = \sqrt{V_{das}^2 + V_{qas}^2} \quad (3.32)$$

$$|\bar{i}_a| = \sqrt{i_{das}^2 + i_{qas}^2} \quad (3.33)$$

\bar{V}_a corresponde ao vetor tensão terminal da máquina assíncrona, e \bar{i}_a é o vetor corrente no estator da máquina assíncrona.

Considerando-se elevado o número de equações nos estudos dinâmicos de parques eólicos constituídos por muitas turbinas e geradores assíncronos, pode-se representar um grupo de aerogeradores com as mesmas características técnicas e submetidos a uma mesma condição de velocidade de vento por um gerador equivalente, (SLOOTWEG, *et al.*, 2002; NUNES, 2003). Os parâmetros do gerador eólico equivalente em relação a um grupo de n máquinas são dados pelas seguintes relações, sendo H_A a inércia equivalente de cada conjunto (turbina +gerador):

$$H_{An} = n \cdot H_A, \quad T'_{0n} = T'_0, \quad r_{asn} = \frac{r_{as}}{n}, \quad X_{an} = \frac{X_{a0}}{n}, \quad X'_{an} = \frac{X'_{a0}}{n} \quad (3.34)$$

A utilização da máquina equivalente possui a vantagem de simplificar o problema e proporcionar resultados mais conservadores, o que resulta em uma redução na margem da estabilidade transitória prevista para o sistema eólico. Isto ocorre em virtude desta abordagem desconsiderar os amortecimentos sobre as flutuações de tensão e potência elétrica que certamente ocorrem entre os geradores assíncronos do parque eólico (NUNES *et al.*, 2002b; AKHMATOV, 2003).

3.3.12.3 – Gerador Assíncrono Duplamente Excitado

São várias as configurações para interligação dos geradores duplamente excitados (DFIG) às turbinas eólicas, como pode ser verificado na referência NUNES (2003).

Neste trabalho é adotado o modelo *Scherbius* Estático para o DFIG, que consiste de conversores CA – CA localizados no circuito do rotor. Este modelo é indicado quando a faixa de controle de velocidade é limitada, como acontece nas turbinas eólicas, onde a velocidade varia em um intervalo entre a velocidade de partida, “*cut-in*”, até a velocidade de corte (NUNES, 2003).

Os dois desenvolvimentos mais recentes em termos de geradores de indução duplamente excitados correspondem ao esquema de acionamento *Scherbius* com uso de conversores PWM anti-paralelos bidirecionais interligados ao rotor da máquina de indução bobinada, e o sistema sem anéis e escovas. Este último ainda está em fase experimental e encontra-se com pouca aplicabilidade, devido ao aumento da complexidade, custo para produção em escala comercial, e a redução global da eficiência, devido à máquina adicional.

As desvantagens relacionadas com as escovas são superadas com a utilização de dois conversores com modulação PWM, conforme mostrado na figura 3.7, alimentados em tensão e regulados por corrente, conectados na forma anti-paralela ao circuito do rotor, e que proporcionam a operação da máquina em valores de velocidade do eixo do rotor acima e abaixo da velocidade síncrona. Uma das grandes vantagens desta configuração é a utilização de um conversor que processe somente a potência do rotor e, ao mesmo tempo, propicie a operação em velocidade variável para a máquina.

A seguir, são descritas as principais características e vantagens do esquema *Scherbius*:

- Operação abaixo, acima, e na velocidade síncrona, com o intervalo de velocidade limitado pela tensão nominal do rotor do gerador;
- Baixa distorção harmônica na forma de onda das correntes;
- Controle independente (vetorial) do torque do gerador e da excitação do rotor;

- Possibilidade do controle do ângulo entre a tensão e a corrente no conversor ligado à rede e, portanto, do fator de potência do sistema;
- Fluxo de potência bidirecional;
- Controle da potência em um intervalo limitado de variação da velocidade do eixo do rotor;
- Melhor desempenho transitório nas condições pós-falta;
- Possibilidade de recuperação da potência de escorregamento do rotor;
- Contribuição para o controle da potência reativa, quando a máquina é integrada à rede elétrica.

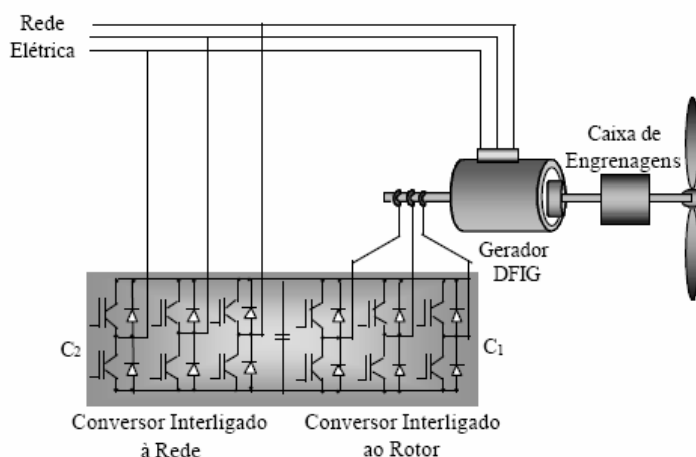


Figura 3.7 - Esquema Simplificado do Gerador de Indução Duplamente Alimentado com Acionamento Scherbius Estático - Sistema Anti-Paralelo PWM (NUNES, 2003)

Neste sistema, a potência reativa pode ser fornecida pelo estator da máquina ou pelo conversor ligado à rede. Supondo que o conversor opere com fator de potência unitário, comum em redes fracas, toda a potência reativa será direcionada pelo estator. A capacidade de controlar a corrente do rotor contribui substancialmente para a controlabilidade da turbina eólica, uma vez que, desconsiderando a resistência do estator e utilizando um sistema de coordenadas síncronas $d-q$ apropriado, pode-se demonstrar que o torque eletromagnético e a potência reativa do estator são dependentes, respectivamente, das componentes em quadratura e direta da corrente do rotor (NUNES, 2003).

Neste sistema, o conversor interligado ao gerador controla a tensão do rotor e, portanto, o torque eletromagnético da máquina e a potência reativa que o estator troca com a rede (NUNES, 2003). Durante as altas velocidades de vento, a sobrecarga nos geradores e conversores é evitada, a partir do controle do ângulo de passo.

- **Característica da Potência versus Velocidade da Turbina em rpm**

Segundo a referência NUNES (2003), foi implementado um programa de integração numérica que calcula e traça as curvas referentes à potência máxima desenvolvida por um determinado aerogerador para um intervalo de velocidades de vento, em diferentes rotações do eixo do rotor do gerador eólico, considerando um dado perfil de escoamento aerodinâmico nas pás da turbina.

Os resultados obtidos a partir do programa desenvolvido, para a turbina de 1 MW utilizada nas simulações deste trabalho, podem ser vistos na figura 3.8. Após o traçado das curvas, são calculados os pontos máximos correspondentemente a cada curva de velocidade de vento.

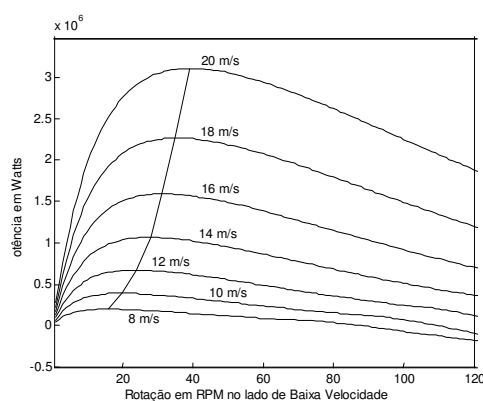


Figura 3.8 – Gráfico da rotação (rpm) x potência gerada (Watts) para a turbina de 1 MW em um intervalo de velocidades de vento entre 8 e 20 m/s (NUNES, 2003)

Normalmente, os dados da curva $C_p \times \lambda$ são obtidos experimentalmente pelos fabricantes das turbinas, sendo que os resultados dessa metodologia são apenas aproximados, pois os mesmos não levam em conta o grau de detalhamento na análise da torção do perfil aerodinâmico da pá da turbina (NUNES, 2003).

A partir do cálculo da máxima potência, obtém-se a característica de controle da velocidade, que é utilizada como base para o cálculo da corrente elétrica a ser fornecida pelo conversor estático, e necessária à geração do torque eletromagnético máximo no gerador de indução duplamente excitado (DFIG) nos esquemas eólicos de velocidade variável. Assim, a curva ótima da figura 3.8 serve como referência dinâmica para a malha de controle de velocidade do DFIG. Desta forma, faz-se uma relação entre a característica de extração da máxima potência eólica com as variáveis elétricas da máquina, princípio que deve caracterizar os sistemas eólicos de velocidade variável, aumentando sua eficiência energética em relação aos esquemas fixos.

- **Modelo Dinâmico do DFIG**

O modelo dinâmico do DFIG é representado pelas equações diferenciais para o rotor, em p.u., a seguir, na base nominal do gerador, para as tensões atrás da reatância transitória da máquina duplamente excitada. Neste modelo, os transitórios do estator são também desprezados (NUNES, 2003).

$$\frac{dV'_{da}}{dt} = \frac{1}{T'_o} \cdot [-V'_{da} + (X_a - X'_a)i_{qas}] + s\omega_s V'_{qa} - \omega_s \frac{X_m}{X_{rr}} V_{qar} \quad (3.35)$$

$$\frac{dV'_{qa}}{dt} = \frac{1}{T'_o} \cdot [-V'_{qa} - (X_a - X'_a)i_{das}] - s\omega_s V'_{da} + \omega_s \frac{X_m}{X_{rr}} V_{dar} \quad (3.36)$$

onde:

X_m e X_{rr} - reatâncias mútua e do rotor, respectivamente (p.u.)

A partir das equações do fluxo magnético concatenado com o estator, obtêm-se as seguintes expressões algébricas para as correntes no rotor:

$$i_{dar} = \left(\frac{\Psi_{das} + L_{ss}i_{das}}{L_m} \right) = \frac{V_{qas}}{\omega_s L_m} + \frac{L_{ss}}{L_m} i_{das} \quad (3.37)$$

$$i_{qar} = \left(\frac{\Psi_{qas} + L_{ss}i_{qas}}{L_m} \right) = \frac{L_{ss}}{L_m} i_{qas} \quad (3.38)$$

A equação para a corrente no eixo q do rotor é:

$$\frac{di_{qar}}{dt} = \frac{1}{(\sigma L_{rr})} (V_{qar} - r_{ar} i_{qar} - s \omega_s (L_{rr} i_{dar} - L_m i_{das})) \quad (3.39)$$

O gerador assíncrono duplamente excitado, ao contrário do gerador de indução com rotor em gaiola, pode gerar potência reativa, sendo esta fornecida pelo estator ou rotor, conforme a equação a seguir:

$$P = P_s + P_r = V_{das}i_{das} + V_{qas}i_{qas} + V_{dar}i_{dar} + V_{qar}i_{qar} \quad (3.40)$$

$$Q = V_{qas}i_{das} - V_{das}i_{qas} + V_{qar}i_{dar} - V_{dar}i_{qar} \quad (3.41)$$

onde:

P = potência ativa fornecida pelo DFIG;

Q = potência reativa fornecida ou absorvida pelo DFIG ;

P_s - potência do estator;

P_r - potência de escorregamento.

Na maior parte dos casos, a potência reativa é fornecida somente pelo estator da máquina, considerando que o conversor ligado à rede opere com fator de potência unitário, comum em redes fracas (NUNES, 2003).

O torque eletromagnético, T_e , desenvolvido pelo DFIG pode ser escrito em função dos fluxos magnéticos do rotor como:

$$T_e = \Psi_{qar}i_{dar} - \Psi_{dar}i_{qar} \quad (\text{p.u.}) \quad (3.42)$$

- **Controle Vetorial do DFIG – Conversores Modelados como Fontes de Tensão**

As técnicas de controle vetorial proporcionam o controle independente do torque e da excitação do rotor do gerador duplamente excitado pelo conversor interligado ao rotor do gerador.

Neste tipo de controle, conclui-se que o controle da tensão (ou potência reativa) é realizado pela componente do eixo d da corrente do circuito do rotor, enquanto que o controle da velocidade ou torque eletromagnético da máquina é realizado pela componente do eixo q da corrente, constituindo o princípio do controle vetorial do gerador duplamente excitado proposto, como pode ser visto na figura 3.9. O controle da corrente do rotor usa, assim, um eixo de referência orientado ao longo da posição do vetor fluxo magnético do estator, obtida a partir da corrente e tensão neste. Maiores detalhes da figura 3.9 e do controle vetorial do DFIG podem ser observados na referência NUNES (2003).

Um dos objetivos principais do controle na máquina DFIG é otimizar a eficiência no aproveitamento da energia eólica para um grande intervalo de velocidade de vento, e melhorar a resposta transitória do sistema eólico, fornecendo maior controlabilidade ao aerogerador diante os distúrbios críticos na rede, contribuindo assim para melhoria global da estabilidade do sistema elétrico (NUNES, 2003).

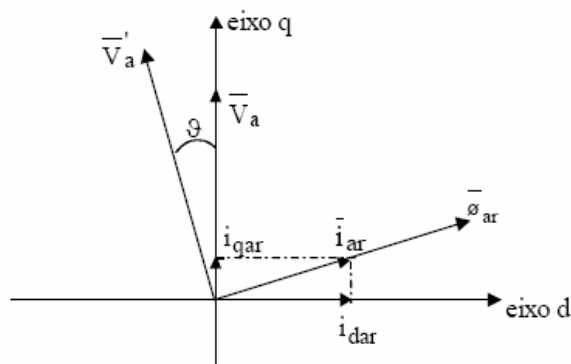


Figura 3.9 – Diagrama Vetorial do DFIG (MACHADO, 1999)

Uma importante vantagem do gerador DFIG é a possibilidade de operar com velocidades abaixo da velocidade síncrona, aproveitando a potência ativa ou de escorregamento, proveniente da rede elétrica, para o controle da velocidade da máquina. Neste caso, o conversor no lado da rede opera como um retificador, enquanto o conversor no lado do rotor funciona como um inversor. Este último controla a tensão injetada nos terminais do rotor, com os seguintes objetivos (NUNES, 2003):

- Regular a magnitude da tensão do rotor e, conseqüentemente, controlar o torque eletromagnético, o qual deve seguir a referência de velocidade proporcionada pelo sistema de controle;
- Prover o controle da potência reativa necessária para a magnetização da máquina e regulação da tensão terminal.

Esta modelagem, que considera a dinâmica do rotor, assume o conversor como sendo uma fonte de tensão controlada por corrente. Nas sub-seções que seguem, estes dois controles são apresentados.

• Controle do Torque Eletromagnético do Gerador através de Conversores Simulados como Fontes de Tensão

O objetivo do controle de velocidade é modificar o torque eletromagnético do gerador de acordo com as variações na velocidade do rotor, estabelecendo uma referência de velocidade, a qual o sistema deva seguir. O erro entre a velocidade de referência e a velocidade medida no rotor em *p.u.* determina a referência de corrente ao longo do eixo *q* (controle vetorial) a ser injetada no rotor, $i_{qar-ref}$, através de um controlador *PID*, conforme mostra a figura 3.10 (NUNES, 2003). O diagrama esquemático representativo deste controle é apresentado na figura a seguir.

Pela figura 3.10, nota-se que o erro de velocidade passa por um controle *PID*, e um bloco de primeira ordem composto de uma constante de tempo (τ_1), e um ganho (k_1). Em seguida, o erro entre a corrente de referência ao longo do eixo q ($i_{qar,ref}$), proveniente do controlador, e a corrente efetivamente calculada, ou medida, no rotor, passa por uma malha de controle *PID*, para gerar o sinal de tensão do rotor, ao longo do eixo q , o qual é realimentado para a equação diferencial 3.35, representativa do comportamento dinâmico do rotor do DFIG.

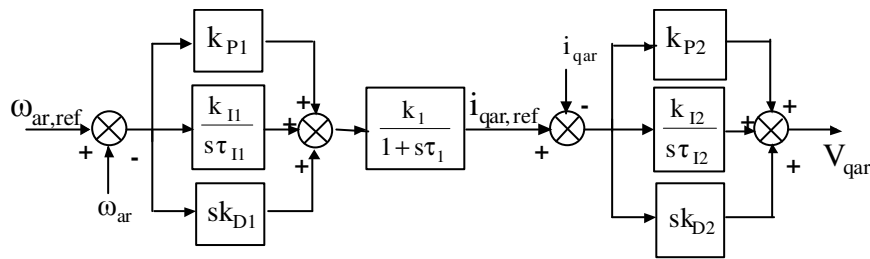


Figura 3.10 – Regulador de velocidade do DFIG – Conversores como fonte de tensão (NUNES, 2003)

- **Controle da Tensão Terminal do DFIG através de Conversores Simulados como Fontes de Tensão**

Com o aumento da parcela de integração de turbinas eólicas de velocidade variável nos sistemas elétricos de potência, torna-se importante que os geradores interligados aos sistemas eólicos auxiliem na função de regulação da tensão.

Desprezando a resistência do estator, a potência reativa gerada será uma função direta de i_{dar} , (NUNES *et al.*, 2003b), o que pode ser observado partindo-se da equação (3.41), considerando apenas a parcela da potência reativa fornecida pelo estator. Neste caso, o conversor interligado à rede funciona com fator de potência unitário, controlando somente o fluxo da potência ativa de escorregamento, como normalmente ocorre na integração de parques eólicos nas redes elétricas fracas. Neste caso, Q é expresso por:

$$Q = V_{qas}i_{das} - V_{das}i_{qas} \quad (3.43)$$

Partindo das equações do fluxo e considerando a posição do eixo d coincidente com o fluxo magnético resultante do estator ($V_{das} = 0$) no novo eixo de referência (controle vetorial), a potência reativa pode ser escrita como:

$$Q = -V_{\text{qas}} \frac{(\Psi_{\text{das}} + L_m i_{\text{dar}})}{L_{\text{ss}}} \quad (3.44)$$

Ou, de forma alternativa, fazendo as devidas substituições, ou seja, aplicando o controle vetorial e considerando assim o fluxo magnético resultante sobre o eixo d :

$$Q = -\frac{-V_{\text{qas}} L_m (i_{\text{dar,mag}} + i_{\text{dar,ge}})}{L_s + L_m} - \frac{V_{\text{qas}}^2}{\omega_s (L_s + L_m)} \quad (3.45)$$

Na equação (3.45), a componente direta da corrente no rotor está dividida em uma parcela responsável pela magnetização da máquina e outra, $i_{\text{dar,ge}}$, que determina o intercâmbio da potência reativa líquida com a rede elétrica. O valor da componente direta da corrente do rotor, necessária para sua magnetização, $i_{\text{dar,mag}}$, é obtido a partir da seguinte equação:

$$i_{\text{dar,mag}} = -\frac{V_{\text{qas}}}{\omega_s L_m} \quad (3.46)$$

Assim, quanto mais potência reativa for entregue à rede, maior será a tensão terminal. A equação (3.45) mostra que, para aumentar o valor da potência reativa gerada, o valor de $i_{\text{dar,ge}}$ deve ser reduzido; portanto, o regulador de tensão deve satisfazer às seguintes exigências:

- A potência reativa consumida pelo DFIG deve ser compensada pela corrente necessária à magnetização da máquina;
- A corrente $i_{\text{dar,ge}}$ deve ser assim ajustada pelo controle, de forma apropriada, se a tensão terminal for maior ou menor que um determinado valor de referência;

A implementação do controle da potência reativa é mostrada na figura 3.11, pela qual conclui-se que o erro da tensão terminal da máquina passa por um controlador que gera a corrente de referência ao longo do eixo d ($i_{\text{dar,ref}}$), a qual é comparada com a corrente do rotor do gerador (i_{dar}) medida ou calculada. Esta diferença é realimentada para um controlador de corrente *PID*. Finalmente, a saída deste controlador corresponde à tensão no rotor ao longo do eixo d , a qual é realimentada na equação diferencial (3.31) do gerador assíncrono duplamente excitado.

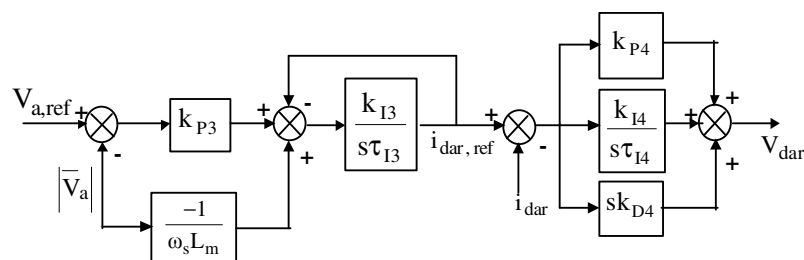


Figura 3.11 – Regulador da tensão terminal no DFIG – Conversores como fonte de tensão (NUNES, 2003)

3.4 – Considerações Finais

Neste capítulo foram abordados os principais aspectos sobre a estabilidade de tensão, no que diz respeito à análise dinâmica. A estabilidade de tensão está intimamente relacionada com a demanda de potência reativa do sistema elétrico, o que pode ser verificada através das simulações dinâmicas realizadas no capítulo 5.

Foram apresentados os principais componentes dos sistemas eólicos, bem como seus modelos dinâmicos através de equações matemáticas necessárias ao estudo de estabilidade de tensão. Em relação aos modelos dinâmicos dos componentes eólicos, verificou-se que o gerador de indução duplamente excitado (DFIG) apresenta regulador de tensão, o que resulta em uma maior estabilidade de tensão, devido ao controle de potência reativa desta máquina. Neste trabalho, enfatizaram-se os sistemas eólicos associados aos geradores de indução com rotor em gaiola e duplamente excitado nos esquemas de velocidade fixa e variável, respectivamente.

CAPÍTULO IV

IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

4.1 – Considerações Iniciais

Este capítulo trata da implementação computacional para avaliar os afundamentos e a estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência com inserção de parques eólicos. A avaliação dos afundamentos de tensão é realizada utilizando o conceito de área de vulnerabilidade, enquanto as análises de estabilidade de tensão têm como base a simulação dinâmica através de equações diferenciais.

Os modelos dos componentes do sistema para as simulações de afundamentos de tensão são representados em regime permanente por modelos de curto-circuito, que são utilizados pelo programa computacional ANAQUALI (Análise de Afundamentos de Tensão) desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica).

Os modelos dinâmicos de todos os componentes do sistema elétrico e eólico são incorporados na estrutura de simulação dinâmica, bem como a representação do sistema elétrico no espaço de estados e o cálculo da frequência nas barras da rede elétrica. As condições iniciais da rede, dos geradores síncronos e assíncronos, bem como o método de integração numérica utilizado para a solução das equações diferenciais do sistema elétrico, são abordados neste capítulo. Finalmente, é descrito o processo geral adotado para a solução das equações algébrico-diferenciais no programa de estabilidade de tensão.

4.2 – Análise de Afundamentos de Tensão através da Área de Vulnerabilidade

A análise de afundamentos de tensão tem como base o estudo de curto-circuito em sistemas elétricos, o qual é realizado através do programa computacional ANAFAS, desenvolvido pelo CEPEL. Os resultados deste estudo são verificados por um outro programa, o ANAQUALI, também desenvolvido pelo CEPEL, que faz a análise através de gráficos, incluindo os de área de vulnerabilidade.

4.2.1 – ANAFAS

O ANAFAS é uma ferramenta interativa e amigável para análise de faltas em sistemas elétricos de qualquer porte, permitindo a modelagem fiel do sistema (carregamento pré-falta, representação da capacitância das linhas e de cargas, etc.) e a simulação de diversos tipos de defeito, que podem ser compostos para a definição de faltas simultâneas.

As suas principais características funcionais são:

- ✓ Uso interativo, com interface amigável e configurável pelo usuário, baseada em *menus*, com *help* contextual *on-line* e memorização das preferências;
- ✓ Grande capacidade, permitindo a solução direta de curto-circuitos em sistemas elétricos de grande porte, aliada a alta eficiência computacional, devido ao uso intensivo de técnicas de esparsidade (matrizes e vetores esparsos), resultando em execução rápida, independentemente do porte do sistema elétrico;
- ✓ Permite modelagem mais fiel do sistema elétrico, com possibilidade de representação do carregamento pré-falta (tensão pré-falta, cargas, equipamentos em paralelo, capacitância das linhas), defasamento de transformadores, *tap* dos transformadores fora da posição nominal, etc.

4.2.1.1 – Algoritmo de Simulação

A metodologia utilizada (EL-KADY & FORD, 1983) combina a representação em coordenadas de seqüência, para o sistema balanceado, com a representação em coordenadas de fase, para a parte desbalanceada do sistema (defeito). Esta combinação permite uma representação mais precisa de faltas assimétricas simultâneas em um algoritmo de solução geral, sem comprometimento da eficiência computacional.

A rede elétrica é modelada por duas matrizes de admitâncias de barra esparsas: uma assimétrica, para a seqüência positiva, sendo a matriz de seqüência negativa transposta a esta; e uma simétrica, para a seqüência zero (ROMÉRO *et al.*, 1998).

As duas matrizes esparsas de barra possuem estrutura única e são fatoradas simultaneamente, sendo que na fatoração da assimétrica de seqüência positiva é utilizado um esquema misto, no qual os eixos simétricos são fatorados por álgebra simétrica e os assimétricos por álgebra assimétrica (ROMÉRO *et al.*, 1998).

O algoritmo geral de solução, para qualquer situação de falta, segue os seguintes passos (ROMÉRO *et al.*, 1998):

1º - Construção de equivalentes em coordenadas de seqüência referentes às barras envolvidas na falta;

2º - Alterações balanceadas nos equivalentes (criação das barras fictícias devido às aberturas e às faltas intermediárias);

3º - Construção de equivalente em coordenadas de fase contendo somente as barras afetadas pela falta;

4º - Solução do sistema equivalente em coordenadas de fase;

5° - Transformação novamente para os equivalentes em coordenadas de seqüência, obtendo injeções correspondentes às correntes de curto;

6° - Obtenção, a partir das injeções de corrente, das tensões pós-falta em todas as barras do sistema desejadas.

Os equivalentes do passo 1 do algoritmo de solução são modelados por duas matrizes cheias, de dimensões reduzidas, uma assimétrica, para a seqüência positiva, e uma simétrica, para a seqüência zero. Na construção dos equivalentes (passo 1 do algoritmo de solução) e para a obtenção das tensões pós-falta (passo 6 do algoritmo de solução), são utilizadas técnicas de vetores esparsos (ROMÉRO *et al.*, 1998), que garantem a eficiência computacional do algoritmo de solução.

Como consequência da utilização de equivalentes de dimensões reduzidas e de técnicas de esparsidade, o tempo total gasto na simulação de uma falta é quase independente do porte do sistema, dependendo basicamente do número de barras em que se deseja calcular grandezas pós-falta. As transformações de coordenadas fase-seqüência e seqüência-fase que são realizadas pelo programa seguem a equação 4.1 do Teorema de Fortescue (ROMÉRO *et al.*, 1998 ; Stevenson, 1974; KINDERMANN, 2003):

$$V_{abc} = T \cdot V_{012} \quad (4.1)$$

onde:

V_{abc} - vetor de tensões ou correntes em coordenadas de fase a, b, c, sendo $V_{abc} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$;

V_{012} - vetor de tensões ou correntes em coordenadas de seqüência zero, positiva e negativa,

respectivamente, sendo $V_{012} = \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}$;

T - matriz quadrada 3x3 conhecida como matriz transformação das componentes de seqüência

nos fasores originais do sistema desbalanceado, sendo $T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$ e $a = 1 \angle 120^\circ$.

4.2.2 – ANAQUALI

O programa computacional ANAQUALI foi desenvolvido a fim de ser usado em estudos de qualidade de tensão via afundamentos de tensão. Com ele, podem ser determinados as áreas de vulnerabilidade e o número esperado de ocorrências de afundamentos de tensão no sistema elétrico em questão, além de verificar o perfil de tensão da barra de interesse, frente a curto-circuitos que podem ocorrer nas linhas do sistema. Este programa possibilita uma avaliação criteriosa a respeito de afundamentos de tensão, podendo ser utilizado na operação e planejamento de sistemas elétricos. A sua interface computacional pode ser visualizada no ANEXO I.

4.2.2.1 – Metodologia do Programa

A metodologia baseia-se na simulação de faltas deslizantes aplicadas ao longo das linhas e barras existentes dentro de uma área de influência pré-determinada, e na monitoração das tensões (fase-neutro e/ou fase-fase) na barra de interesse, onde se deseja obter índices de qualidade. Assim, pode-se determinar as áreas da rede elétrica em que a ocorrência de faltas leva a afundamentos de tensão na barra de interesse (área de vulnerabilidade) (SCHMIDT, 2002).

A partir da frequência de ocorrência das faltas nos diversos pontos do sistema, pode-se obter o número esperado dos diversos tipos de afundamentos de tensão na barra de interesse. O programa ANAFAS, executado em *background* a partir do ANAQUALI, simula todos os curto-circuitos deslizantes necessários e fornece para o ANAQUALI as tensões na barra de interesse para todas as faltas simuladas (SCHMIDT, 2002).

4.2.2.2 – Barra de Interesse

A barra de interesse é a barra na qual é realizada a monitoração de tensão, durante as simulações de curto-circuito na área de influência. Nessa barra está conectada uma carga sensível, razão pela qual se deseja avaliar a ocorrência de afundamentos de tensão (SCHMIDT, 2002).

4.2.2.3 – Área de Influência

É a região do sistema elétrico na qual são simulados os curto-circuitos necessários para avaliar a intensidade dos afundamentos de tensão provocados ou não na barra de interesse. A área de influência é especificada através de níveis de tensão, áreas elétricas ou barras individuais (SCHMIDT, 2002).

4.2.2.4 – Faltas Deslizantes

O método para análise de faltas é o de faltas deslizantes, que consiste na divisão de uma linha de transmissão de comprimento l em duas partes d e $l-d$, sendo que no ponto em que é feita a divisão, um barramento temporário é inserido como mostrado na figura 4.1.

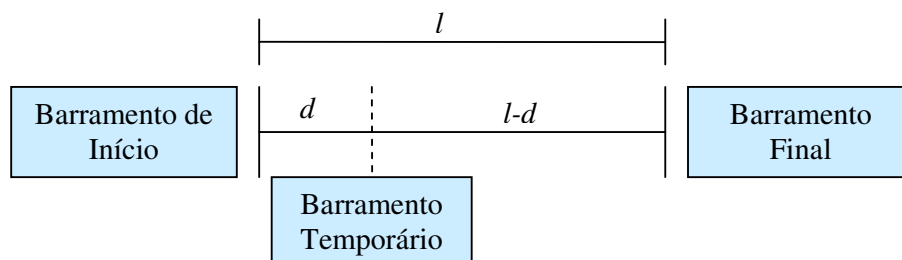


Figura 4.1 – Barramento de curto-circuito (Método da Falta Deslizante)

Um caso de curto-circuito é simulado neste barramento e, após isto, este é movido a uma distância incremental ao longo da linha e, a seguir, um novo caso de curto-circuito é simulado. Ao final do processo são simulados diversos casos de curto-circuito ao longo da linha, incluindo faltas nas barras terminais.

4.2.2.5 – Área de Vulnerabilidade

Entende-se por área de vulnerabilidade no programa ANAQUALI a região da área de influência na qual a ocorrência de faltas provoca afundamentos de tensão de determinado valor na barra de interesse (SCHMIDT, 2002), conforme descrito no subitem 2.2.6.

4.2.2.6 – Contabilização da Área de Vulnerabilidade

A contabilização da área de vulnerabilidade é feita da seguinte forma:

- ✓ Cada linha é dividida em um número fixo de segmentos, de igual comprimento, como especificado pelo usuário, cada um correspondendo a um ponto intermediário;
- ✓ Em cada linha, contabiliza-se o número de segmentos que levam a afundamentos de tensão, multiplicando-se este resultado pelo comprimento de cada segmento;
- ✓ Soma-se o resultado contabilizado para todas as linhas.

Este cálculo tem como resultado uma aproximação do valor real dos quilômetros de linha que conduzem a afundamentos de tensão na barra de interesse devido aos curto-circuitos. Entretanto, quanto maior for o número de intervalos em que as linhas são divididas, maior será a precisão do resultado.

4.2.2.7 – Dados Estatísticos

A partir dos dados estatísticos de frequência de falhas nos diversos componentes do sistema (linhas e barras), e da extensão da área de vulnerabilidade devidamente calculada, o ANAQUALI estima o número esperado de ocorrências na barra de interesse. Este número pode ser desagregado por tipo de falta, área elétrica, nível de tensão ou tipo de afundamento. Os dados estatísticos podem ser individuais de cada linha ou barra, ou típicos por nível de tensão (SCHMIDT, 2002).

A partir do item a seguir é detalhado o programa computacional utilizado para a solução do problema dinâmico de estabilidade de tensão envolvendo equações algébrico-diferenciais seguindo metodologias estabelecidas em AMORA (2000) e NUNES, *et al.*, (2003).

4.3 – Representação do Sistema Elétrico através do Modelo Multi – Máquinas

Em estudos de estabilidade transitória é necessário um modelo multi-máquinas para representar um sistema elétrico com a integração de aerogeradores à rede. Neste modelo, as equações algébricas do estator das máquinas síncronas e assíncronas, e as equações da rede são representadas de forma conjunta através de relações matriciais. A partir disto, as correntes internas das máquinas elétricas são calculadas a partir de uma simples relação matricial e inversão de uma única matriz, o que elimina uma série de cálculos, simplificando o processo de simulação computacional (NUNES, 2003).

A representação dos circuitos elétricos é feita por meio da matriz de admitâncias nodais (Y), que inclui os modelos dos diversos elementos do sistema elétrico, como linhas de transmissão, transformadores, reatores, banco de capacitores, cargas, entre outros.

A matriz Y pode ser reduzida através da Transformação de Kron, de modo que a representação da rede considera apenas as barras geradoras. Desta forma, obtém-se uma nova matriz Y_n , de dimensão $(2n \times 2n)$, sendo n a ordem do sistema reduzido.

As injeções de corrente I_n nas barras do sistema reduzido são relacionadas com os valores de tensão de barra V_n através da relação matricial 4.2, considerando o eixo de referência síncrono $D-Q$ (NUNES, 2003; AMORA, 2000):

$$I_n = Y_n V_n \quad (4.2)$$

onde:

I_n - vetor de injeção de correntes nas barras de geração;

Y_n - matriz de admitâncias nodais;

V_n - vetor das tensões nas barras de geração.

No vetor das correntes injetadas nas barras de geração $I_N = [I^1, I^2, \dots, I^n]^T$ cada valor de corrente corresponde à somatória das correntes injetadas (ou absorvidas) pelas D_k máquinas geradoras (ou motores) ligadas à barra k , conforme a seguinte relação:

$$I^k = \sum_{i=1}^{D_k} M_i^k \cdot I_i^k \quad (4.3)$$

onde:

D_k ($k=1, \dots, n$) – é o número de máquinas conectadas à barra k ;

M_i^k - é a matriz introduzida com o objetivo de considerar os sinais apropriados da corrente I_i^k da máquina i conectada na barra k de geração, sendo:

$$M_i^k = \begin{cases} J & \text{para um gerador síncrono} \\ -J & \text{para uma máquina assíncrona} \end{cases}$$

com J representando uma matriz identidade de ordem 2×2 .

As equações do estator das máquinas síncronas e assíncronas apresentadas podem ser expressas pela equação matricial 4.4 (NUNES, 2003; AMORA, 2000; MACHADO, 1999):

$$V_i^k = E_i^k - Z_i^k \cdot M_i^k \cdot I_i^k \quad (4.4)$$

onde o índice i denota a máquina conectada à barra de geração k .

Considerando um conjunto de máquinas, ou seja, uma representação pelo modelo de multi-máquinas, a equação 4.4 pode ser reescrita da seguinte forma (NUNES, 2003; AMORA, 2000; MACHADO, 1999):

$$V_{dq} = E_{dq} - Z_m \cdot M_m \cdot I_{dq} \quad (4.5)$$

com:

$$V_{dq} \stackrel{\Delta}{=} [V_1^1, \dots, V_{D1}^1, V_1^2, \dots, V_{D2}^2, \dots, V_1^n, \dots, V_{Dn}^n]^T \quad (4.6)$$

$$E_{dq} \stackrel{\Delta}{=} [E_1^1, \dots, E_{D1}^1, E_1^2, \dots, E_{D2}^2, \dots, E_1^n, \dots, E_{Dn}^n]^T \quad (4.7)$$

$$Z_m = \text{diag}[Z_1^1, \dots, Z_{D1}^1, Z_1^2, \dots, Z_{D2}^2, \dots, Z_1^n, \dots, Z_{Dn}^n] \quad (4.8)$$

$$M_m = \text{diag}[M_1^1, \dots, M_{D1}^1, M_1^2, \dots, M_{D2}^2, \dots, M_1^n, \dots, M_{Dn}^n] \quad (4.9)$$

$$I_{dq} \stackrel{\Delta}{=} [I_1^1, \dots, I_{D1}^1, I_1^2, \dots, I_{D2}^2, \dots, I_1^n, \dots, I_{Dn}^n]^T \quad (4.10)$$

Para cada elemento das matrizes, tem-se:

V_i^k e I_i^k - são os vetores das tensões terminais e correntes terminais, respectivamente, nos eixos d e q da máquina, com $V_i^k = [V_d, V_q]^T$ e $I_i^k = [I_d, I_q]^T$;

E_i^k - corresponde à tensão atrás da reatância transitória, definida como $E_i^k = [E_d^n, E_q^n]^T$ para o caso de máquina assíncrona, ou sub-transitória, definida como $E_i^k = [E_d^1, E_q^1]^T$ para o caso de máquina síncrona, para cada máquina conectada à rede.

Z_i^k - matriz de impedância representada por $Z_i^k = \begin{bmatrix} r_s & -X_q^n \\ X_d^n & r_s \end{bmatrix}$ para o caso de máquinas

síncronas, ou $Z_i^k = \begin{bmatrix} r_{as} & -X_a^1 \\ X_a^1 & r_{as} \end{bmatrix}$ para o caso de máquinas assíncronas (ou de indução).

Os termos na equação 4.4 são expressos no sistema de referência individual $d-q$ de cada máquina, tornando necessária a adoção de um sistema de referência comum, ou seja, o sistema de referência síncrono (sistema $D-Q$), que é um sistema de referência que gira à velocidade síncrona, correspondente à frequência em regime permanente da rede elétrica. Então, para expressar todos os elementos da equação (4.5) no eixo de referência comum síncrono, as seguintes transformações devem ser utilizadas:

$$I_{DQ} = T \cdot I_{dq} \quad (4.11)$$

$$E_{DQ} = T \cdot E_{dq} \quad (4.12)$$

$$V_{DQ} = T \cdot V_{dq} \quad (4.13)$$

onde T representa uma matriz de transformação dos eixos de referência d - q de cada máquina para o eixo D - Q síncrono do sistema, e que é definida por (NUNES, 2003):

$$T = \text{diag}[\text{rot}(\delta_1^1), \dots, \text{rot}(\delta_{D_1}^1), \text{rot}(\delta_1^2), \dots, \text{rot}(\delta_{D_2}^2), \dots, \text{rot}(\delta_1^N), \dots, \text{rot}(\delta_{D_N}^N)] \quad (4.14)$$

Sendo δ_i^k o ângulo da máquina i ligada à barra de geração k , e $\text{rot}(\delta)$ um operador ortogonal,

$$\text{com } \text{rot}(\delta) = \begin{bmatrix} \cos(\delta) & -\text{sen}(\delta) \\ \text{sen}(\delta) & \cos(\delta) \end{bmatrix}.$$

Essa transformação dos sistemas de referência das máquinas elétricas rotativas para um sistema comum pode ser vista na figura 4.2, onde o sistema de referência síncrono da rede é representado pelos eixos R e I , e o sistema de referência interno da máquina pelos eixos d e q . Maiores informações sobre esta transformação podem ser encontradas em MACHADO, 1999; KUNDUR, 1994; ANDERSON & FOUAD, 1977; ARRILLAGA, 1984.

No desenvolvimento do modelo multi-máquinas de um sistema elétrico de potência, pode-se introduzir uma matriz L_m de ordem $2nx2G$, para considerar a topologia das máquinas na rede, onde n é o número de barras geradoras e G o número total de máquinas rotativas na rede. Cada elemento dessa matriz representa uma submatriz de ordem $2x2$ caracterizando a topologia de somente uma máquina elétrica, sendo uma matriz identidade J de ordem $2x2$ corresponde às D_k máquinas ligadas à barra k , e uma submatriz nula também de ordem $2x2$, que corresponde às outras máquinas que não operam na barra em questão (MACHADO, 1999).

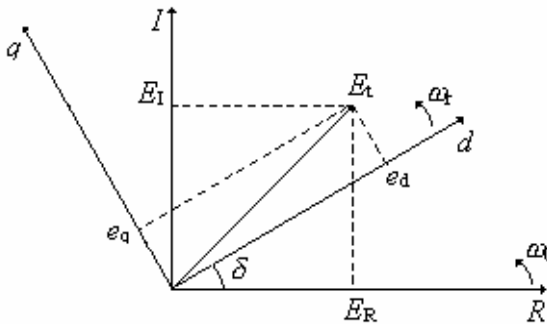


Figura 4.2 – Transformação da referência da máquina para a referência síncrona da rede

Da referência AMORA (2000), tem-se:

$$I_n = L_m \cdot M_m \cdot I_{DQ} \quad (4.15)$$

$$L_m^T \cdot V_n = V_{DQ} \quad (4.16)$$

A partir das equações (4.11), (4.15) e (4.16) é obtida a seguinte relação no eixo de referência síncrono comum do sistema:

$$I_{DQ} = [L_m^T \cdot Z_n \cdot L_m \cdot M_m]^{-1} \cdot V_{DQ} \quad (4.17)$$

sendo $Z_n = Y_n^{-1}$.

A equação 4.18 permite a determinação das correntes internas das máquinas elétricas no sistema de referência de cada máquina, como pode ser visto a seguir:

$$I_{dq} = [T^{-1} \cdot Z'_n \cdot T + Z'_m]^{-1} \cdot V_{dq} \quad (4.18)$$

com $Z'_n = L_m^T \cdot Z_n \cdot L_m \cdot M_m$ e $Z'_m = Z_m \cdot M_m$.

A relação 4.18 permite calcular as correntes internas de cada máquina conectada à rede, no eixo de referência individual das máquinas, com um mínimo de esforço computacional, com a inversão de uma única matriz, e incorpora tanto as equações da rede como as equações do estator da máquina. Deve ser lembrado que a matriz de transformação $T^1 = T^T$ e as matrizes Z'_m e Z'_n são calculadas somente uma vez no processo de integração numérica do problema.

No processo de solução das equações do modelo multi-máquinas, os valores de tensão associados a todas as barras do sistema elétrico podem ser determinados através da equação 4.19:

$$V = Y^{-1} \cdot I \quad (4.19)$$

onde:

V – vetor das tensões de barra do sistema, com $V = [V^1, \dots, V^B]^T$;

Y – representa a matriz admitância nodal do sistema elétrico completo;

I – vetor das injeções de correntes em todas as barras do sistema, com $I = [I_n, I^{B-n}, \dots, I^B]^T$,

onde B representa o número total de barras da rede completa.

Os elementos dos vetores I e V são formados por subvetores $[I_d, I_q]^T$ e $[V_d, V_q]^T$, representando, respectivamente, as componentes de eixo direto (d) e de eixo em quadratura (q) dos valores das tensões e correntes associadas a cada barra do sistema elétrico de potência. O vetor de correntes I é formado pelo vetor I_n , o qual é determinado em cada iteração durante as simulações transitórias da rede, e completado por subvetores nulos de ordem 2, associados às barras do sistema onde não existe a injeção de corrente.

4.3.1 – Representação do Sistema Elétrico no Espaço de Estados

No processo de análise de estabilidade transitória de um sistema de potência, todas as equações diferenciais associadas aos componentes deste sistema devem ser solucionadas através de métodos numéricos, dentro do intervalo de simulação.

Para um conjunto de máquinas síncronas e assíncronas operando no sistema elétrico, as equações diferenciais podem ser escritas na forma matricial, seguindo a representação do sistema por espaço de estados, conforme a equação 4.20 (NUNES, 2003):

$$\dot{x} = A \cdot x + B \cdot u \quad (4.20)$$

4.3.2 – Algoritmo de Simulação

O algoritmo de simulação usado neste trabalho para a análise da estabilidade de tensão de redes elétricas com a integração de parques eólicos pode ser visto na figura 4.3. por meio de um fluxograma.

Este algoritmo permite que sejam feitas chamadas para arquivos armazenados no computador com dados referentes aos parâmetros de um determinado sistema, e referentes ao cálculo das condições iniciais para os elementos da rede podem ser chamados por este algoritmo. As rotinas computacionais implementadas permitem que os parâmetros das máquinas rotativas do sistema elétrico, depois de carregadas na memória do computador, possam ser alterados pelo usuário dentro da própria estrutura do programa de simulação. Efetuadas as simulações, os resultados podem ser armazenados através de arquivos de saída, para posterior recuperação, ou ser apresentados graficamente a partir do próprio algoritmo.

A seguir são abordados os principais tópicos relacionados com as rotinas computacionais deste algoritmo de simulação.

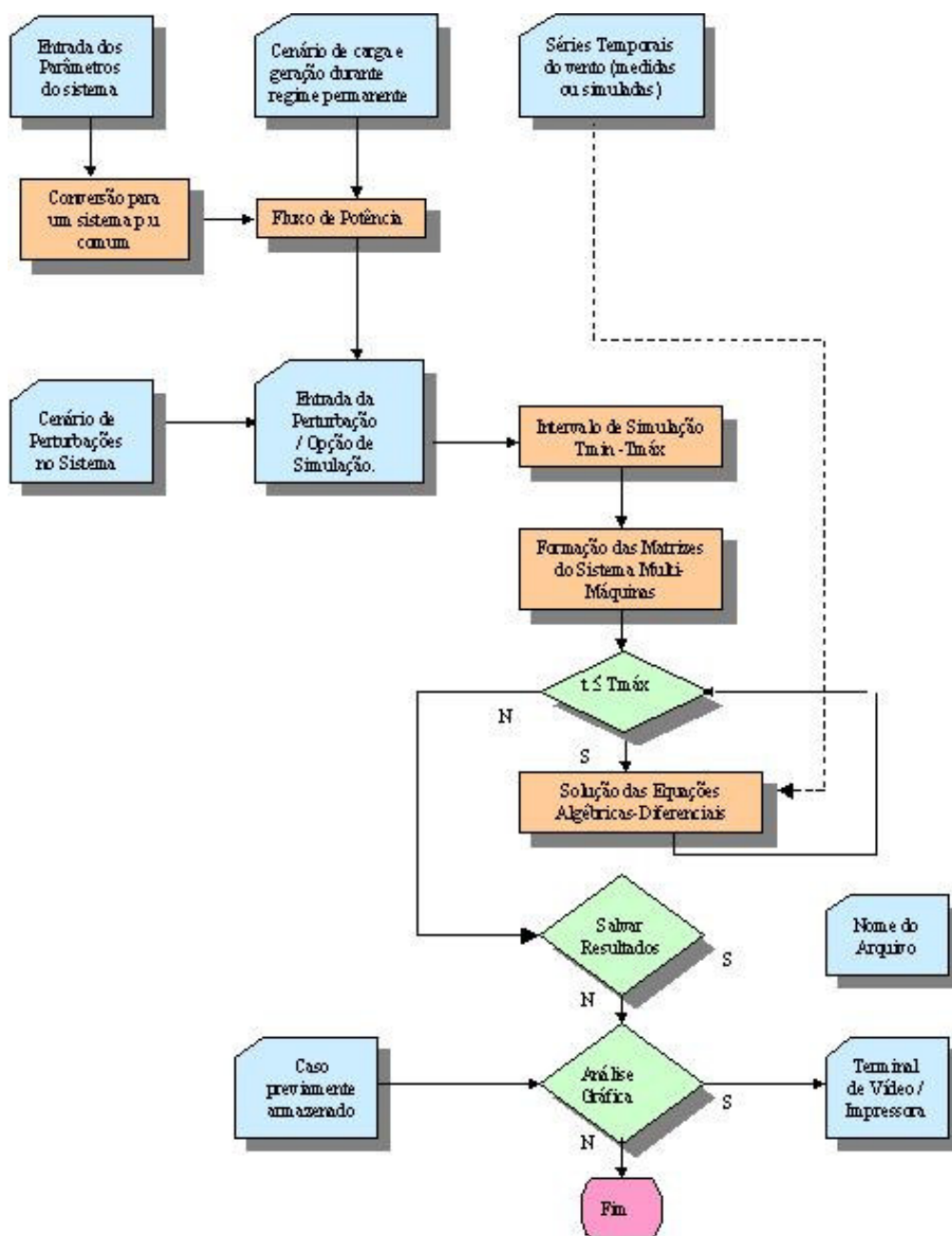


Figura 4.3- Fluxograma do algoritmo de simulação

4.3.3 – Determinação das Condições Iniciais

As condições iniciais das máquinas rotativas do sistema elétrico são calculadas a partir dos valores das tensões das barras (magnitude e ângulo de fase) e dos fluxos de potência determinados através dos estudos de fluxo de carga realizados previamente na rede elétrica em questão. Essas condições iniciais representam os valores associados às variáveis de estado do sistema elétrico no início do processo de simulação da rede.

4.3.3.1 – Condições Iniciais das Máquinas Síncronas

Para calcular as variáveis de estado, ou seja, as condições iniciais das máquinas síncronas, é necessário calcular o torque eletromagnético e as correntes do estator na referência da máquina, através dos seguintes passos (MACHADO, 1999):

1º - A corrente da máquina síncrona no sistema de referência síncrono da rede (sistema D-Q) é calculada através de:

$$I_{sg} = \left(\frac{S_{sg}}{E_t} \right)^* \quad (4.21)$$

onde:

S_{sg} e E_t são a potência aparente fornecida e a tensão terminal dos geradores síncronos, respectivamente, obtidas do fluxo de carga.

2º - A corrente calculada no primeiro passo deve ser transformada para o sistema de referência interno de cada máquina síncrona (sistema $d-q$). Para isto, deve-se determinar o ângulo interno da máquina, que corresponde ao ângulo de fase da tensão interna do modelo matemático do gerador, tensão que é calculada pela expressão 4.22:

$$E_{qg} = E_t + (R_s + jX_q)I_{sg} \quad (4.22)$$

sendo o ângulo de E_{qg} em relação à referência síncrona o mesmo ângulo δ do gerador.

3º - A corrente e a tensão terminal são transformadas da referência síncrona para a referência da máquina. Então, as tensões internas são obtidas pelas equações do estator e podem ser usadas para calcular o torque eletromagnético.

4.3.3.2 – Condições Iniciais das Máquinas Assíncronas

Inicialmente considera-se que a contribuição do aerogerador para a carga é conhecida da análise do fluxo de carga. Assim, as tensões e correntes (ou escorregamento e fem) internas da máquina podem ser calculadas pelas duas equações algébricas do estator e pelas duas equações diferenciais do rotor, onde as derivadas são igualadas a zero, podendo calcular o torque eletromagnético. As variáveis elétricas da máquina estão na referência síncrona.

Para o gerador duplamente excitado (DFIG), as tensões iniciais são calculadas a partir das equações 4.18, 4.19 do capítulo 3. Nestas condições, os termos em derivada devem ser desprezados. As correntes iniciais devem ser calculadas pelas equações 4.73 e 4.74.

As condições iniciais dos demais elementos do sistema são obtidas usando os valores encontrados anteriormente e fazendo as derivadas nas equações diferenciais iguais a zero.

4.3.4 – Modelagem das Perturbações

Mudanças súbitas nos parâmetros da rede elétrica, mudanças na operação das unidades geradoras, ou alteração no conjunto de cargas são os principais tipos de perturbações que podem ocorrer em um sistema elétrico de potência.

Em relação às alterações nos parâmetros da rede, os tipos de distúrbios mais comuns são os curto-circuitos e as mudanças na topologia da rede, os quais são simulados como mudanças na matriz de admitância da rede. São considerados neste capítulo somente curto-circuitos simétricos (trifásicos). Estas faltas são representadas pela adição de uma impedância zero (ou admitância paralela infinita) na barra do sistema afetada pela falta, e a tensão da barra tem o mesmo potencial do terra. A falha é retirada restituindo-se o valor apropriado da impedância de acordo com a configuração pós-falha do sistema (MACHADO, 1999; AMORA, 2000; NUNES, 2003).

O segundo tipo de perturbação refere-se aos chaveamentos de geradores na rede do sistema, e perturbações nas condições de operação dos mesmos, que podem ser causadas pelas variações e turbulências no regime de vento, para o caso de turbinas eólicas.

Outra fonte de perturbação na rede decorre das alterações no conjunto de cargas do sistema, que são simuladas através de alterações na matriz admitância do sistema. Principalmente em redes fracas e sistemas isolados, esse tipo de perturbação afeta a frequência e tensão do sistema.

A partir do algoritmo utilizado para a análise da estabilidade de tensão do sistema, poderão ser realizados vários tipos de perturbações no sistema, como curto-circuito trifásico, variações na carga, retirada parcial ou total de parque eólico, e ocorrência de turbulências no vento. Esses distúrbios são implementados basicamente através de alterações na matriz de rede do sistema elétrico, ou alterações na velocidade do vento em relações aos aerogeradores.

4.3.5 – Método de Integração Numérica

Em análises de estabilidade transitória, as equações diferenciais dos sistemas elétricos são equações diferenciais ordinárias não-lineares com condições iniciais conhecidas. Essas

equações podem ser solucionadas pelos métodos de integração numérica baseados na expansão em série de TAYLOR da função em torno de um ponto (x, t) , com valores iniciais x_0 e t_0 (MACHADO, 1999; AMORA, 2000; NUNES, 2003).

As principais características dos métodos de integração numérica são a precisão, que é limitada pelos erros de arredondamento e truncamento, e a estabilidade, que pode ser inerente ou induzida. Os erros de arredondamento estão ligados à precisão numérica utilizada, enquanto que os erros de truncamento estão ligados diretamente ao método utilizado, representando as diferenças entre os valores verdadeiros e os valores calculados, o que depende de onde a expansão em série de Taylor da função sofre truncagem.

Entre os métodos de integração numérica mais utilizados estão os métodos de Runge-Kutta explícitos de passo único, pois utilizam apenas as informações de um ponto anterior para calcular o próximo. Estes tipos de métodos são considerados de fácil implementação para a solução de sistemas de equações de estado complexos. Uma importante limitação destes se refere ao fato de que o intervalo de tempo de integração (Δt) não deve ser maior que a menor constante de tempo do sistema.

Os métodos de Runge-Kutta se aproximam da solução da série de Taylor, entretanto não necessitam da avaliação explícita das derivadas de alta ordem. Os efeitos das derivadas de alta ordem são incluídos por várias avaliações da primeira derivada. Dependendo do número de termos considerados da série de Taylor, os métodos de Runge-Kutta podem ter diferentes ordens. No caso desta dissertação foi considerado o método de Runge-Kutta de 5ª ordem (NUNES, 2003).

4.3.5.1 – Método de Runge-Kutta de Quinta Ordem

O método de Runge-Kutta-Fehlberg, também chamado de Runge-Kutta de 5ª ordem, corresponde a um método com seis funções e implementa procedimentos para verificar se o passo de integração h é adequado. Este método controla o passo de integração, pela qual são obtidas duas aproximações para a solução do sistema. Se as respostas satisfazem a uma precisão pré-estabelecida, a aproximação é aceita. Caso contrário, o tamanho do passo de integração é reduzido e uma nova iteração é realizada. Se as duas respostas possuem mais dígitos significativos do que o requerido, o valor do passo de integração é aumentado e uma nova iteração é realizada. Cada iteração requer o cálculo dos seguintes fatores (NUNES, 2003):

$$f_1 = hf(x_k, y_k) \quad (4.23)$$

$$f_2 = hf\left(x_k + \frac{1}{4}h, y_k + \frac{1}{4}f_1\right) \quad (4.24)$$

$$f_3 = hf\left(x_k + \frac{3}{8}h, y_k + \frac{3}{32}f_1 + \frac{9}{32}f_2\right) \quad (4.25)$$

$$f_4 = hf\left(x_k + \frac{12}{13}h, y_k + \frac{1932}{2197}f_1 - \frac{7200}{2197}f_2 + \frac{7296}{2197}f_3\right) \quad (4.26)$$

$$f_5 = hf\left(x_k + h, y_k + \frac{439}{216}f_1 - 8f_2 + \frac{3680}{513}f_3 - \frac{845}{4104}f_4\right) \quad (4.27)$$

$$f_6 = hf\left(x_k + \frac{1}{2}h, y_k - \frac{8}{27}f_1 + 2f_2 - \frac{3544}{2565}f_3 + \frac{1859}{4104}f_4 - \frac{11}{40}f_5\right) \quad (4.28)$$

Uma aproximação para a solução $y(x)$ é obtida através da seguinte equação:

$$y_{k+1} = y_k + \frac{25}{216}f_1 + \frac{1408}{2565}f_3 + \frac{2197}{4104}f_4 - \frac{1}{5}f_5 \quad (4.29)$$

A outra aproximação, melhor que a anterior, é obtida através da utilização da equação (4.30):

$$z_{k+1} = y_k + \frac{16}{135}f_1 + \frac{6656}{12825}f_3 + \frac{28561}{56430}f_4 - \frac{9}{5}f_5 + \frac{2}{55}f_6 \quad (4.30)$$

O passo de integração ótimo é determinado multiplicando-se o valor de h pelo fator q a seguir:

$$q = \left(\frac{\mu h}{2|z_{k+1} - y_{k+1}|} \right)^{1/4} \quad (4.31)$$

onde μ é a precisão desejada. O valor do passo de integração obedece à relação $h_{\min} \leq h \leq h_{\max}$. Nesta relação h_{\min} e h_{\max} são os limites mínimo e máximo permitidos para a integração.

O método de Runge-Kutta-Fehlberg tem a vantagem adicional sobre outros métodos não rígidos, como, por exemplo, o fato de ser auto-inicializável e de passo único (NUNES, 2003).

4.3.6 – Solução das Equações Algébrico – Diferenciais

A análise da resposta transitória de sistemas de energia elétrica submetidos a vários tipos de perturbações é feita através da solução dos conjuntos de equações algébricas e diferenciais dos modelos dos elementos do sistema. Esses conjuntos de equações são resolvidos alternadamente durante o processo iterativo, através de método de integração explícita, que foi o de Runge-Kutta de 5ª ordem. A inter-relação entre as equações diferenciais e algébricas da solução da resposta transitória de um sistema elétrico com máquinas síncronas e assíncronas pode ser vista através do diagrama da figura 4.4 (MACHADO, 1999; NUNES, 2003).

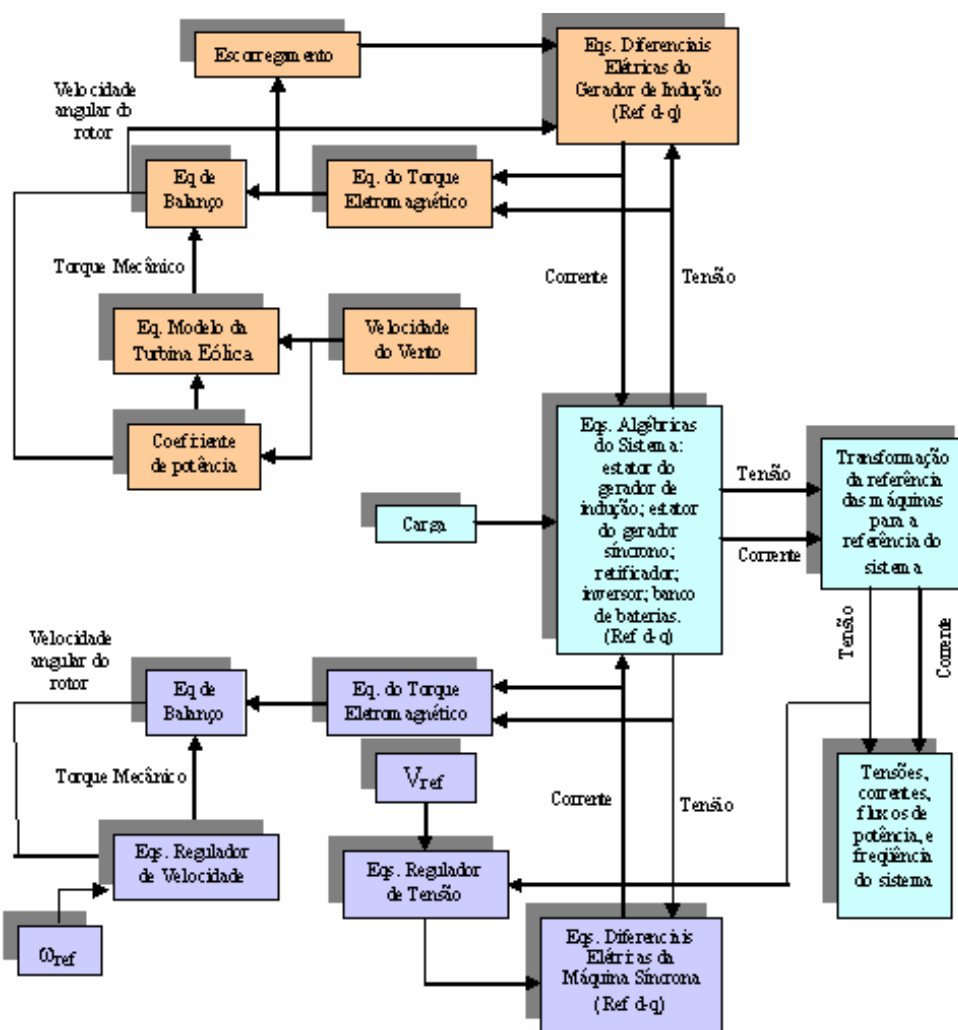


Figura 4.4 - Diagrama esquemático das interações entre as equações algébricas e diferenciais

Com as condições iniciais já estabelecidas dos elementos do sistema, ou seja, os valores iniciais das variáveis de estado, as equações diferenciais podem ser resolvidas,

resultando na obtenção dos valores das tensões internas das máquinas, que são posteriormente usados na solução das equações algébricas, nas quais são calculados os novos valores das correntes das máquinas elétricas. Estas novas correntes, juntamente com as tensões, são usadas para calcular os torques eletromagnéticos dos geradores elétricos. Com os novos valores obtidos de corrente e torque eletromagnético, as equações diferenciais são resolvidas novamente, alimentando o processo iterativo de solução.

As perturbações são introduzidas no algoritmo de simulação entre a solução das equações diferenciais e equações algébricas; assim, quando os novos valores das correntes e torques eletromagnéticos obtidos da solução das equações algébricas são usados na solução das equações diferenciais, o sistema oscila até que um novo estado de regime seja alcançado.

No sistema eólico, as correntes do estator são utilizadas pelas equações diferenciais elétricas do gerador de indução e equação do torque eletromagnético, o qual é aplicado à equação de balanço do sistema eólico. A saída da equação de balanço corresponde à velocidade angular do rotor do gerador de indução, que é aplicada juntamente com o escorregamento determinado a partir da curva potência versus escorregamento, obtido no capítulo 3, ou pela velocidade angular, às equações diferenciais elétricas do gerador de indução. A equação de balanço tem como entrada, além do torque eletromagnético, o torque mecânico obtido a partir da equação do modelo da turbina eólica, que tem como entradas a velocidade do vento e o coeficiente de potência da turbina. O coeficiente de potência é calculado pela velocidade do vento e pela velocidade angular do rotor.

No sistema síncrono, as correntes determinadas pela solução das equações algébricas são utilizadas no cálculo das equações diferenciais das máquinas síncronas e na determinação dos torques eletromagnéticos dessas máquinas. O torque eletromagnético, juntamente com o torque mecânico, que é determinado pela equação da máquina primária, formam as entradas da equação de balanço da máquina síncrona. A saída da equação de balanço representa a velocidade angular do rotor do gerador síncrono, que é aplicada nas equações do regulador de velocidade da máquina síncrona, que atua na regulação do torque mecânico disponibilizado pela máquina primária ao gerador.

Os valores de tensões e de correntes obtidos da solução do conjunto de equações algébricas são então transformados do sistema de referência interna das máquinas para o sistema de referência síncrono do sistema, obtendo-se assim, as tensões de barra, os fluxos de potência e as variações de frequências da rede elétrica.

4.4 – Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os programas computacionais utilizados para avaliar os afundamentos de tensão causados por curto-circuito e a estabilidade de tensão no sistema elétrico de Açu da COSERN.

Foi apresentado o programa ANAQUALI, utilizado para a verificação de afundamentos de tensão provocados por curto-circuitos através do perfil de tensão na barra de interesse, da área de vulnerabilidade, e da expectativa de afundamentos. Tal programa foi desenvolvido pelo CEPEL, possuindo uma interface gráfica bastante amigável, o que contribui para a realização das simulações, bem como para a verificação dos gráficos de afundamentos de tensão e áreas de vulnerabilidade do sistema. Esse programa mostrou ser bastante eficaz na análise de afundamento de tensão, o que possibilita fazer um melhor planejamento da proteção contra curto-circuitos de sistemas elétricos.

Já a implementação computacional usada na avaliação da estabilidade de tensão frente a curto-circuitos foi realizada no aplicativo MATLABTM. No algoritmo desse programa computacional foi empregado o método de integração numérica de Runge-Kutta de 5ª ordem para solucionar as equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema. A partir desse programa é possível analisar o comportamento da tensão e potência reativa das máquinas do sistema elétrico na presença das faltas.

CAPÍTULO V

SIMULAÇÕES

5.1 – Considerações Iniciais

Este capítulo possui dois principais objetivos, sendo o primeiro avaliar os impactos produzidos por afundamentos de tensão no sistema de energia elétrica, mediante a análise de dados provenientes de simulações computacionais de distúrbios no sistema elétrico e a identificação das áreas de vulnerabilidade associadas à barra de interesse da rede elétrica. A partir dos resultados obtidos é possível verificar os seguintes aspectos: o perfil de tensão da barra de interesse para faltas aplicadas ao longo das linhas do sistema; a área de vulnerabilidade associada à barra de interesse, representada pelos comprimentos das linhas e número de barras expostas às faltas que provocam afundamentos de tensão; o gráfico de contornos de intensidade dos afundamentos de tensão; e, finalmente, a expectativa anual de afundamentos de tensão para a barra de interesse.

O segundo objetivo é avaliar o efeito da inserção do parque eólico no comportamento da estabilidade de tensão do sistema elétrico frente a curto-circuitos para as regiões de vulnerabilidade identificadas nos estudos precedentes. Este último estudo é realizado a partir dos esquemas de velocidade fixa e variável com os geradores de indução em gaiola e o gerador de indução duplamente excitado, respectivamente. Em relação aos resultados da simulação dinâmica, são comparados, através de gráficos, os comportamentos de tensão e da potência reativa para os dois tipos de configuração de máquinas assíncronas adotadas. Os resultados obtidos demonstram que a adoção do sistema eólico de velocidade variável aumenta a margem de estabilidade de tensão dos aerogeradores e do próprio sistema elétrico.

Ressalta-se que a análise presente do comportamento de sistemas elétricos, em se tratando de afundamentos e estabilidade de tensão, contribui substancialmente para o planejamento da operação da rede elétrica com inserção de geração distribuída via parques eólicos.

5.2 – O Sistema Elétrico

O sistema elétrico de distribuição considerado nesta dissertação é o da rede de Açu pertencente a COSERN (Companhia Energética do Rio Grande do Norte), a qual opera na Região Nordeste do Brasil, mais especificamente no estado de Rio Grande do Norte. Este sistema integra o Sistema Interligado Nacional – SIN, conforme mostra a figura 5.1, obtida do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

O sistema de Açu é composto por 16 barras, sendo duas classificadas como barras de geração, além de dezessete circuitos, incluindo os transformadores. O sistema de geração é formado por dois equivalentes dinâmicos, sendo que um deles corresponde a um barramento infinito representando o sistema elétrico conectado à barra 5463, e o outro representa o parque eólico conectado à barra 8906, como pode ser visto no diagrama unifilar da figura 5.2.



Figura 5.1 – Sistema Interligado Nacional - SIN

Para obter as informações da operação deste sistema de potência em regime permanente, foi realizado um estudo de fluxo de carga, necessário para inicialização dos estudos de estabilidade de tensão.

Para este sistema, instala-se na barra 8906 um parque eólico, o qual é considerado neste estudo como um equivalente dinâmico. Deste modo, considera-se um gerador eólico equivalente de 20 MW em 690 V. Todos os dados referentes ao parque eólico encontram-se no Anexo II da presente dissertação. As turbinas eólicas são conectadas à rede de distribuição através de transformadores em 0.69 kV/69 kV. Um banco de capacitores é também instalado na barra 8906 com o objetivo de aumentar a potência reativa dos aerogeradores quando a máquina assíncrona de rotor em gaiola é utilizada. Para integração na rede, as máquinas são representadas por uma injeção de corrente em paralelo com uma admitância, na forma de um equivalente Norton. O parque eólico é simulado com tecnologias de geradores eólicos diferentes, que correspondem ao gerador de indução em gaiola e gerador de indução duplamente excitado.

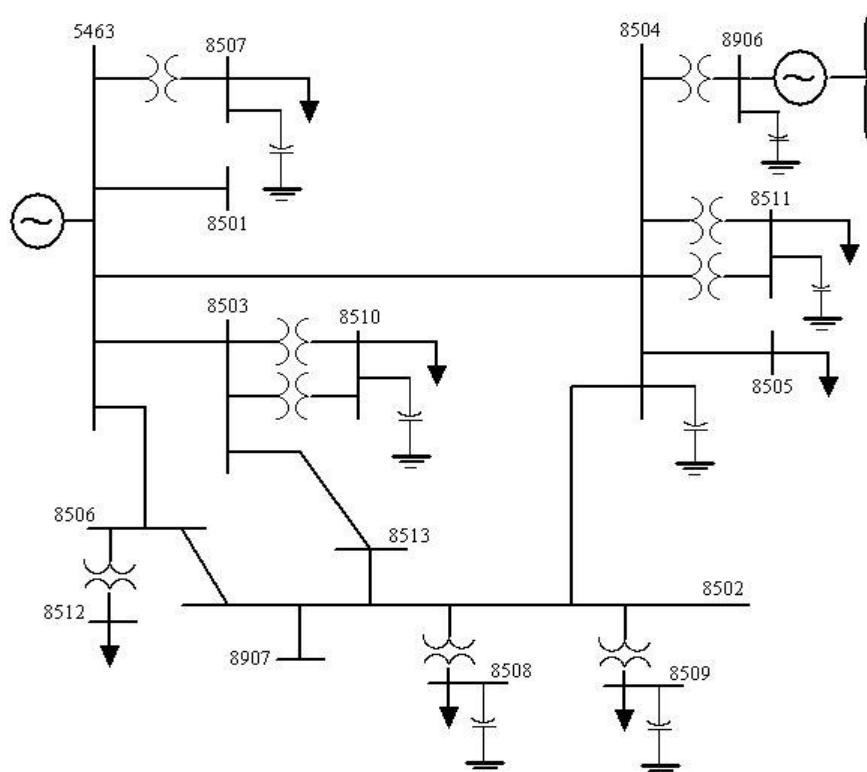


Figura 5.2 – Diagrama Unifilar do Sistema de Açú com o parque eólico conectado à barra 8906.

5.3 – Análise de Curto-Circuito

Neste item são realizados estudos de análise de afundamentos de tensão causados por curto-circuitos na rede através de simulações executadas em programas de análise de faltas. Como resultados são apresentados gráficos do perfil de tensão, área de vulnerabilidade, e expectativa anual de afundamentos de tensão para a barra de interesse selecionada no sistema elétrico. Para este caso, foi escolhida como barra de interesse a barra em que se deseja inserir o parque eólico, ou seja, a barra 8906.

As simulações foram executadas para os tipos de curto-circuitos monofásicos e trifásicos e intervalo de deslizamento de 10% ou 10 segmentos por linha de transmissão. Esta escolha produz suficiente precisão para o cálculo de áreas de vulnerabilidade, ao mesmo tempo em que proporciona resultados gráficos mais fáceis de serem interpretados. Foi escolhido como padrão para o limite de afundamentos de tensão o valor de 0.90 p.u da tensão nominal, definido na norma IEEE Standard 1159 (1995) como exposto no capítulo 2. Para o cálculo da frequência anual de afundamentos de tensão na barra de interesse, são necessárias as taxas de falhas apresentadas na tabela 5.1, obtidos em DA COSTA (2003).

Tabela 5.1 – Taxas de falhas de linhas de transmissão por tipo de falta.

Tensão (kV)	Falhas/100 km/ano	Falhas/Tipo de Defeito (%)			
		FT	FF	FFT	FFF
69	12	58	11	25	6

A amplitude de afundamento de tensão, para efeito do cálculo de áreas de vulnerabilidade, é obtida pelo ANAQUALI por um processo de agregação por fases, isto é, o programa seleciona, para um mesmo evento, a menor entre as tensões fase-neutro e tensões fase-fase.

Todas as simulações foram realizadas a partir de um caso-base com o sistema elétrico completo. Vale ressaltar que para este caso de análise de curto-circuitos adotou-se como condições iniciais valores de $1 \angle 0^\circ$ para as tensões.

5.3.1 – Gráficos dos Perfis de Tensão

Os gráficos de perfis de tensão apresentam o comportamento da tensão da barra de interesse 8906 para curto-circuitos aplicados ao longo das linhas do sistema elétrico Açu. Os diagramas fasoriais mostram a amplitude e fase da tensão na barra 8906 para falta aplicada em determinado ponto da linha. Através do perfil de tensão, é possível verificar a amplitude da

tensão da barra de interesse, decorrente de curto-circuitos aplicados a cada 10% das linhas do sistema elétrico, o que contribui para a avaliação da intensidade do afundamento de tensão, se existir.

A seguir são apresentados os perfis de tensão da barra 8906, referentes a faltas monofásicas e trifásicas aplicadas em algumas linhas, as quais foram selecionadas pelos seguintes critérios:

- Linhas extensas;
- Linhas próximas à geração;
- Linhas próximas às cargas;
- Linhas conectadas à geração eólica;
- Linhas conectadas a barras com outras linhas interligadas.

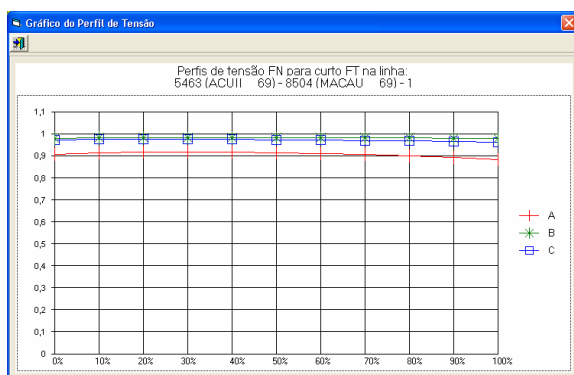
5.3.1.1 – Perfil de Tensão para Faltas Aplicadas na linha 5463-8504

Escolheu-se esta linha para análise de faltas, devido a sua extensão e importância no sistema elétrico de Açú, pois interliga a barra de geração equivalente 5463 e a barra 8504. Assim, na figura 5.3 é apresentado o perfil de tensão da barra de interesse devido a curto-circuitos monofásico e trifásico aplicados ao longo da linha 5463-8504.

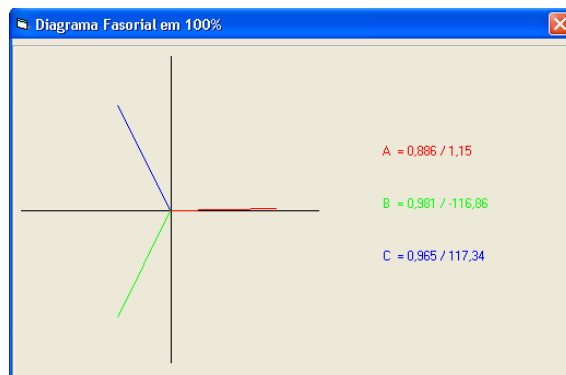
Através dos gráficos, percebe-se que um curto-circuito monofásico aplicado ao longo da linha 5463-8504 provoca afundamentos de tensão da ordem de 0.895 p.u. e 0.886 p.u. na barra de interesse somente quando a falta se encontra em 90% da linha citada e na barra 8504, respectivamente. Nota-se também que a curva do perfil de tensão da barra de interesse sofre uma pequena elevação nas proximidades entre os 10% e 40% da linha. Isto se deve ao fato de que quando o curto-circuito ocorre em cima da barra 5463, que é uma barra de geração, a barra de interesse e qualquer outra, sofre também essa queda de tensão, no entanto, à medida que a falta se afasta da barra de geração, a tensão da barra de interesse aumenta de valor, como pode ser visto na figura 5.3 a. Outro fato importante é que, mesmo uma falta monofásica ocorrendo na barra de geração 5463, esta não acarreta em afundamentos de tensão na barra de interesse, na qual a tensão permanece com valor de 0.909 p.u.. Isto se deve ao fato do sistema ser forte eletricamente, além da barra de interesse estar sendo alimentada pela geração eólica presente na mesma.

Diferentemente do curto-circuito monofásico, o trifásico provoca afundamentos de tensão na barra de interesse em qualquer ponto da linha 5463-8504 em que é aplicado. Sendo que os pontos em que os afundamentos apresentam-se mais severos, apresentando valores em

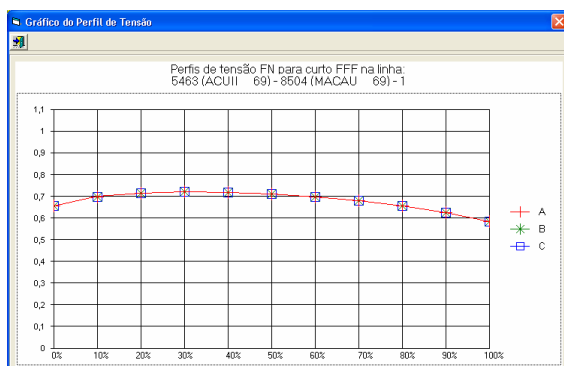
torno de 0.6 p.u., são os pontos da barra de geração 5463 e na proximidade da barra 8504. Quando a falta é aplicada na barra 8504, a barra 8906 apresenta afundamento de tensão da ordem de 0.585 p.u.. Fora destes pontos, onde o curto-circuito está afastado tanto da barra 5463, quanto da barra de interesse, os afundamentos de tensão encontram-se na faixa de 0.7 p.u.. Este importante aspecto é apresentado no gráfico da figura 5.3 c, no qual o perfil de afundamento de tensão corresponde a uma parábola padrão, com um ponto máximo entre as barras terminais.



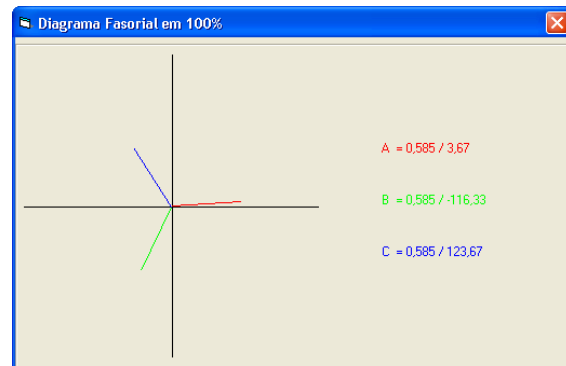
a) Perfil de Tensão para falta monofásica.



b) Diagrama fasorial em 100% da linha 5463-8504.



c) Perfil de Tensão para falta trifásica.



d) Diagrama fasorial em 100% da linha 5463-8504.

Figura 5.3 – Perfil de tensão devido a faltas monofásicas e trifásicas aplicadas na linha 5463-8504

Esta análise demonstrou que as faltas trifásicas apresentaram-se mais severas que as monofásicas, como aborda a literatura sobre o assunto para sistemas de transmissão e sub-transmissão, e que quanto mais próxima a falta estiver da barra de interesse, mais severo será o afundamento de tensão.

5.3.1.2 – Perfil de Tensão para Faltas Aplicadas na linha 5463-8503

Para a realização de novas análises, escolheu-se a linha 5463 – 8503, pois interliga a barra de geração equivalente 5463 e a barra 8503, que não está ligada diretamente à barra de interesse.

Para curto-circuito monofásico aplicado ao longo da linha 5463-8503, percebe-se na figura 5.4 a que não ocorrem afundamentos de tensão na barra de interesse. O nível de tensão mais baixo do perfil de tensão da barra de interesse 8906 é de 0.909 p.u., quando a falta ocorre em cima da barra 5463. À medida que o curto vai se afastando da barra de geração, o nível de tensão na barra de interesse vai aumentando e chega a 0.929 p.u. quando o curto é aplicado na barra 8503, que é uma barra onde se encontram dois transformadores alimentando uma carga, não influenciando significativamente na barra de interesse, já que elas não estão diretamente interconectadas.

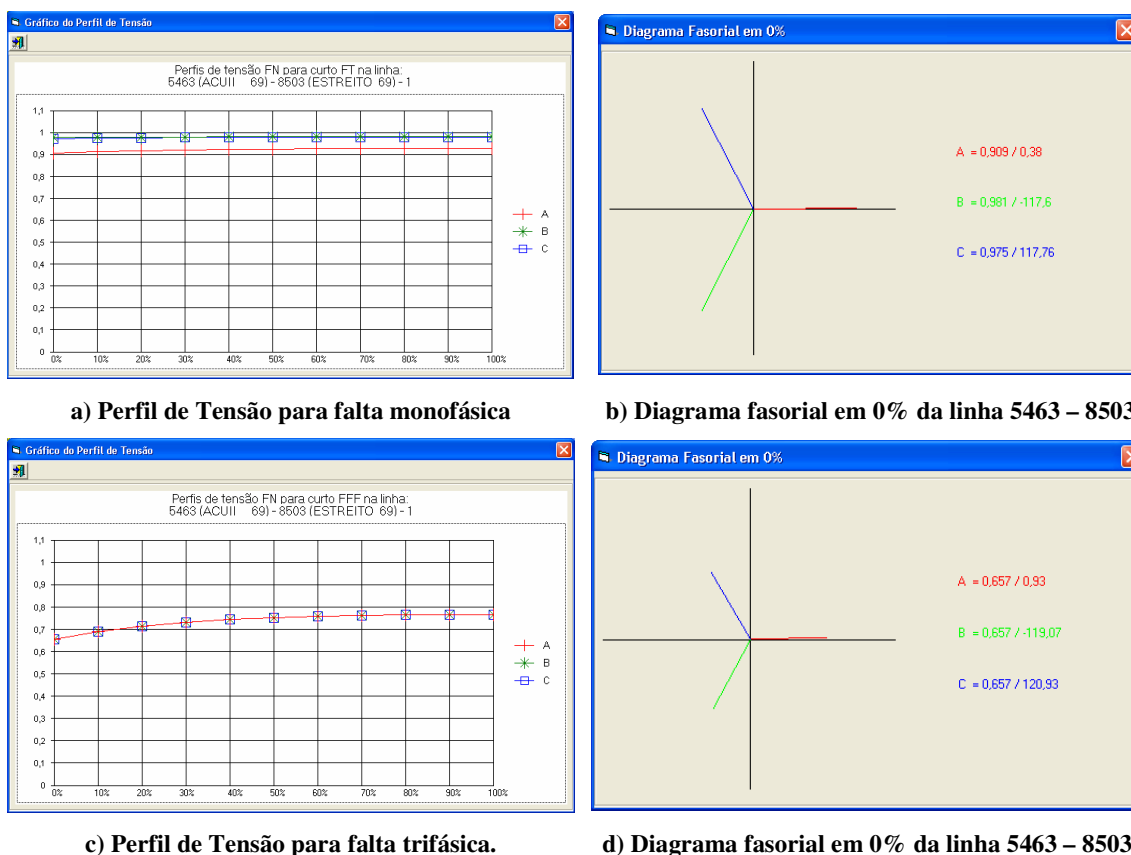


Figura 5.4 – Perfil de tensão devido a faltas monofásicas e trifásicas aplicadas na linha 5463-8503

Analisando o perfil de tensão na barra de interesse para uma falta trifásica aplicada em qualquer ponto da linha 5463-8503, nota-se através da figura 5.4 c que, ocorre afundamento

de tensão de 0.657 p.u. a 0.767 p.u.. O nível mais baixo ocorre justamente devido à falta ser aplicada na barra 5463, que é uma barra de geração. Sabe-se que uma falta aplicada em uma barra de geração é comparada ao sistema permanecer sem esta geração, ou seja, a potência naquela barra é nula, o que afeta direta e significativamente todo o sistema que depende daquela geração. Mas, com o deslocamento da falta na direção da barra 8503, o nível de tensão na barra 8906 vai aumentando, pois a falta está se afastando da barra de geração, ou seja, a tensão nesta última deixa de ser nula, passando a assumir um valor qualquer, o que não prejudica de maneira intensiva a barra de interesse. Um outro motivo para tal fato é que a barra 8503 está muito distante eletricamente da barra de geração eólica 8906, o que provoca afundamentos de tensão bem menores quando comparados, por exemplo, com os ocorridos devido à falta trifásica aplicada na barra 8504 na análise anterior.

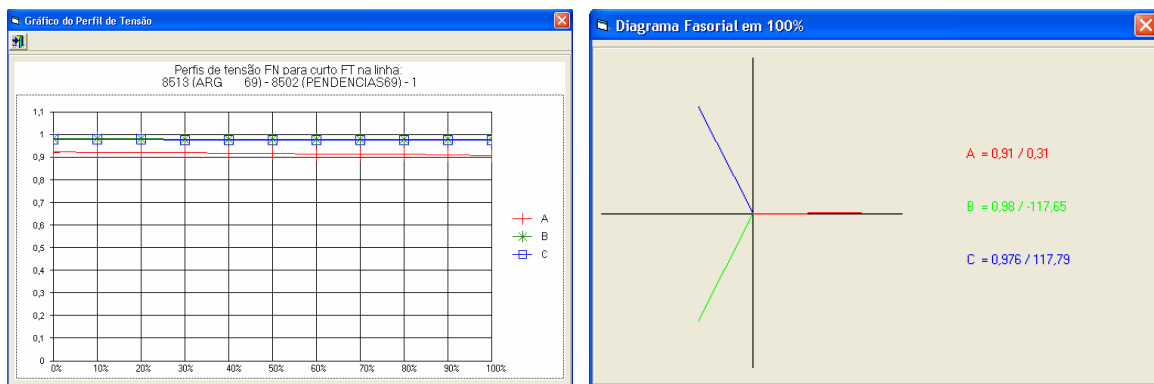
5.3.1.3 – Perfil de Tensão para Falhas Aplicadas na linha 8513-8502

Realiza-se a análise do perfil de tensão da barra de interesse apresentada na figura 5.5 devido a curto-circuitos monofásicos e trifásicos aplicados ao longo da linha 8513-8502, a qual foi escolhida devido a sua posição intermediária no sistema elétrico de Açu.

A barra 8502 está mais próxima eletricamente da barra de interesse 8906, que a barra 8513; por isso, o gráfico mostra que quando a falta monofásica é aplicada em cima da barra 8502, o nível de tensão na barra de interesse é menor, chegando ao valor de 0.91 p.u., quando comparado ao curto-circuito aplicado na barra 8513, que acarreta um nível de tensão de 0.924 p.u..

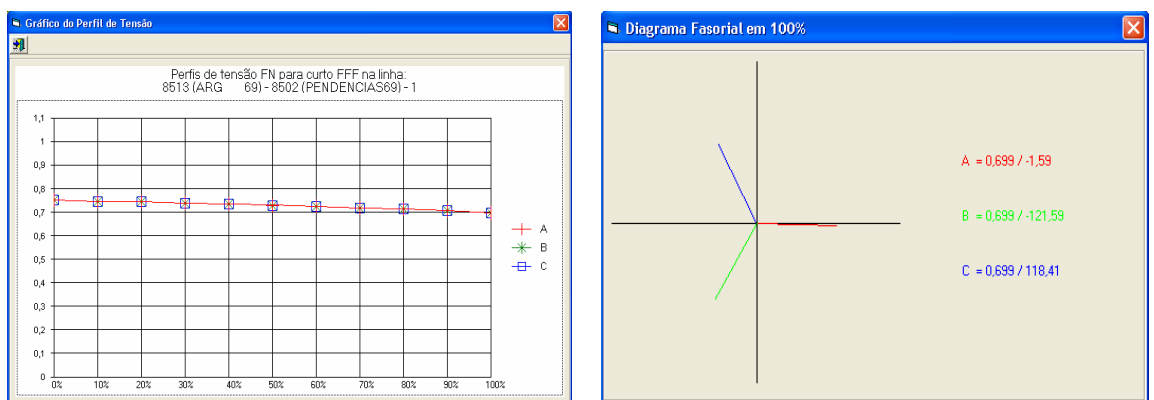
Entretanto, nota-se que a falta monofásica não acarreta afundamento de tensão na barra de interesse, ao contrário do curto-circuito trifásico, que quando aplicado em qualquer ponto da linha 8513-8502, provoca afundamento de tensão, chegando ao nível mais baixo de 0.699 p.u. para um curto-circuito aplicado na barra 8502.

Percebe-se que semelhante à falta monofásica, há um aumento no nível de tensão da barra de interesse quando o curto-circuito se desloca da barra 8513 em direção à barra 8502, pois esta última está mais próxima eletricamente da barra 8906, contribuindo assim para um afundamento mais severo.



a) Perfil de Tensão para falta monofásica

b) Diagrama fasorial em 100% da linha 8513–8502.



c) Perfil de Tensão para falta trifásica

d) Diagrama fasorial em 100% da linha 8513 – 8502

Figura 5.5 – Perfil de tensão devido a faltas monofásicas e trifásicas aplicadas na linha 8513-8502.

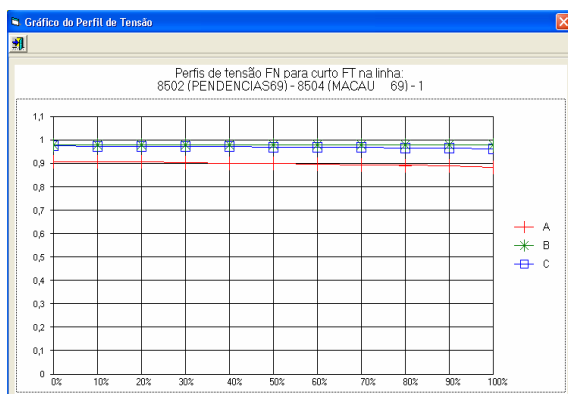
5.3.1.4 – Perfil de Tensão para Faltas Aplicadas na linha 8502-8504

Outro estudo de afundamentos de tensão através do perfil de tensão na barra de interesse é realizado. Utiliza-se a linha 8502-8504 para a aplicação das faltas monofásicas e trifásicas, obtendo-se os resultados mostrados na figura 5.6.

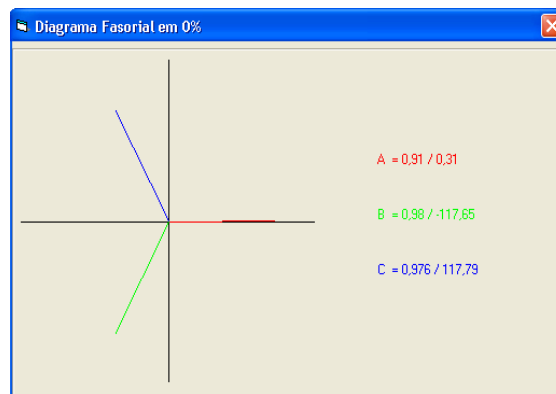
A barra 8504 está ligada à barra de geração eólica 8906 através do transformador 0.69/69 kV, significando que estão muito próximas eletricamente. Isto pode ser evidenciado pelos gráficos da figura 5.6, nos quais os níveis de tensão apresentam-se bem menores quando as faltas são aplicadas na barra 8504, do que quando aplicadas na barra 8502. Para o curto-circuito monofásico, verifica-se afundamento de tensão de 0.898 p.u. a partir de 60% da linha 8502-8504, que se acentua para 0.866 p.u. quando a falta é aplicada na barra 8504.

Durante o curto-circuito trifásico aplicado ao longo da linha 8502-8504, analisa-se que ocorre afundamento de tensão na barra de interesse para qualquer ponto defeituoso da linha, chegando a um afundamento máximo de 0.585 p.u. em 100% da linha citada. Mesmo o curto-circuito sendo aplicado na barra 8502, há um afundamento de tensão de 0.699 p.u. na barra de interesse. Isso possibilita identificar que esta linha 8502-8504 é muito vulnerável para

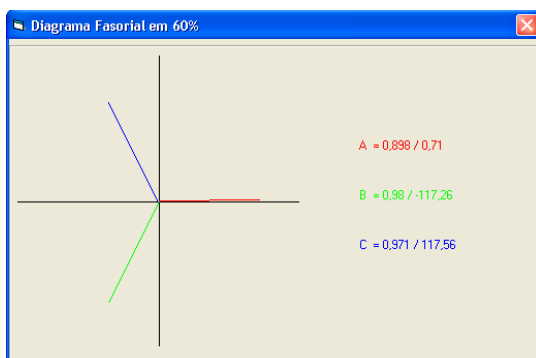
provocar afundamentos de tensão na barra de interesse 8906, pois como o cálculo de afundamentos de tensão leva em consideração a impedância da linha, quanto menor esta for, maior será a severidade do afundamento. Percebe-se também que mesmo se na barra 8504 existir um banco de capacitores de 15 MVar, as faltas trifásicas provocarão afundamentos de tensão na barra de interesse.



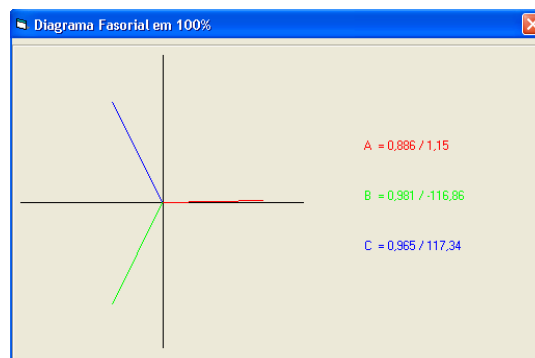
a) Perfil de Tensão para falta monofásica



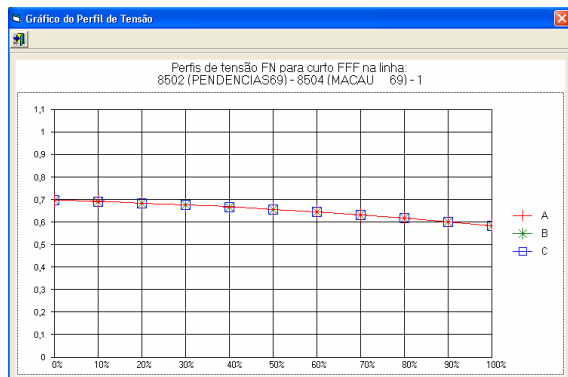
b) Diagrama fasorial em 0% da linha 8502 - 8504



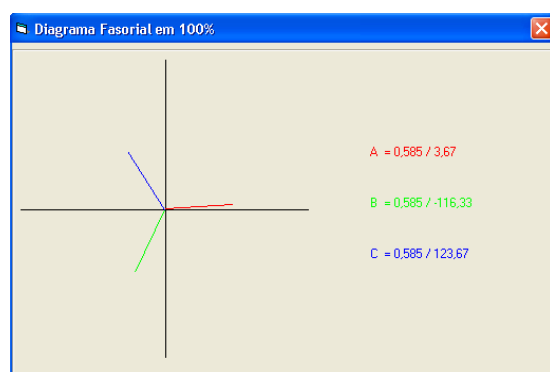
c) Diagrama fasorial em 60% da linha 8502-8504



d) Diagrama fasorial em 100% da linha 8502-8504



e) Perfil de Tensão para falta trifásica



f) Diagrama fasorial em 100% da linha 8502-8504

Figura 5.6 - Perfil de tensão devido a faltas monofásicas e trifásicas aplicadas na linha 8502-8504

5.3.1.5 – Perfil de Tensão para Faltas Aplicadas na linha 8504-8505

Pretendendo-se conhecer os efeitos causados na barra de interesse 8906 devido às faltas ocorridas próximo da mesma, escolheu-se a linha 8504-8505.

Os gráficos da figura 5.7 que mostram o perfil de tensão na barra de interesse possibilitam verificar, como anteriormente, que quando o curto-circuito monofásico é aplicado na barra 8504, este acarreta um afundamento de tensão de 0.866 p.u. na barra de interesse, sendo que até os primeiros 20% deste trecho também provoca afundamento de tensão. À medida que a falta vai sendo deslocada da barra 8504, ou seja, vai se distanciando da barra de interesse 8906, o nível de tensão nesta última vai aumentando, passando a não ser mais caracterizado como afundamento. É importante notar também que a máquina de indução eólica conectada na barra de interesse é representada por um circuito aberto na seqüência zero, significando que ela não contribui para a corrente de falta monofásica.

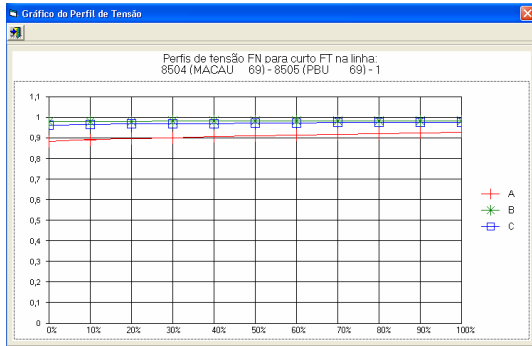
Contudo, as faltas trifásicas em todos os pontos da linha 8504-8505 provocam afundamentos de tensão na barra de interesse, sendo que o ponto mais vulnerável é exatamente o mais próximo à barra 8906, que é a barra 8504, acarretando um afundamento de 0.585 p.u., como mostra a figura 5.7. Deve-se perceber que mesmo a barra 8504 possuindo um banco de capacitores conectados a ela, e a 8505 sendo uma barra de carga, o que interfere neste estudo é a impedância elétrica, uma vez que bancos de capacitores e cargas não são considerados nestas simulações.

5.3.2 – Área de Vulnerabilidade

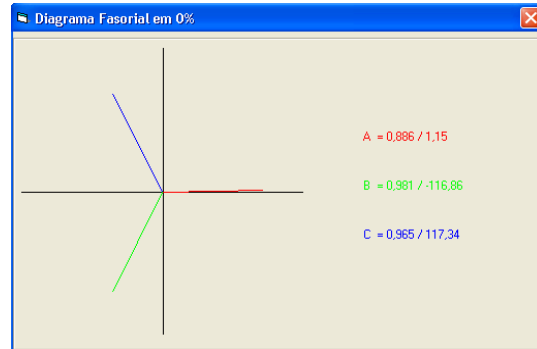
Deve-se ressaltar que cada barra do sistema possui uma área de vulnerabilidade associada, que varia conforme a posição geo-elétrica ocupada pela barra. As áreas de vulnerabilidade são apresentadas de três maneiras diferentes:

- Gráfico de exposição de linhas, no qual é apresentada a extensão total das linhas de distribuição do sistema elétrico, que provoca afundamentos de tensão na barra de interesse.
- Gráfico de exposição de barras, onde é apresentado o número de barras do sistema elétrico causadoras de afundamentos de tensão na barra de interesse;
- Gráfico de contorno, onde a barra de interesse é envolvida por curvas de níveis de amplitude de afundamentos para um determinado tipo de falta.

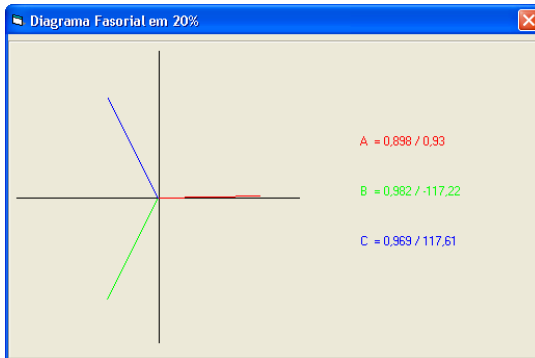
Na figura 5.8 pode ser observado o gráfico da área de vulnerabilidade referente à extensão de linhas que provocam afundamentos de tensão na barra de interesse.



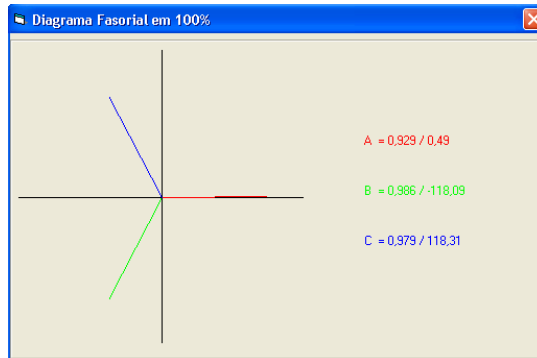
a) Perfil de Tensão para falta monofásica



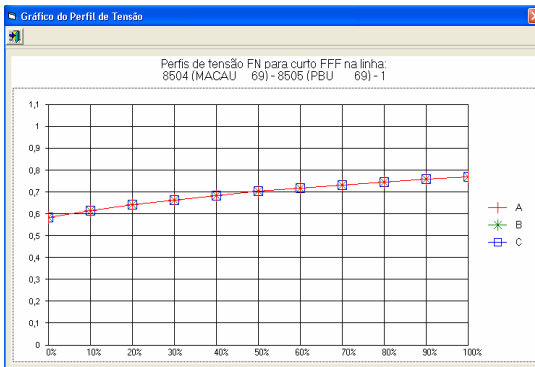
b) Diagrama fasorial em 0% da linha 8504-8505



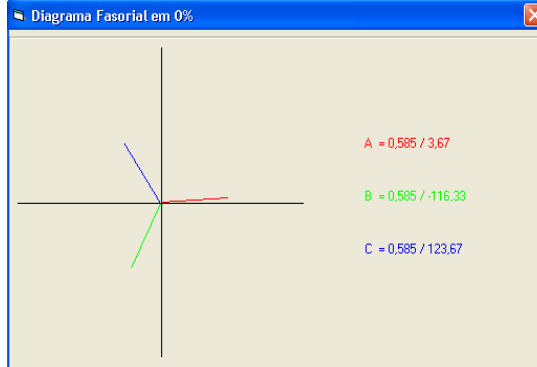
c) Diagrama fasorial em 20% da linha 8504-8505



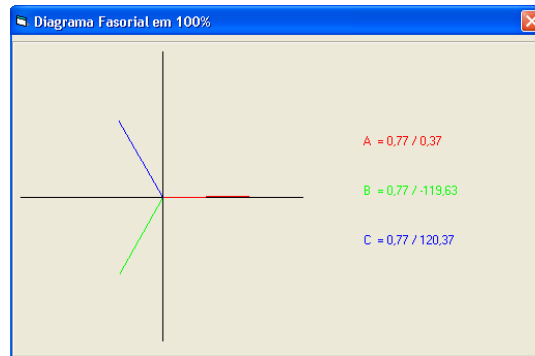
d) Diagrama fasorial em 100% da linha 8504-8505



e) Perfil de Tensão para falta trifásica



f) Diagrama fasorial em 0% da linha 8504-8505



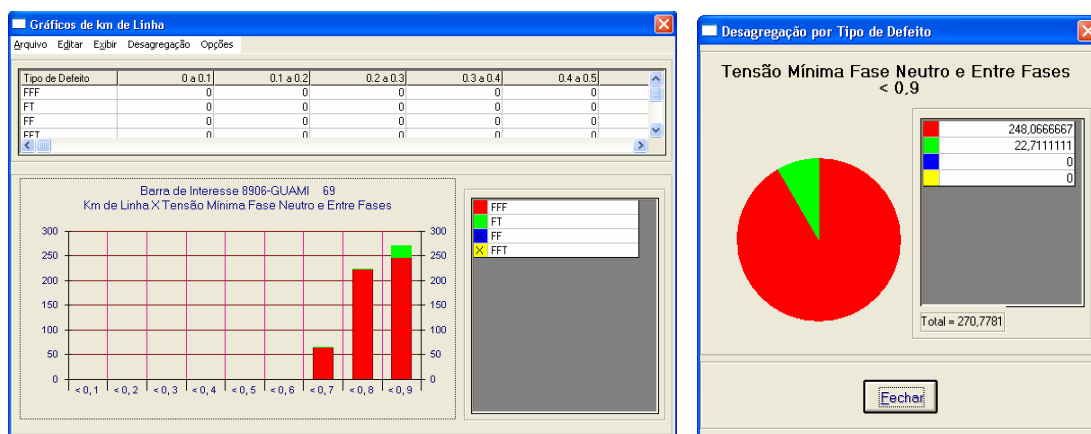
g) Diagrama fasorial em 100% da linha 8504-8505

Figura 5.7 – Perfil de tensão devido a faltas monofásicas e trifásicas aplicadas na linha 8504-8505.

Por este gráfico, que representa a área de vulnerabilidade por km de linhas, percebe-se que cerca de 248 km de linhas são vulneráveis a afundamentos de tensão na barra de interesse, provocados por curto-circuitos trifásicos, contra apenas 22,7 km devido às faltas monofásicas. Sabendo-se que o sistema elétrico completo de Açu é composto por 291,4 quilômetros de linhas, pode-se concluir que, em média, 85% das linhas vulneráveis a curto-circuitos trifásicos são causadoras de afundamentos de tensão na barra de geração eólica 8906, contra apenas 7,78% das linhas devido às faltas monofásicas.

Através do gráfico nota-se que o total de quilômetros de linhas causadoras de afundamentos de tensão abaixo de 0,9 p.u. fica em torno de 270,7 km, significando que as linhas restantes não provocam afundamentos de tensão devido às faltas monofásicas e trifásicas.

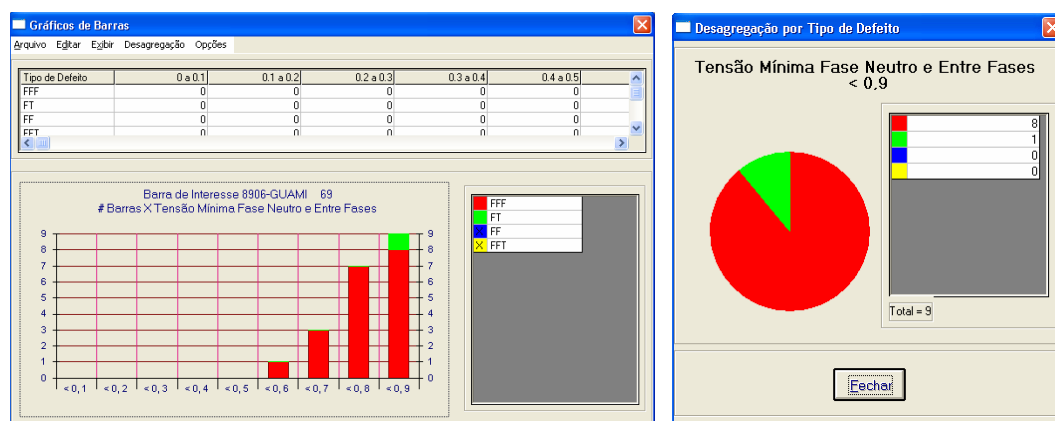
Esta análise faz refletir que as faltas trifásicas são as maiores causadoras de afundamentos de tensão quando comparadas com as faltas monofásicas, o que pode ser evidenciado através do gráfico da área de vulnerabilidade pelo número de barras, presente na figura 5.9. Verifica-se que oito barras onde são aplicados curto-circuitos trifásicos causam afundamentos de tensão abaixo de 0,9 p.u., enquanto que apenas uma causa afundamento devido a uma falta monofásica. Pelos gráficos de perfil de tensão, pode-se concluir que essa única barra, onde uma falta monofásica aplicada acarreta em afundamento de tensão na barra de interesse, é a barra 8504, pois é a mais próxima da barra 8906. Este fato leva a salientar que as faltas monofásicas, quando aplicadas em barras distantes da barra de interesse, normalmente não provoca afundamentos de tensão nesta, enquanto que as faltas trifásicas, quando aplicadas em qualquer barra do sistema, provoca afundamentos de tensão na barra de interesse para este sistema elétrico.



a) Gráfico em barras

b) Diagrama fasorial em %

Figura 5.8 – Área de Vulnerabilidade de Exposição de Linhas.



a) Gráfico em barras **b) Diagrama fasorial em %**
Figura 5.9 – Área de Vulnerabilidade de Exposição de Barras.

A análise anterior confirma ainda mais que as faltas trifásicas são mais severas que as monofásicas, permitindo avaliar de maneira geral que tipo de medida deve ser tomada para a mitigação das faltas em determinados pontos críticos, suscetíveis de provocar afundamento de tensão na barra onde está instalado o parque eólico. Essa área de vulnerabilidade do sistema é abordada posteriormente no item 5.3.4.

5.3.3 – Expectativa de Afundamentos de Tensão

O programa ANAQUALI possui a capacidade de calcular a frequência anual de afundamentos para a barra de interesse, através do produto entre a taxa de falhas das linhas do sistema e a extensão da área de vulnerabilidade, em quilômetros de linhas, calculada anteriormente. Assim, a apresentação gráfica possui informações probabilísticas, assegurando avaliações mais confiáveis, em se tratando de possíveis problemas provocados por afundamentos de tensão. Com essa passagem dos resultados em áreas de vulnerabilidade para resultados que expressam a expectativa de afundamento de tensão na barra de interesse, há um maior equilíbrio entre qualidade de energia e confiabilidade, exigidas no planejamento do sistema elétrico.

O gráfico da figura 5.10 mostra a expectativa de afundamentos de tensão para a barra de interesse do sistema Açú.

O gráfico da figura 5.10 mostra que as faltas monofásicas representam um pouco mais de 62% das ocorrências anuais de faltas que provoca afundamentos de tensão abaixo de 0.9 p.u. na barra de interesse. Entretanto, os curto-circuitos monofásicos perdem para as faltas fase-fase-terra, que acarretam afundamentos de tensão em maior proporção que as faltas

monofásicas. Apesar destas últimas serem mais comuns de ocorrer em número dobrado às faltas fase-fase-terra, este aspecto pode ser explicado pelo fato de que as faltas monofásicas praticamente não causam afundamentos de tensão, como identificado pelas análises do perfil de tensão da barra de interesse para o presente sistema elétrico.

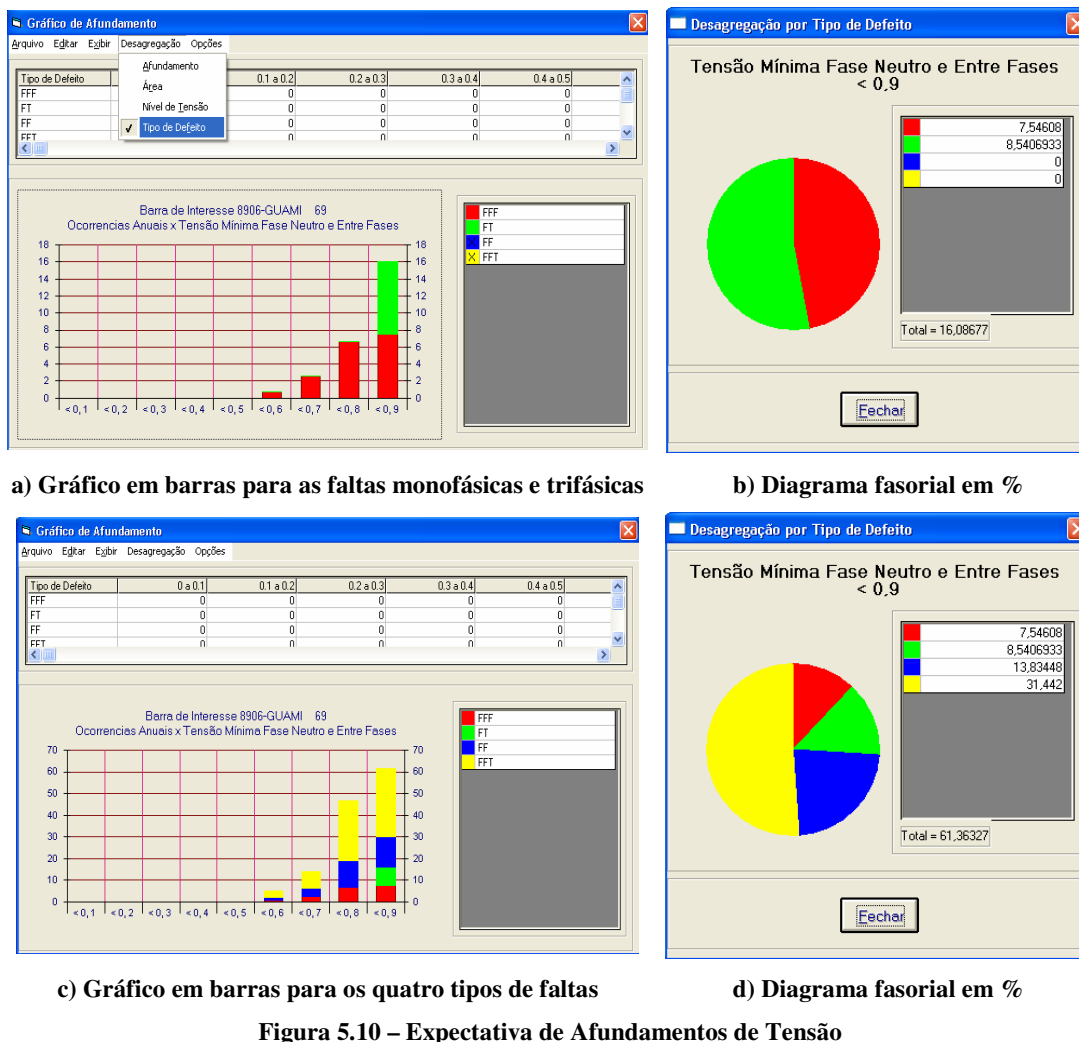


Figura 5.10 – Expectativa de Afundamentos de Tensão

As taxas de falhas usadas para estes cálculos foram obtidas da referência DA COSTA (2003), conforme tabela 5.1 apresentada anteriormente. Os dados foram usados por nível de tensão em linhas de transmissão.

5.3.4 – Gráfico de Contornos

O gráfico de contornos apresenta de uma forma geral as áreas de vulnerabilidade do sistema elétrico que provocam afundamentos de tensão na barra de interesse, como pode ser

visto nas figuras 5.11 e 5.12, para faltas monofásicas com e sem o parque eólico, respectivamente. Nestas figuras, a rede elétrica é envolvida por curvas de níveis de afundamentos para um determinado tipo de falta.

O gráfico de contornos proporciona uma visualização geral da área de vulnerabilidade do sistema elétrico, pois mostra as áreas de influência e as respectivas intensidades de afundamentos de tensão provocadas na barra de interesse 8906.

Percebe-se pelas figuras 5.11 e 5.12 que no sistema elétrico de Açú, a ausência do parque eólico contribui significativamente para a ocorrência de severos afundamentos de tensão na barra de interesse. O gráfico de contorno correspondente à figura 5.11 mostra que uma falta monofásica quando aplicada na barra 8504 resulta em afundamentos de tensão em torno de 0.8 p.u. na barra de interesse. Isto se deve ao fato da barra 8504 ser a mais próxima da barra de interesse. Alguns trechos próximos à barra 8504 também provocam afundamentos de tensão de 0.8 p.u. na barra 8906, que vão a partir dos 90% da linha 5463-8504, a partir dos 60% da linha 8502-8504, e dos 20% iniciais da linha 8504-8505, o que ratifica a proximidade desses trechos com a barra 8504, que por sua vez está ligada à barra eólica através dos transformadores 0.69/69 kV.

Com o objetivo de se obter uma visualização geral de quanto a geração a partir do vento contribui ou não para a robustez e estabilidade de tensão na rede elétrica, compara-se o gráfico da figura 5.11 com a área de vulnerabilidade do sistema elétrico sem o parque eólico. Esta comparação permite concluir que a ausência do sistema de geração eólica contribui para o grande aumento da vulnerabilidade da rede a afundamentos de tensão, conforme pode ser verificado na figura 5.12. Nota-se que, todo o sistema elétrico é vulnerável a provocar afundamentos de tensão na ocorrência de faltas monofásicas a níveis muito mais severos quando comparados com o parque eólico inserido na rede.

Em se tratando das faltas trifásicas, quando aplicadas em uma grande área do sistema elétrico, verifica-se que estas são as maiores causadoras dos afundamentos de tensão mais severos na barra de interesse. Na figura 5.13 existe uma grande área do sistema em que podem ocorrer curto-circuitos trifásicos, resultando em afundamentos de tensão entre 0.7 p.u. e 0.6 p.u. na barra de interesse. Apenas alguns trechos, os quais estão próximos à barra 8504, provocam afundamentos de tensão em torno de 0.5 p.u. na barra de interesse, enquanto que pontos mais afastados da barra de interesse, como por exemplo, 20% e 30% da linha 5463-8501, e até os 60% da linha 8907-8502, resultam em afundamentos de tensão em torno de 0.8 p.u..

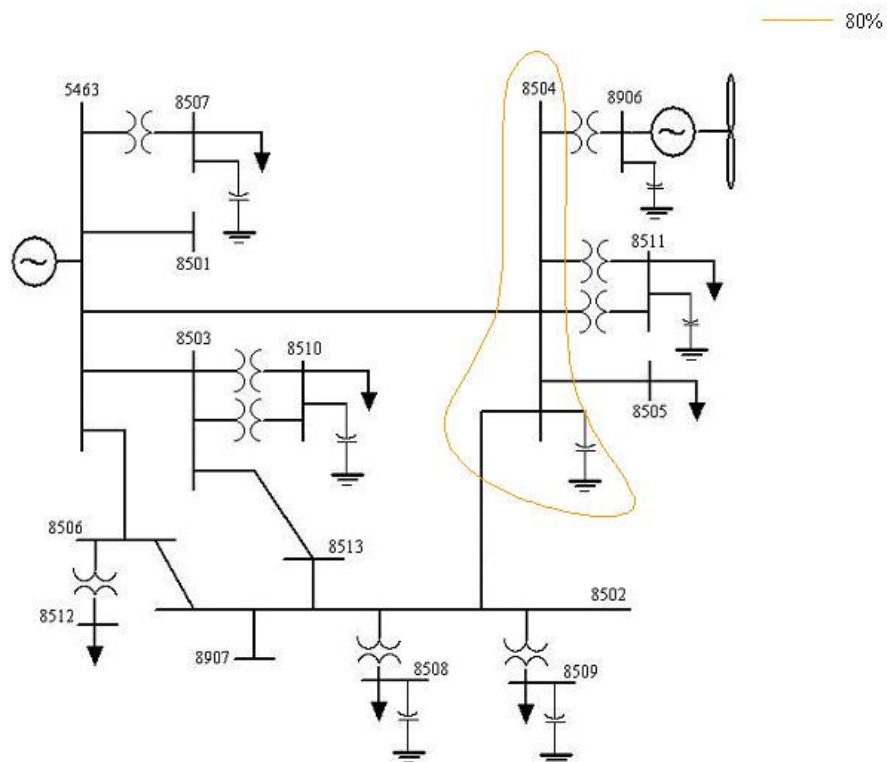


Figura 5.11 – Gráfico de Contornos da Área de Vulnerabilidade para Falhas Monofásicas.

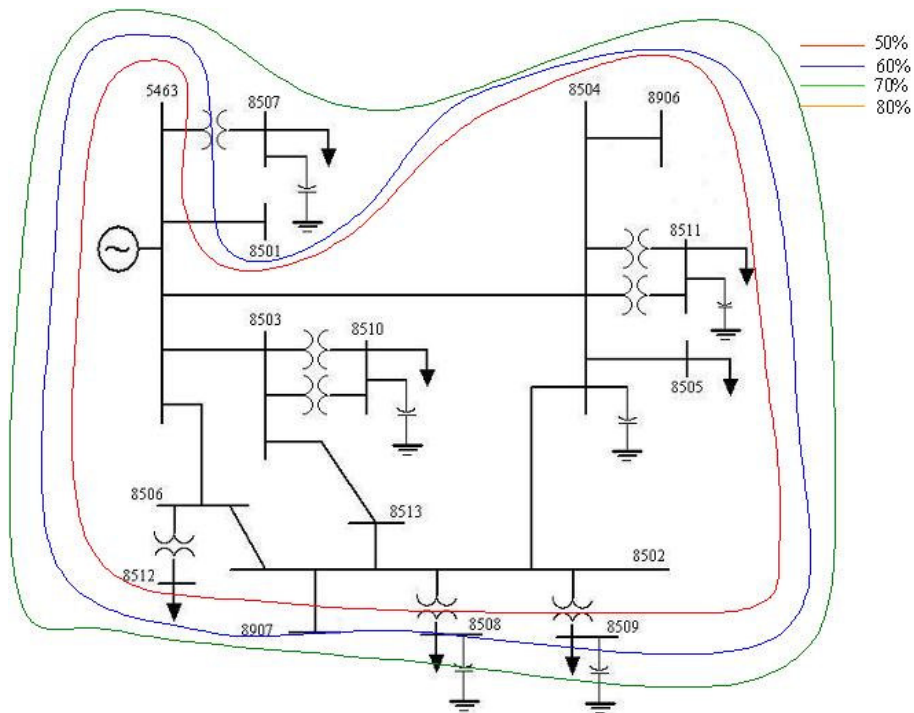


Figura 5.12 - Gráfico de Contornos da Área de Vulnerabilidade para Falhas Monofásicas sem o Parque Eólico

A falta trifásica aplicada a partir dos 40% da linha 5463-8501 não acarreta afundamentos de tensão na barra de interesse. Esta linha apresenta altos valores de impedância em relação às outras linhas, sendo maior até mesmo que a da linha 5463-8504. Isto implica em apresentar maior distância elétrica da barra de interesse e, por isso, a partir de certo trecho dessa linha não há contribuição para a ocorrência de afundamentos de tensão na barra de geração eólica 8906.

É importante também analisar a área de vulnerabilidade do sistema elétrico sem a presença do parque eólico quando ocorrem faltas trifásicas ao longo das linhas, o que pode ser realizado através da figura 5.14. Verifica-se que na ausência da geração eólica, praticamente todo sistema elétrico de Açu fica suscetível a afundamentos de tensão muito mais severos quando comparados com os níveis dos afundamentos ocorridos na presença do parque eólico.

Este fato pode ser explicado pelo fato do sistema elétrico sem o parque eólico apresentar apenas uma fonte de geração, que é o equivalente dinâmico da barra 5463. Assim, como a rede elétrica é do tipo malhada, um curto-circuito trifásico em qualquer parte do sistema causa afundamentos de tensão na barra 8906, conforme percebe-se através da figura 5.14.

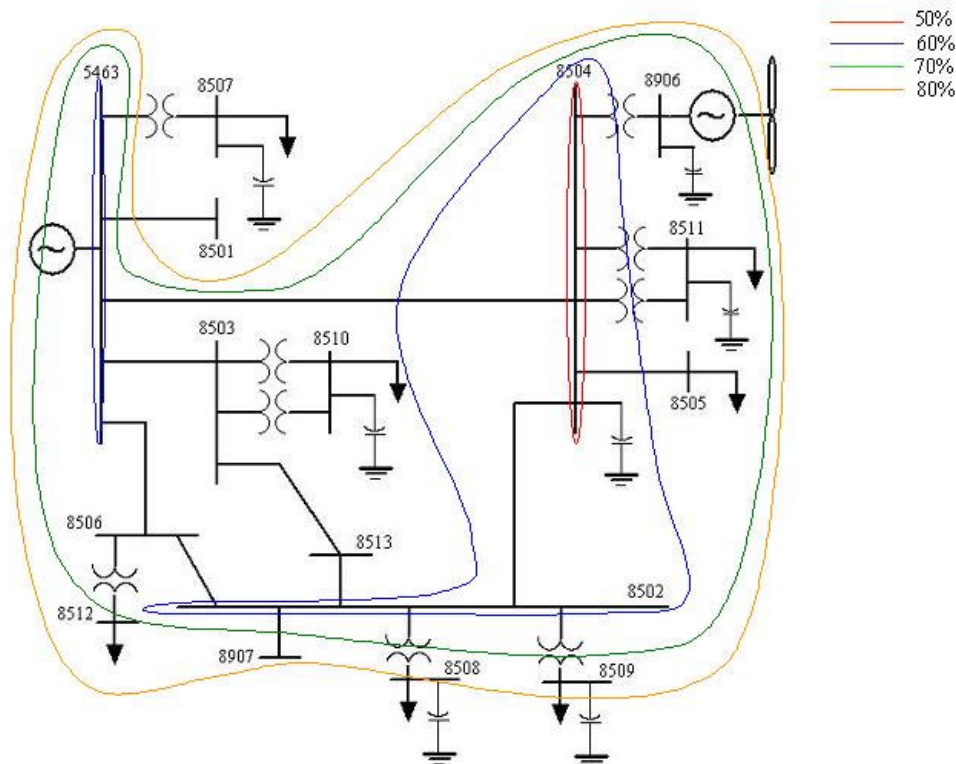


Figura 5.13 – Gráfico de Contornos da Área de Vulnerabilidade para Faltas Trifásicas.

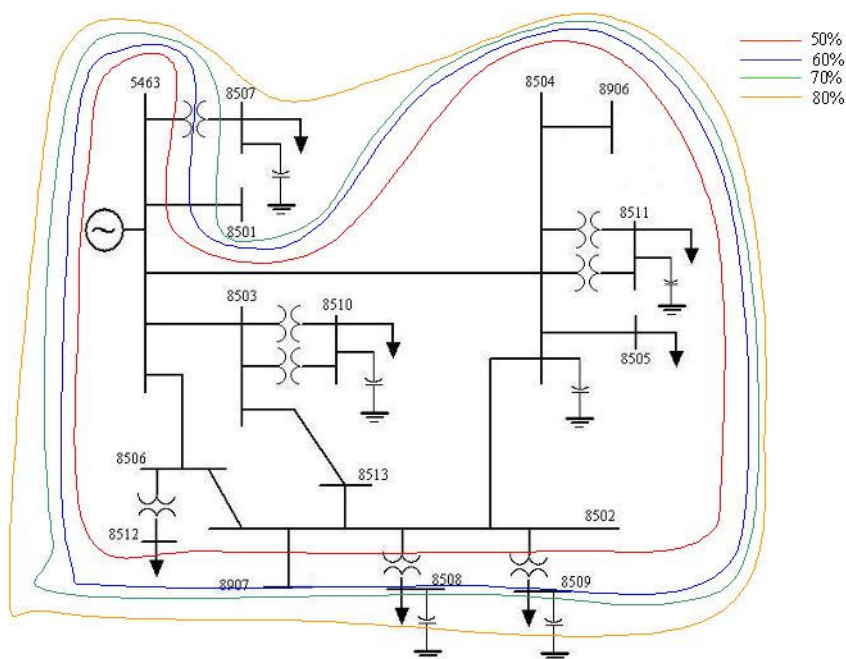


Figura 5.14 – Gráfico de Contornos da Área de Vulnerabilidade para Faltas Trifásicas sem o Parque Eólico

5.4 – Análise do Comportamento Dinâmico da Tensão

Após ter sido realizada a análise das áreas de vulnerabilidade do sistema elétrico de Açú, o que possibilitou verificar as porções da rede que são mais vulneráveis a causar afundamentos de tensão na barra de interesse, devido à ocorrência de curto-circuitos, é realizado a seguir o estudo de estabilidade de tensão do sistema quando da ocorrência de faltas no sistema elétrico.

A análise de estabilidade de tensão do sistema de Açú é realizada através de simulações dinâmicas, as quais resultam em estudos do comportamento dinâmico da tensão e potência reativa das máquinas de indução em gaiola e DFIG, quando inseridas na rede elétrica. Após a determinação das áreas de vulnerabilidade, torna-se fundamental avaliar o comportamento dinâmico da tensão, principalmente para as barras mais suscetíveis aos afundamentos de tensão. Esta análise possibilita ratificar os afundamentos de tensão observados na barra de interesse e verificados nos resultados do estudo estático realizado anteriormente por meio do programa computacional ANAQUALI.

Estas duas análises são complementares, uma vez que a primeira identifica as áreas de vulnerabilidade do sistema elétrico, além de demonstrar as expectativas de afundamentos de tensão na rede e o perfil de tensão na barra de interesse especificada. Já a segunda análise,

juntamente com as informações anteriores, pode determinar se áreas mais vulneráveis estão sujeitas a problemas de instabilidade de tensão.

Adicionalmente, esta última análise propicia um estudo mais detalhado do comportamento do sistema elétrico frente a curto-circuitos ocorridos, ratificando os aspectos de afundamentos de tensão identificados na análise anterior na barra de interesse, só que agora com uma análise dinâmica contínua detalhada da tensão na barra 8906, onde está conectado o parque eólico, que é dita como a barra de interesse na análise de curto-circuito.

5.4.1 – Curto-Circuito Trifásico de 150 ms na barra 8504

Esta seção tem o propósito de analisar o comportamento dinâmico da tensão do sistema elétrico, com a inserção dos geradores assíncronos em gaiola e duplamente excitados, nas concepções de velocidade fixa e variável, respectivamente, diante da ocorrência de faltas trifásicas em algumas barras da rede elétrica que se encontram na área de vulnerabilidade mostrada anteriormente na figura 5.13. Os resultados das simulações computacionais mostram que, dependendo do tipo de tecnologia adotada, a tensão pode sofrer sérios distúrbios decorrentes das faltas aplicadas na rede elétrica.

Neste contexto é necessária uma descrição mais realista dos modelos que representam o comportamento dinâmico do sistema eólico integrado à rede elétrica, os quais foram abordados no capítulo 3 desta dissertação. Os principais objetivos desta análise são: demonstrar que a utilização do sistema eólico de velocidade variável aumenta a margem de estabilidade de tensão dos aerogeradores e do sistema elétrico e analisar o comportamento da tensão e da potência reativa das máquinas de indução em gaiola e DFIG, interligadas à barra de interesse, destacada nas análises de curto-circuito anteriores.

Para analisar o comportamento dinâmico da tensão, os geradores de indução em gaiola e duplamente excitado foram alternadamente interligados à barra 8906, o que é realizado através de injeção de corrente em paralelo com uma admitância, na forma de equivalente Norton. A dinâmica do sistema é simulada a partir de um programa computacional desenvolvido para estudos de estabilidade transitória e de tensão, utilizando o *software* MATLABTM (MACHADO, 1999; AMORA, 2000; NUNES, 2003), descrito no capítulo 4.

Para as simulações dinâmicas, foi aplicado um curto-circuito de 150 ms na barra 8504, próximo à barra 8906, no instante de tempo $t = 1$ s. Os resultados são expressos através de gráficos que mostram o comportamento da tensão e da potência reativa frente a curto-circuitos na rede elétrica, apresentados nas figuras 5.15 e 5.16, respectivamente.

Nota-se que, no momento do curto-circuito, as tensões das máquinas de indução em gaiola e duplamente excitada sofrem uma queda brusca, chegando ao patamar de 0.2 p.u. Após a retirada da falta, a tensão da máquina em gaiola tende para um ponto inadequado de operação, conforme identificado na figura 5.15, não retornando ao seu valor nominal, permanecendo assim com o valor abaixo do nominal, em torno de 0.3 p.u., o que representa uma subtensão severa. Isto se deve ao fato de que a máquina de indução em gaiola, sendo acoplada diretamente a rede elétrica, não possui regulação de velocidade e de tensão; assim, qualquer perturbação na rede impacta diretamente na sua operação.

Por outro lado, a atuação da malha de controle de velocidade no DFIG atende ao balanço de potência na equação de balanço, aumentando o valor de potência ativa a partir do início da falta, mantendo assim a estabilidade, além de propiciar a recuperação da tensão após a eliminação da falta, no esquema de velocidade variável. O conversor presente na malha de controle do DFIG controla as correntes ao longo do eixo q (controle vetorial) de forma a produzir a potência elétrica especificada. A partir da injeção das correntes no rotor, a energia é extraída da rede e introduzida neste, contribuindo assim, para o balanço dos torques eletromagnético e mecânico e para a manutenção da estabilidade de tensão da máquina no esquema de velocidade variável. Após 3 segundos, aproximadamente, a tensão retorna ao seu valor nominal de 1 p.u..

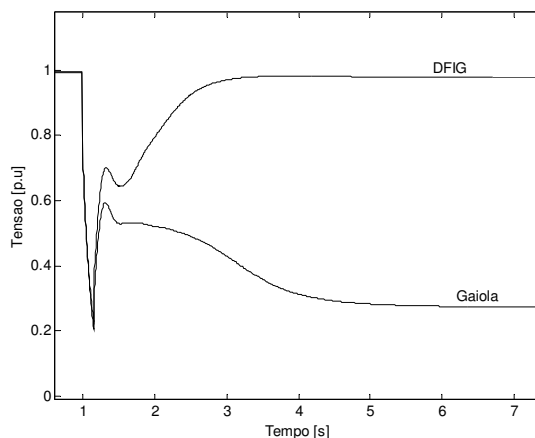


Figura 5.15 – Comportamento da Tensão

O gráfico da figura 5.16 mostra que, no instante do curto-circuito, ocorre um redirecionamento da potência reativa da rede elétrica passando de valores negativos, o que significa que as máquinas de indução eólica estão utilizando potência reativa, para valores positivos, ou seja, os geradores não estão mais absorvendo reativos, e sim a potência reativa que antes era para o seu próprio consumo, agora é utilizada para suprir a falta na rede elétrica.

Este fato evidencia a alimentação da falta, ou seja, a máquina síncrona e os bancos de capacitores deixam de alimentar a máquina de indução em gaiola e DFIG, passando a suprir a falta com potência reativa no momento do curto-circuito.

Quando a falta é extinta, ocorre uma mudança quase instantânea no sentido da potência reativa do gerador de indução em gaiola e do DFIG, que volta a ser negativo, ou seja, volta a ser direcionada para o próprio consumo dessas máquinas. No entanto, apenas a potência reativa da máquina duplamente excitada retorna ao seu valor nominal, devido à atuação da malha de controle de tensão presente nesta máquina e apresentada no capítulo 3. Por outro lado, a potência reativa da máquina em gaiola não consegue retornar ao seu valor nominal, devido ao aumento na demanda de potência reativa para a manutenção da estabilidade de tensão nos terminais da mesma, uma vez que para gerar potência ativa o gerador de indução precisa utilizar mais potência reativa do sistema elétrico. Isto pode ser explicado pelo fato de que o sistema elétrico fica sujeito a um súbito aumento na transmissão de potência reativa que se segue à falta e, como a máquina de indução em gaiola está diretamente acoplada à rede sem nenhum controle, a mesma aumenta a demanda por potência reativa que advém da rede elétrica.

Este é um fator limitante das configurações dos sistemas eólicos de velocidade fixa com geradores de indução em gaiola, que contribui para a redução na margem de estabilidade de tensão do sistema, porque “estressa” a rede elétrica, devido ao aumento da perda de potência reativa nas linhas.

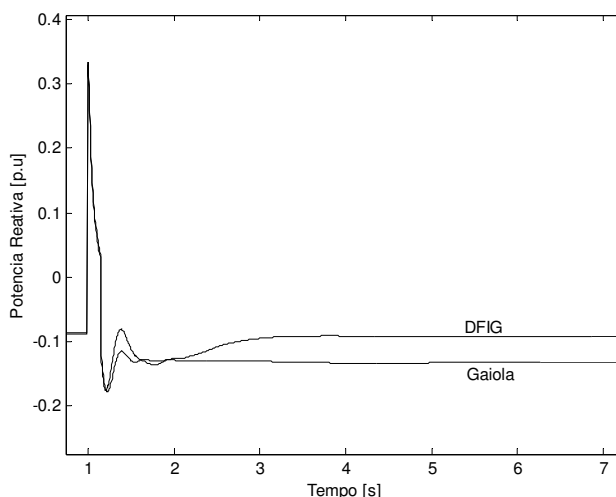


Figura 5.16 – Comportamento de Potência Reativa

A seguir é visto através da figura 5.17, o comportamento das tensões das barras 8511, 8505, 8502 e 8504 usando a configuração de velocidade fixa com geradores de indução em gaiola.

Pelo gráfico da figura 5.17, verifica-se que, no momento da falta, as tensões das barras citadas anteriormente, as quais estão próximas à barra de geração eólica, sofrem uma queda brusca, chegando praticamente a zero. Isto pode ser explicado simplesmente pela proximidade dessas barras ao ponto em que foi aplicada a falta. Quando o curto-circuito é aplicado à barra 8504, o impacto é sentido por todas as outras que estão ligadas a ela.

Outro ponto bastante significativo é que, após o término do curto-circuito, as tensões das barras 8511, 8505, 8502 e 8504 apresentam subtensões permanentes com valores abaixo de 0.95 p.u., devido à maior demanda de potência reativa da máquina de indução em gaiola após a falta, a qual é suprida pela rede. Nota-se que a barra 8505 apresenta tensão mais baixa após a falta, o que se deve principalmente à ausência de banco de capacitores junto à carga desta barra, enquanto que a barra 8511 possui um banco de capacitores suprimindo a sua carga, e a barra 8502 possui acoplada a ela através de transformadores, duas barras de carga, que também possuem bancos de capacitores. Até mesmo a barra de falta 8504 possui banco de capacitores que ajuda na recuperação do nível da tensão desta barra, mas não totalmente, devido à grande demanda de reativos pela máquina de indução em gaiola.

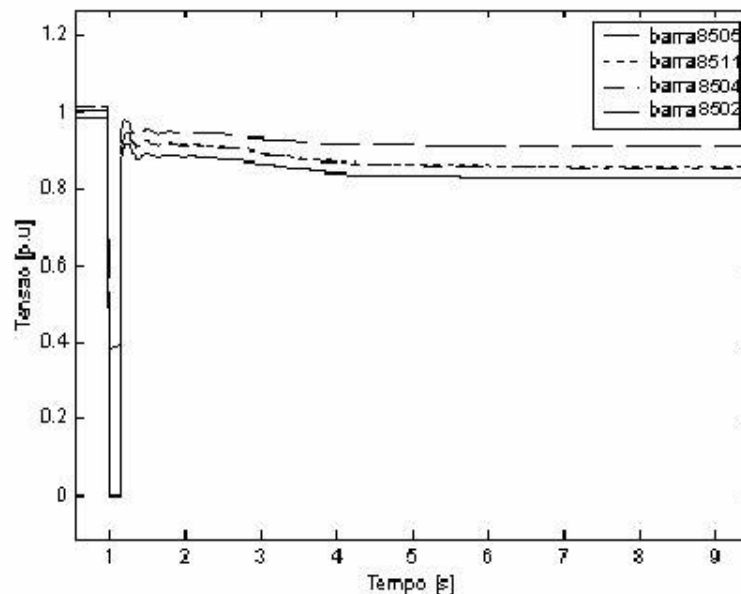


Figura 5.17 – Comportamento das tensões nas barras 8511, 8505, 8502 e 8504.

Pelo resultado verificado na figura 5.17, conclui-se que os sistemas eólicos de velocidade fixa, por não apresentarem regulação, contribuem para a degradação da tensão do sistema elétrico. Este fato poderia ser revertido com o uso da configuração de sistemas eólicos de velocidade variável, os quais apresentam regulação e estão indiretamente acoplados à rede elétrica através de conversores estáticos, contribuindo para uma maior controlabilidade do sistema.

5.4.2 – Curto-Circuito Trifásico de 150 ms na barra 8906

Para observar a perda de estabilidade da máquina de indução em gaiola, foi aplicado um curto-circuito de 150 ms na barra 8906, na qual está conectado o parque eólico, obtendo-se os resultados das figuras 5.18, 5.19, 5.20 e 5.21.

Pelo gráfico da figura 5.18, observa-se que as tensões das máquinas assíncronas em gaiola e DFIG sofrem uma interrupção, que se caracteriza pela tensão ser nula, no instante em que é aplicada a falta. Percebe-se neste ponto que, devido ao curto-circuito ser aplicado bem em cima da barra onde estão conectadas as máquinas de indução, a tensão destas cai a zero obviamente, enquanto que na perturbação anterior, a tensão das máquinas sofre um afundamento, mas não são anuladas. Este fato conduz à degradação no comportamento da tensão mostrada na figura 5.18. Quando a malha de controle da tensão da máquina de indução duplamente excitada (DFIG) atua, aumentando o valor desta a partir do início da falta, resulta na recuperação da tensão após o curto ter sido eliminado.

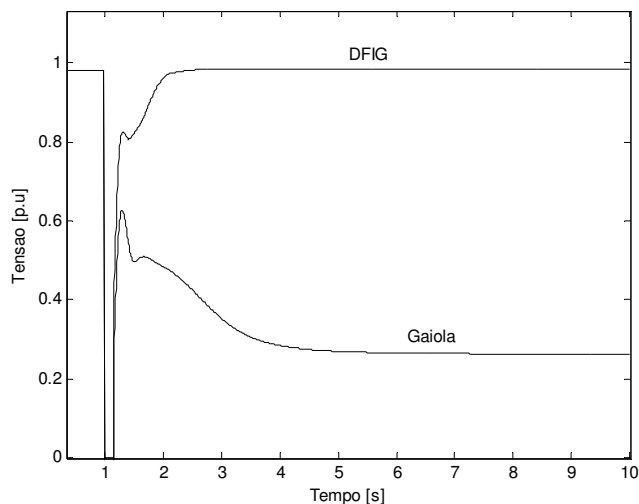


Figura 5.18 – Comportamento da Tensão

A atuação da malha de controle de tensão do DFIG vista no gráfico da figura 5.18 propicia a recuperação no nível de utilização de potência reativa por parte dos geradores assíncronos, como pode ser observado na figura 5.19. Por outro lado, a utilização dos geradores em gaiola sem controle, aumenta a demanda por potência reativa, necessária à manutenção da estabilidade do sistema eólico, uma vez que o gerador de indução precisa utilizar mais potência reativa do sistema elétrico para gerar potência ativa.

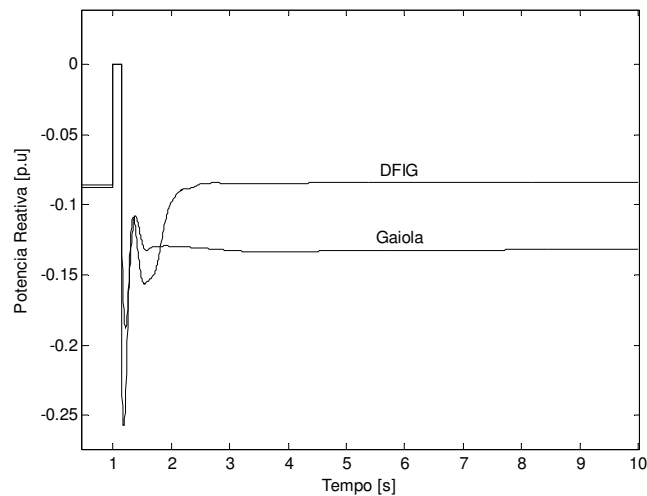


Figura 5.19 – Comportamento de Potência Reativa

O comportamento da potência reativa da máquina síncrona do equivalente dinâmico da barra 5463 é diretamente influenciado pelo controle do DFIG, como pode ser observado na figura 5.20 após a falta, uma vez que a potência reativa do gerador síncrono retorna ao seu valor original. Entretanto, o uso de sistemas eólicos de velocidade fixa sem controle, aumenta a demanda de potência reativa necessária para manter a estabilidade de tensão nos terminais dos geradores eólicos. Esta demanda adicional de potência reativa é proveniente, em grande parte, dos geradores síncronos, como pode ser visto na figura 5.20, que mostra o comportamento transitório da potência reativa nos geradores síncronos para esta falta.

O sistema de potência sofre um aumento na transmissão de potência reativa após a falta, limitando o uso dos sistemas eólicos de velocidade fixa com geradores de indução em gaiola, o que poderia levar a quedas de tensão inaceitáveis nas barras do sistema, e até mesmo para uma situação de colapso da tensão. Esta situação torna-se bastante crítica em redes fracas com alimentadores distantes e restrições na transmissão da potência (NUNES, 2003).

Com a queda de tensão nas máquinas eólicas, decorrente da falta, há uma redução no valor da potência ativa nos terminais do sistema eólico, pois esta é diretamente dependente da tensão. Como a potência mecânica da turbina eólica praticamente não varia, ocorre um

desequilíbrio entre essas potências, que contribui para a aceleração do gerador eólico, alimentando o processo de aceleração da turbina, e resultando em um aumento progressivo da velocidade do eixo do rotor do gerador em gaiola. Na sequência do fenômeno, como a velocidade do rotor aumenta, a potência ativa também aumenta para valores maiores que antes da falta, o que, por sua vez, requer mais corrente do sistema elétrico, produzindo maiores quedas de tensão nas linhas, transformadores e barras próximos ao parque eólico, como pode ser observado na figura 5.21, para as tensões das barras 8511, 8505, 8502 e 8509.

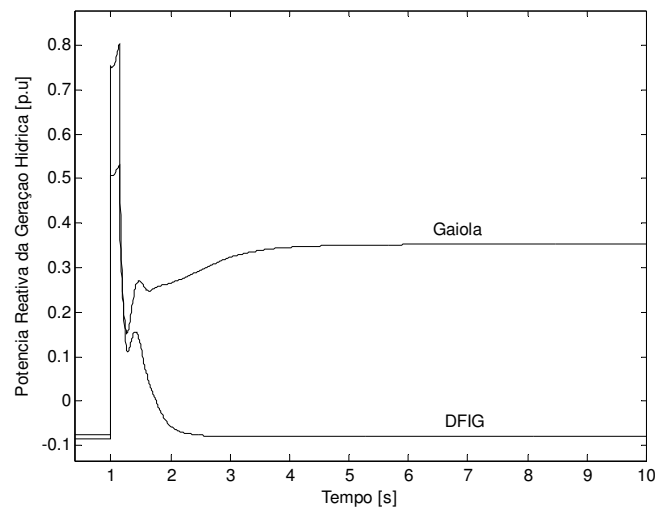


Figura 5.20 – Comportamento da Potência Reativa da Máquina Síncrona

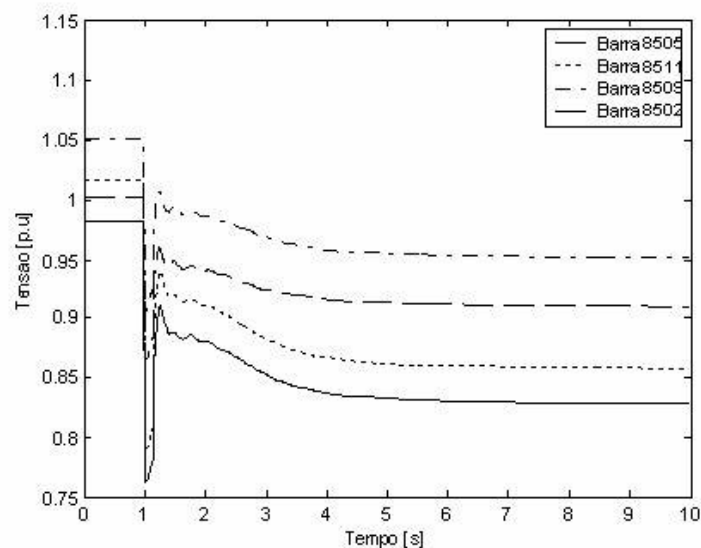


Figura 5.21 – Comportamento da tensão nas barras 8511, 8505, 8502e 8509.

5.4.3 – Curto-Circuito Trifásico de 250 ms na barra 8502

Foi realizada uma outra simulação objetivando demonstrar a eficácia e vantagem da atuação das malhas de controle do DFIG na manutenção da estabilidade da tensão do sistema, independentemente da metodologia adotada para a proteção, e das condições operacionais do sistema elétrico, bem como evidenciar aspectos referentes à interação entre os sistemas eólicos e o restante da rede elétrica.

As máquinas eólicas de 660 kW foram alternadamente interligadas à barra 8906 na condição de gerador de indução em gaiola e gerador de indução duplamente excitado. A falta corresponde a um curto-circuito trifásico ocorrido na barra 8502 no instante $t = 1s$. Com o objetivo de observar a atuação das malhas de controle da máquina de indução duplamente excitada na manutenção da estabilidade de tensão do sistema eólico, o curto-circuito foi mantido por 250 ms, sem a retirada da máquina eólica.

Quando o curto-circuito é aplicado na barra 8502, o seu impacto é percebido pelas máquinas eólicas que estão conectadas na barra 8906, resultando em uma queda de tensão, como pode ser observado na figura 5.22. Entretanto, percebe-se que os valores da tensão dos geradores de indução não são anulados, mas chegam ao patamar de 0.3 p.u.. Esta queda de tensão é menos severa em relação à queda verificada no primeiro curto-circuito analisado nesta dissertação, que foi aplicado na barra 8504. Isto se deve principalmente ao fato de que naquele, a falta foi aplicada em uma barra mais próxima da barra 8906 de que neste caso.

Outro aspecto que pode ser analisado, é que o nível de tensão das máquinas de indução, no momento da falta, chega ao patamar de 0.3 p.u., que comparado ao nível de afundamento de tensão de 0.6 p.u. identificado na barra de interesse no estudo realizado anteriormente através de análises estáticas, apresenta-se muito menor. Isto se deve ao fato de que na análise dinâmica, a modelagem do sistema é bem mais detalhada, o que garante um comportamento mais próximo da realidade.

Com a queda de tensão devida ao curto-circuito, o valor do torque elétrico nos terminais dos geradores eólicos, que é proporcional ao quadrado da tensão, sofre também uma significativa redução, contribuindo para a aceleração dos mesmos. Este processo, por outro lado, aumenta a potência ativa, o que requer mais corrente, produzindo maiores quedas de tensão nas linhas e transformadores próximos ao parque eólico, como pode ser observado na figura 5.23 para o comportamento das tensões nas barras. Isto dificulta a recuperação da tensão nos terminais do gerador, conforme é apresentado na figura 5.22 para o caso do sistema eólico de velocidade fixa, que conforme exposto, não possui nenhum tipo de controle, sendo acoplado diretamente na rede elétrica.

Entretanto, a tensão do DFIG se recupera após aproximadamente quatro segundos, o que é obtido pela ação rápida dos reguladores, que voltam a atuar após o curto-circuito. Destaca-se neste caso, que não é considerada a atuação da proteção. Neste tipo de gerador, o conversor controla as correntes ao longo do eixo q , de forma a produzir a potência elétrica especificada. A partir da injeção das correntes no rotor, há uma contribuição para o balanço dos torques eletromagnético e mecânico e para manutenção da estabilidade transitória da máquina, como mostrado em NUNES *et al.* (2003a).

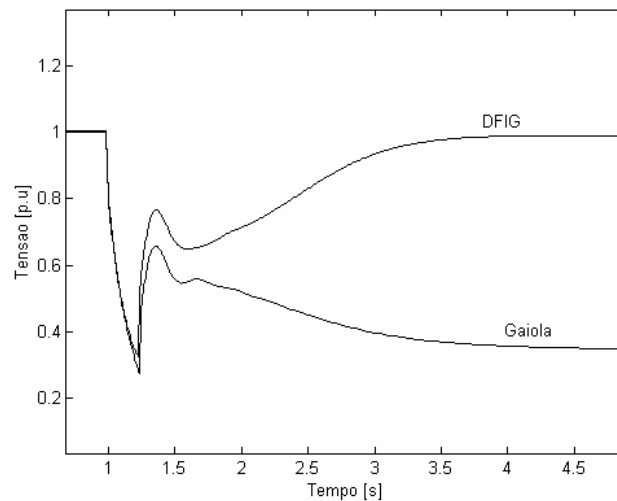


Figura 5.22 – Comportamento da tensão das máquinas eólicas

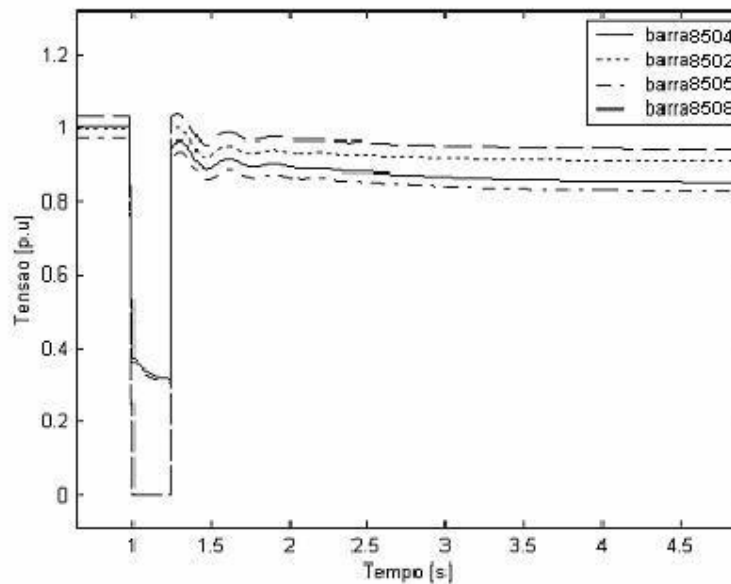


Figura 5.23 – Comportamento da tensão nas barras 8505, 8502, 8508 e 8504

Nesta simulação também é importante observar o comportamento da potência reativa das máquinas de indução em gaiola e DFIG, as quais utilizam reativos da rede elétrica antes da falta, como pode ser visto na figura 5.24. A inversão do reativo durante a falta nestas máquinas, que passa a ser positivo, evidencia o redirecionamento deste para o suprimento da falta.

Como a contribuição da máquina assíncrona para a falta é pequena, dependendo somente do estado de excitação das mesmas e da reatância transitória, conforme o modelo dinâmico, e apresentando uma constante de tempo normalmente muito pequena, quando o curto-circuito é extinto 250 ms depois, há uma mudança progressiva no sentido da potência reativa até ser anulada, e a partir deste ponto, há uma inversão quase instantânea de sinal, o que caracteriza o direcionamento de reativos para o consumo do gerador de indução, como mostra a figura 5.24 para os geradores em gaiola.

Através do gráfico da figura 5.24, percebe-se que a utilização de potência reativa pela máquina de indução em gaiola nos esquemas de velocidade fixa aumenta após a falta, para manutenção da estabilidade de tensão nos terminais da mesma.

Enquanto que o regulador da tensão terminal presente no DFIG, baseado na corrente de excitação (i_{dr}), proporciona, após o curto-circuito, a recuperação da potência reativa utilizada pela máquina, como pode ser observado na figura 5.24. Isto decorre do restabelecimento dos níveis de tensão e potência ativa da rede. Conseqüentemente, nesta situação não há a necessidade de compensação dinâmica ou estática de potência reativa da rede elétrica, para manutenção da estabilidade de tensão do gerador eólico, como é necessário quando o esquema de velocidade fixa é utilizado.

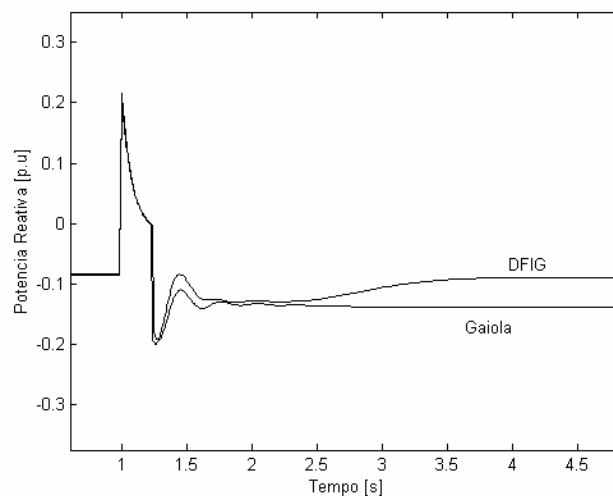


Figura 5.24 – Comportamento da potência reativa das máquinas eólicas

5.5 – Considerações Finais

Este capítulo apresentou os resultados das simulações referentes aos estudos de afundamentos de tensão provocados por curto-circuitos no sistema, e a análise da estabilidade de tensão do sistema elétrico com a integração de parques eólicos.

O primeiro estudo, realizado no programa computacional ANAQUALI, mostrou que as faltas trifásicas provocaram afundamentos de tensão na barra de interesse mais severos que as faltas monofásicas. Através desta análise foi possível verificar as áreas do sistema elétrico de Açú mais vulneráveis a provocar afundamentos de tensão na barra de interesse devido a curto-circuitos, o que permite um planejamento detalhado da proteção elétrica dessas áreas para mitigar os afundamentos na barra em que será conectado o parque eólico.

Já nas simulações voltadas para a estabilidade de tensão do sistema com a inserção da geração eólica na rede, foram aplicados curto-circuitos no sistema, os quais mostraram que a máquina de indução em gaiola, por estar diretamente acoplada à rede sem controles adicionais, é mais afetada que a máquina de indução duplamente excitada, pois esta última apresenta reguladores de velocidade e de tensão. Este importante fato serve como indicação no planejamento de sistemas elétricos com inserção de turbinas eólicas, demonstrando a tendência pela adoção de sistemas eólicos de velocidade variável, devido a sua maior controlabilidade e melhor resposta diante de problemas de estabilidade de tensão.

Com isso, verifica-se que os estudos de afundamentos de tensão, através de áreas de vulnerabilidade, e os de estabilidade de tensão, através do comportamento dinâmico, são complementares no planejamento da proteção e estabilidade do sistema elétrico, uma vez que o primeiro permite conhecer as porções do sistema elétrico vulneráveis a afundamentos de tensão, indicando os pontos da rede que devem ser investigados com maior detalhamento em relação aos aspectos relacionados com o comportamento dinâmico da tensão durante e após a ocorrência de curto-circuito no sistema elétrico, evento este mais comum e grave para a operação do sistema elétrico.

CAPÍTULO VI

CONCLUSÃO

6.1 – Considerações Finais

Esta dissertação teve como propósito inicial avaliar os principais aspectos relacionados aos afundamentos de tensão provocados por curto-circuitos monofásicos e trifásicos no sistema elétrico de Açu, que se trata de um sistema real pertencente à Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN. Para este fim, foi necessário especificar os modelos dos componentes do sistema para estudos de curto-circuito, os quais foram apresentados no capítulo 2. Nesse capítulo foi também verificado o programa computacional ANAQUALI desenvolvido pelo CEPEL, utilizado para este objetivo da dissertação. A partir desse programa foi possível analisar o perfil de tensão da barra de interesse, a área de vulnerabilidade, e os gráficos de contorno de níveis de afundamentos, que podem ser visualizados no capítulo 5 de simulações.

Este tipo de estudo é de extrema importância para a verificação dos principais pontos provocadores de afundamentos de tensão na barra de interesse. Para o sistema de Açu, utilizado nesta dissertação, a barra de geração eólica foi escolhida como a barra de interesse a fim de ser monitorada. Os resultados mostram que a barra de geração eólica é bastante susceptível a afundamentos de tensão decorrentes de curto-circuitos trifásicos que possam ocorrer na rede elétrica, principalmente quando forem próximos a ela.

A análise de afundamentos de tensão a partir de curto-circuito é bastante empregada em sistemas elétricos convencionais, os quais apresentam geração elétrica a partir de máquinas síncronas, não sendo comumente utilizada para sistemas de geração distribuída, como aconteceu nesta dissertação. A rede de Açu possui características de um sistema de geração distribuída, apresentando geração eólica interligada ao sistema elétrico convencional, que por sua vez está ligado ao Sistema Interligado Nacional – SIN, visto no capítulo 5. A geração de energia elétrica a partir da energia cinética dos ventos é realizada a partir de máquinas de indução (ou assíncronas), que apresentam a impedância de seqüência zero equivalente a um circuito aberto nas análises de curto-circuito. Esta característica peculiar das máquinas de indução influencia diretamente na análise dos afundamentos de tensão, já que a potência de curto-circuito monofásica desta máquina é nula, não tendo contribuição para a corrente de falta, o que pode ser verificado no capítulo 5 de simulações.

O estudo e a determinação das áreas vulneráveis a afundamentos de tensão na rede de Açu serviram de base à análise do comportamento dinâmico da tensão do mesmo. Isto por que

é possível constatar, através dos estudos do comportamento dinâmico dos geradores assíncronos eólicos, se a barra na qual está conectada a geração eólica do sistema elétrico em questão é capaz de suportar curto-circuitos.

Para o estudo da estabilidade de tensão do sistema eólico em questão, foi necessário abordar os principais tópicos relacionados ao assunto de estabilidade de tensão, o qual é amplamente analisado em sistemas elétricos convencionais. Na presente dissertação, primeiramente foi definida a modelagem dinâmica dos componentes dos sistemas convencional e eólico, que pode ser verificada no capítulo 3. O capítulo 4 apresentou a estrutura computacional usada para a simulação dinâmica dos curto-circuitos no sistema, que se baseia na solução das equações algébrico-diferenciais características ao comportamento dinâmico dos componentes.

A partir dos gráficos apresentados no capítulo 5, que mostram o comportamento dinâmico da tensão frente a curto-circuitos, pode-se verificar que os sistemas eólicos de velocidade fixa, que utilizam a máquina de indução em gaiola, estão sujeitos a perda de estabilidade de tensão, pois não apresentam controle adicional, sendo diretamente acoplados à rede elétrica. Enquanto os sistemas de velocidade variável, que utilizam os geradores de indução duplamente excitados, sendo caracterizados pela interligação destes com a rede através de conversores estáticos, são mais robustos em relação à estabilidade de tensão. O DFIG mantém o equilíbrio entre os torques elétrico e mecânico, garantindo assim, uma maior margem de estabilidade do sistema elétrico, além de contribuir para que a potência reativa retorne a um valor anterior à falta, evitando problemas relacionados à instabilidade de tensão. Estes fatos puderam ser claramente verificados no capítulo 5.

Esta análise do comportamento dinâmico do sistema integrado à geração eólica contribuiu para a avaliação dos fenômenos de colapso de tensão, servindo de base na escolha de qual configuração do sistema eólico será utilizada baseado em critérios de estabilidade. Estes estudos são fundamentais ao planejamento de introdução de parques eólicos, ou expansão dos já existentes na rede elétrica.

6.2 – Sugestões para Trabalhos Futuros

A partir da dissertação apresentada é possível sugerir outros trabalhos com novas metodologias, como a aplicação do estudo de afundamentos de tensão do programa computacional ANAQUALI em sistemas elétricos com caráter de geração distribuída, com outras fontes de energia, como por exemplo, energia fotovoltaica. Pode-se também abordar outros aspectos relacionados à qualidade de energia, como estudos de emissão de *flicker* na

rede elétrica devido à inserção de parques eólicos nas concepções de sistemas eólicos de velocidade fixa e variável.

Outra sugestão, que está relacionada ao estudo de estabilidade de tensão, é o desenvolvimento de sistemas de proteção apropriados aos sistemas eólicos nas configurações existentes. Também pode ser verificado o comportamento da tensão do sistema devido ao aumento da parcela de geração do sistema eólico em relação à geração total da rede elétrica, e seus impactos em regime permanente e durante distúrbios na rede elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AKHMATOV, V.; 2003. Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power. PhD Thesis, Electric Power Engineering, Ørsted-DTU, Technical University of Denmark, Kgs. Lyngby, Denmark.
- ALMEIDA, W. G.; FREITAS, F. D.; 1995. Circuitos Polifásicos: teoria e ensaios. Brasília: Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos.
- ALVARADO, F. L.; MONG, S. K.; ENNS, M. K.; 1985. A Fault Program with Macros, Monitors and Direct Compensation in Mutual Groups. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 5, pp. 1109-1120, Maio de 1985.
- AMORA, M. A. B.; 2001. Análise da Interligação de Parques Eólicos a Sistemas Elétricos de Potência. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – UFPA), 2001.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A.; 1977. Power System Control and Stability. Fourth Printing. The Iowa State University Press.
- ARRILLAGA, J.; ARNOLD, C. P.; 1984. Computer Modeling of Electrical Power Systems. John Wiley & Sons Ltd., p.419.
- BOLLEN, M. H. J.; 1994. The Influence of Motor Reacceleration on Voltage Sags. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol.30, No.3, May/Jun 1994, pp.805-821.
- BOLLEN, M. H. J.; 1996. Fast Assessment Methods for Voltage Sags in Distribution Systems. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol.32, No.6, Nov/Dec 1996, pp.1414-1423.
- BRANDWAJN, V.; TINNEY, W. F.; 1985. Generalized Method of Fault Analysis. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 6, pp. 1301-1306, Junho de 1985.
- CONNOR, B.; LEITHEAD, W. E.; 1996. Performance Assessment of Variable Speed Wind Turbines. In: OPPORTUNITIES AND ADVANCES IN INTERNATIONAL POWER GENERATION. Mar. 1996: Durkam, (UK). Proceedings. Durkam. p. 65-68.
- CONRAD, L.; LITTLE, K.; GRIGG, C.; 1991. Predicting and Preventing Problems Associated with Remote Fault-Clearing Voltage Dips. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol.27, No.1, Jan/Feb 1991, pp.167-172.
- DA COSTA, J.G; 2003. Avaliação do Impacto Econômico do Afundamento de Tensão na Indústria. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Fevereiro.

- DE MELLO, F. P.; ANDERSON, P.; DOUDNA, J. H. *et al.*; 1991. Dynamic Models for Fossil Fueled Steam Units in Power Systems Studies. IEEE Transactions on Power Systems, v. 6, n. 2 (May), p. 753-761.
- EL-KADY, M. A.; FORD, G. L., 1983. An Advanced Probabilistic Short-Circuit Program. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 5, pp. 1240-1248, Maio de 1983.
- FEITOSA, E. A. N.; BRONZEADO, H. S.; ROSAS P. A. C.; *et al.*; 1998. Behavior of Wind Turbines under Brazilian Wind Conditions and Their Interaction With the Grid. In: 8th INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER ICHQP'98 (Oct. 1998: Athens Greece). Proceedings. Athens, 1998. p. 906-910.
- FERREIRA, C. A.; COSTA, V. M.; 2004. Controle de Tensão no Fluxo de Potência Continuada – Modelagens e Efeitos na Estabilidade de Tensão. Revista Controle & Automação, Vol.15, nº 4, Outubro, Novembro e Dezembro 2004.
- FILHO, J. M. C.; 2000. Uma Contribuição á Avaliação do Atendimento a Consumidores com Cargas Sensíveis – Proposta de Novos Indicadores. Tese de Doutorado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Dezembro de 2000.
- IEEE, 1995. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. IEEE Standard 1159 - 1995.
- KARINIOTAKIS, G. N.; STAVRAKAKIS, G. S.; 1995a. A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel – Wind Turbines Systems Interaction. Part I: A General Multimachine Power System Model. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 10, n. 3 (Sep.), p. 577-583.
- KARINIOTAKIS, G. N.; STAVRAKAKIS, G. S.; 1995b. A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel – Wind Turbines Systems Interaction. Part II: Implementation of the Algorithm and Case-Studies with Induction Generators. IEEE Transactions on Energy Conversion. v. 10, n. 3 (Sep), p. 584-590.
- KINDERMANN, G.; 1992. Curto-Circuito. Porto Alegre, RS, 1992. Sagra: DC Luzzatto.
- KUNDUR, P.; 1994. Power System Stability and Control. USA. EPRI - Electric Power Research Institute: McGraw-Hill.
- 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 – UNIFEI, Maio de 2003.
- LOPES, J. A. P.; VASCONCELOS, H., SANTOS, R. L.; 1999. Estudos de Impacto Eléctrico da Integração de Produção Eólica Adicional nas redes Eléctricas da República de Cabo

- Verde-Caso de Santiago. In: 4° ENCONTRO LUSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO E EXPLORAÇÃO DE REDES DE ENERGIA ELÉTRICA - ELAB'99 (1999: Rio de Janeiro, Brasil). *Anais*. Rio de Janeiro. ST 5-5, p. 259-270.
- MACHADO, R. N. M.; 1999. Modelagem e Análise Dinâmica de Sistemas Híbridos Eólico-Diesel Autônomos. Dissertação de Mestrado. UFPA, Belém, 1999.
- MANZONI, A.; 1996. Desenvolvimento de um Módulo Dinâmico para Simuladores de Ensino e Treinamento em Sistemas de Energia Elétrica Usando Programação Orientada a Objetos. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- MANZONI, A.; 2005. Desenvolvimento de um Sistema Computacional Orientado a Objetos para Sistemas Elétricos de Potência: Aplicação a Simulação Rápida e Análise da Estabilidade de Tensão, Tese de Doutorado, UFRJ, Rio de Janeiro, Março de 2005.
- MULLER, S.; Deicke, M.; De Donker, R. W.; 2000. Adjustable Speed Generators for Wind Turbines based on Doubly-Fed Induction Machines and 4-Quadrante IGBT Converters Linked to the Rotor. In: INDUSTRY APPLICATIONS CONFERENCE (Oct. 2000: Rome, Italy). Proceedings. Rome. v. 4, p. 2249-2254.
- MULLER, S., Deicke, M., De Doncker R.W.; 2002. Doubly fed induction generator systems for wind turbines. *IEEE Industry Applications Magazine*, v. 8 (3), p. 26 –33, May-June.
- NUNES, M. V. A.; 2003. Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas. Tese de Doutorado. UFSC, Florianópolis, SC, Dezembro, 2003.
- NUNES, M. V. A.; ZÜRN, H. H.; BEZERRA, U. H.; LOPES, J. A. P.; 2004. Influence of the Variable Speed Wind Generators in Transient Stability Margin of the Conventional Generators Integrated in Electrical Grids. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Estados Unidos, v. 19, n. 4, p. 692-701, 2004.
- NUNES, M. V. A.; BEZERRA, U. H.; Vieira, J.P.A; MATOS, K. N. V.; 2004. New Operational Procedures related with Wind Generators Connected to Electrical Grids During Fault Occurrences. In: *IEEE/PES T&D2004 Latin América*, 2004, São Paulo. *Anais do IEEE/PES*.
- ORTMEYER, T. H.; HIYAMA, T.; SALEHFAR, H.; 1996. Power Quality Effects of Distribution System Faults. *Electrical Power & Energy Systems*. Vol.18, No.5, 1996, pp.323-329.
- PAOR, A. M.; 1982. Aerodynamic Design of Optimum Wind Turbines. *Applied Energy*. v. 12, p. 221-228.

- PAPADOPOULOS, M. P.; PPATHANASSIOUS, S. A. 1999. Dynamic Behavior of Speed Wind Turbines under Stochastic Wind. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 14, n. 4 (Dec.), p. 1617-1623.
- PAPATHANASSIOUS, S. A.; P PAPADOPOULOS, M. P.; 2001. Mechanical Stresses in Fixed-Speed Wind Turbines due to Network Disturbance. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 16, n 4 (Dec.), p. 361-367.
- POWER, H.; 1980. A Simulation Model for Wind Turbines. Applied Energy, n. 6, p. 395-399.
- QADER, M. R.; BOLLEN, M. H. J.; ALLAN, R. N.; 1999. Stochastic Prediction of Voltage Sags in a Large Transmission System. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol.35, No.1, Jan/Feb 1999, pp.152-162.
- ROMÉRO, S. P.; PINTO, R. J.; DAVID, P. A. M. S.; ROSA, R.; 1998. ANAFAS – Análise de Faltas. Manual do Usuário. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, Rio de Janeiro – RJ, Brasil. v. 3.0 – Dezembro/98.
- ROSAS, P.; 2003. Dynamic Influences of Wind Power on The Power System. PhD Thesis, Section of Electric Power Engineering, Ørsted-DTU, Technical University of Denmark, March, 2003.
- ROSAS, P. A. C.; ESTANQUEIRO, A. I.; 2003. Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas, Vol. I – Projeto Elétrico e Impacto de Centrais Eólicas na Rede Elétrica. CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica, Recife, PE, 2003.
- SAADAT, H; 1999. Power System Analysis. McGraw-Hill Series in Electrical and Computer Engineering, p. 690.
- SCHMIDT, D. C.; ROMÉRO, S. P.; 2002. ANAQUALI – Análise de Afundamentos de Tensão. Manual do Usuário. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, Rio de Janeiro – RJ, Brasil. v. 2.0 – Dezembro/2002.
- SILVA, S.R.; 1988. Sistema Eólico de Geração de Energia Elétrica. Tese de Doutorado. CPGEE/UFPB Novembro, Campina Grande/PB.
- SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L.; 2001a. Initialization of Wind Turbines Models in Power Systems Dynamics Simulations. In: IEEE PORTO POWER TECH CONFERENCE (Sep. 2001: Porto, Portugal). Proceedings, 2001. Porto. p. 6.
- SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L.; *et al.*; 2001b. Modeling Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations. In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING (15-19 July 2001). Proceedings, 2001. v. 1, p. 22-26.

SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L.; 2001c. Dynamic Modeling of a Wind Turbine with Direct Drive Synchronous Generator and Back to back Voltage Source Converter and its Controls. European Wind Energy Conference and Exhibition. Copenhagen, Denmark, July 2-6.

SLOOTWEG, J. G.; 2003. Wind Power: Modelling and Impact on Power System Dynamics. Tese de Doutorado. 9 de Dezembro de 2003, Technische Universiteit Delft.

SOUZA, C. L.; NETO, L. M.; GUIMARÃES, G. C.; *et al.*; 2001a. Análise da Estabilidade de Sistemas de Potência Empregando Geradores de Indução Equipados com Reguladores de Velocidade. In: IX ENCONTRO REGIONAL LATINO AMERICANO DA CIGRÉ, COMITÊ 38 (Maio 2001a: Foz do Iguaçu – Paraná). Anais. Foz do Iguaçu. p. 1-6.

SOUZA, C. L.; NETO, L. M.; GUIMARÃES, G. C.; *et al.*; 2001b. Power System Transient Stability Analysis Including Synchronous and Induction Generators. In: IEEE PORTO POWER TECH CONFERENCE. (Sep. 2001b: Porto, Portugal). Proceedings. Porto. p.6.

STEVENSON, W. D. Jr.; 1974. Elementos de Análise de Sistemas de Potência. Ed. McGraw-Hill do Brasil - 1974.

TAYLOR, C. W.; 1994. Power System Voltage Stability. Ed McGraw-Hill, Inc..

ANEXO I
INTERFACE DO PROGRAMA COMPUTACIONAL ANAQUALI

1 – Interface do Programa Computacional ANAQUALI

O programa ANAQUALI foi desenvolvido com uma interface gráfica nos padrões Windows®, ou seja, utilizando Menus, Barra de ferramentass, Diálogos, etc., tornando fácil e direto seu uso pelos usuários desta plataforma. A figura 1 mostra a tela inicial do programa.

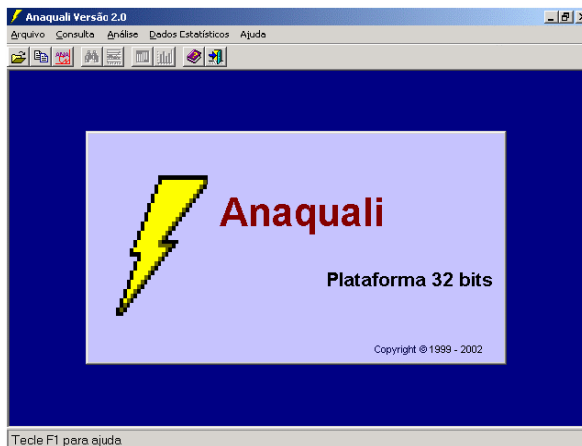


Figura 1 – Tela inicial do ANAQUALI

1.1 – Integração com o ANAFAS

O ANAQUALI comanda a execução em *background* do ANAFAS. Para tal, devem ser informados os seguintes parâmetros para o programa:

- ✓ nome do arquivo contendo dados da rede elétrica;
- ✓ barra de interesse;
- ✓ áreas elétricas e níveis de tensão que compõem a área de influência;
- ✓ tipos de defeitos que serão simulados (FFF, FF, FT, FFT);
- ✓ intervalo percentual para o deslizamento das faltas;
- ✓ nome do arquivo de saída onde serão gravados os resultados.

A figura 2 mostra a caixa de diálogo na qual devem ser fornecidos os parâmetros para a execução do ANAFAS.

Após a execução do ANAFAS é gerado um arquivo (.SAG) contendo os resultados dos casos* de curto-circuitos simulados pelo programa.

Antes de o ANAQUALI ler os resultados gerados pelo ANAFAS, é necessário realizar uma conversão do arquivo de resultados do ANAFAS (formato.SAG) em um arquivo de bancos de dados (formato .MBD) devido às diferenças internas na maneira de armazenamento de dados desses dois programas.

* Todos os gráficos a partir deste ponto no manual foram gerados utilizando o caso exemplo E1km.dat (que acompanha o programa) com as configurações sugeridas na figura 8.

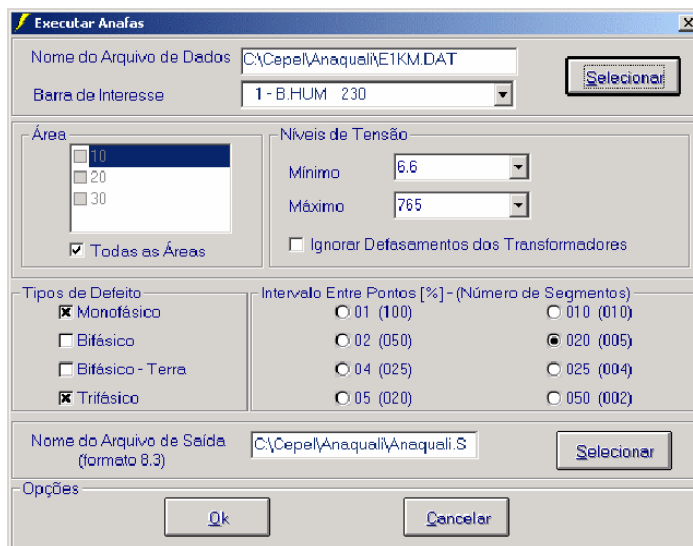



Figura 2 – Caixa de diálogo para execução do ANAFAS*

Esta conversão é feita de maneira simples, através do menu mostrado na figura 3 (menu arquivo), ou através do botão  situado na barra de ferramentas do programa.

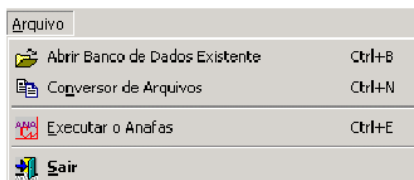




Figura 3 – Menu Arquivo

Após a criação de um arquivo de banco de dados (.MBD), o usuário poderá utilizá-lo sempre que precisar, sem a necessidade de uma nova execução pelo ANAFAS. Para isto, basta escolher a opção “Abrir Banco de Dados Existente” do menu arquivo, ou usar o botão  situado na barra de ferramentas do programa. O arquivo de banco de dados também é responsável por armazenar os dados do ANAQUALI.

1.2 – Relatórios e Consultas

✓ Consulta Original

Após a abertura do arquivo do banco de dados, é possível visualizar os resultados gerados pelo ANAFAS através da consulta original, que nada mais é de que uma forma amigável de visualizar o conteúdo do arquivo .SAG gerado pelo ANAFAS. A consulta

original pode ser feita através do menu mostrado na figura 4, ou através do botão  situado na barra de ferramentas do programa.

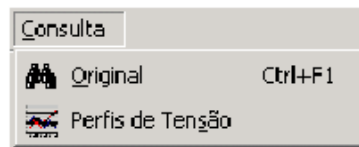
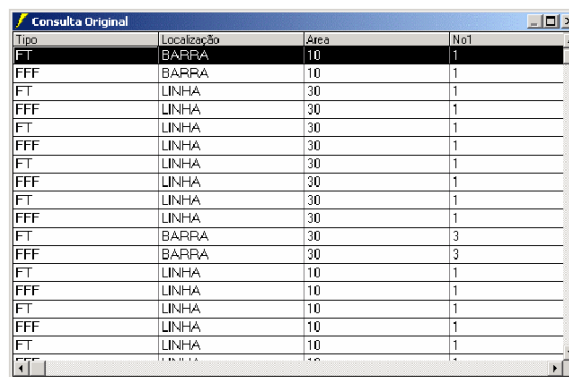


Figura 4 – Menu consulta


A figura 5 mostra a caixa de diálogo da consulta original, onde são apresentados os resultados referentes a cada um dos curto-circuitos, simulados pelo ANAFAS na área de Influência. Para cada curto-circuito são informados a localização, tipo de curto-circuito, comprimento do segmento correspondente, módulo e ângulo das tensões fase-neutro na barra de interesse.



Tipo	Localização	Area	No1
FT	BARRA	10	1
FFF	BARRA	10	1
FT	LINHA	30	1
FFF	LINHA	30	1
FT	LINHA	30	1
FFF	LINHA	30	1
FT	LINHA	30	1
FFF	LINHA	30	1
FT	LINHA	30	1
FFF	LINHA	30	1
FT	BARRA	30	3
FFF	BARRA	30	3
FT	LINHA	10	1
FFF	LINHA	10	1
FT	LINHA	10	1
FFF	LINHA	10	1
FT	LINHA	10	1
FFF	LINHA	10	1

Figura 5 – Consulta original

✓ Consulta Área de Vulnerabilidade

Outro tipo de consulta que o ANAQUALI possui é a consulta da área de vulnerabilidade, que mostra apenas a área de vulnerabilidade, ou seja, os casos que acarretam tensão abaixo de 0.9 p.u. na barra de interesse. Para visualizar este tipo de consulta é necessário abrir a caixa de diálogo para a análise da área de vulnerabilidade do menu Análise (figura 6) e em seguida pressionar o botão  dessa caixa de diálogo.

Neste trabalho somente esta consulta à área de vulnerabilidade é feita.

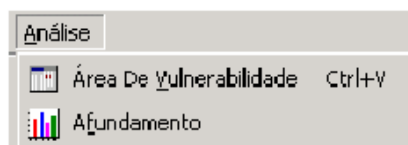


Figura 6 – Menu análise

✓ Gráficos da área de vulnerabilidade

Esses gráficos mostram a extensão da área de vulnerabilidade (barras ou km de linhas) para diversos níveis de afundamentos de tensão da barra de interesse. A figura 9 mostra a caixa de diálogo com as configurações para o traçado desses gráficos.

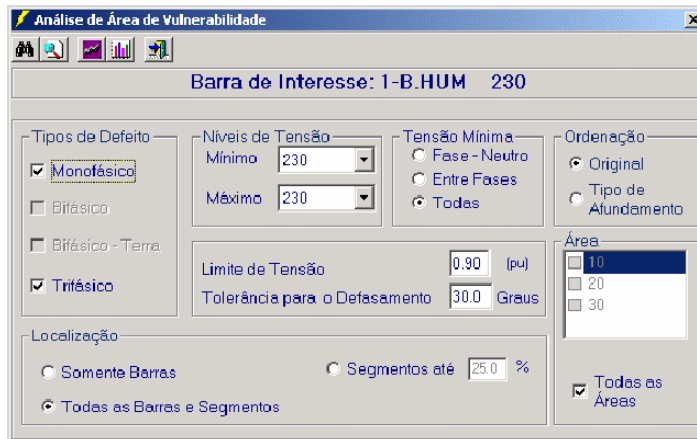


Figura 9 – Caixa de diálogo com os parâmetros para os gráficos da área de vulnerabilidade

Após os parâmetros de traçado estarem configurados, é possível traçar os gráficos da área de vulnerabilidade. O botão traça os gráficos de km de linha, enquanto o botão traça os gráficos de barra.

✓ Gráficos de quilometragem (km) de linhas

Esses gráficos mostram a extensão em quilômetros de linha, da área de vulnerabilidade para diversas faixas de valor de afundamentos de tensão. Eles podem ser desagregados por afundamento, área, nível de tensão e tipo de defeito, como mostram as figuras 10, 11, 12 e 13, respectivamente.

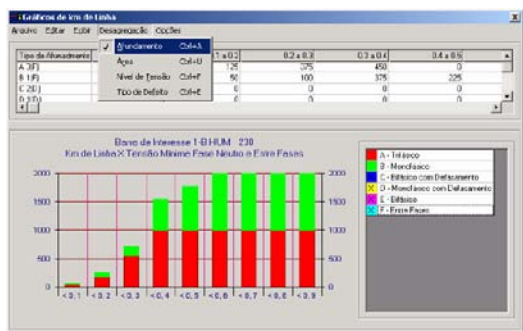


Figura 10 – Gráfico de km de linha com desagregação por afundamento

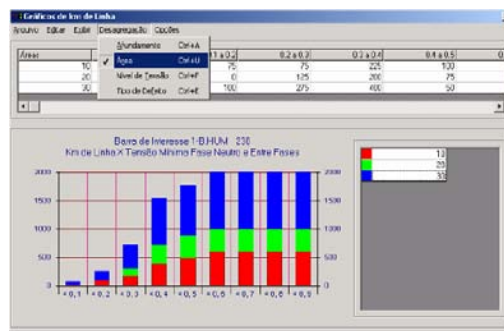


Figura 11 – Gráfico de km de linha com desagregação por área

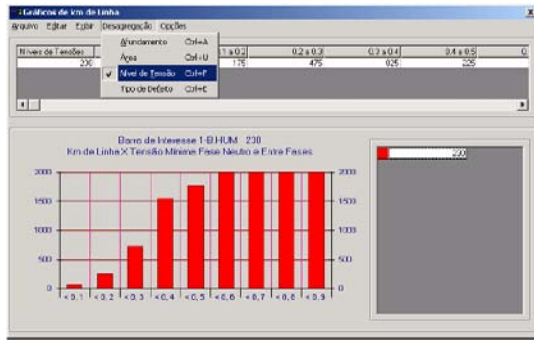


Figura 12 – Gráfico de km de linha com desagregação por nível de tensão

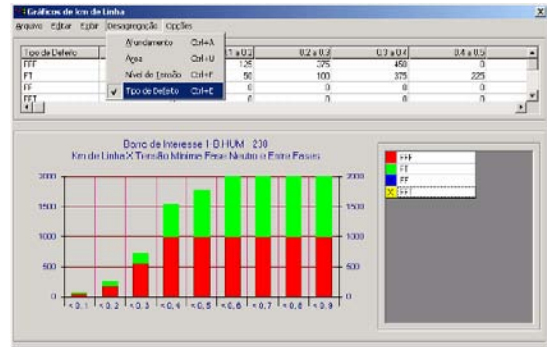


Figura 13 – Gráfico de km de linha com desagregação por tipo de defeito

✓ Gráficos de barras

Os gráficos de barra mostram o perfil de tensão para as barras do sistema. Estes também podem ser desagregados por afundamento, área, nível de tensão e tipo de defeito, como mostrado nas figuras 14, 15, 16 e 17, respectivamente.

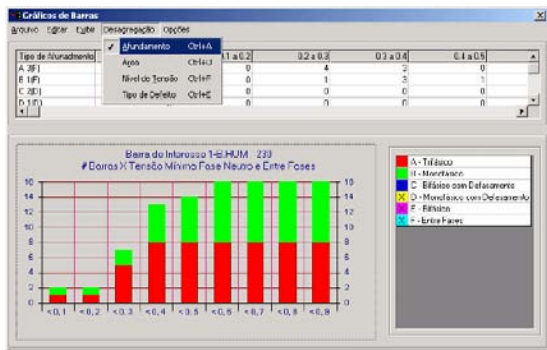


Figura 14 – Gráfico de barras com desagregação por afundamento

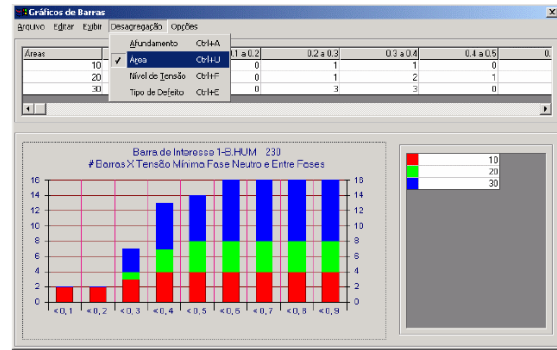


Figura 15 – Gráfico de barras com desagregação por área

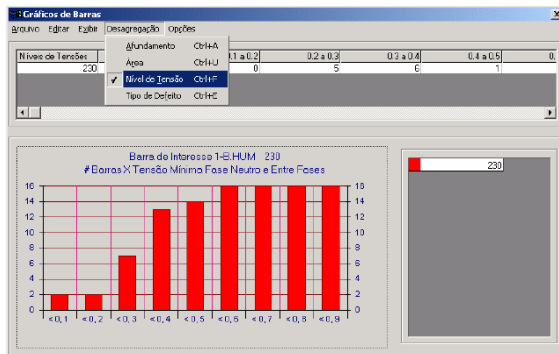


Figura 16 – Gráfico de barras com desagregação por nível de tensão

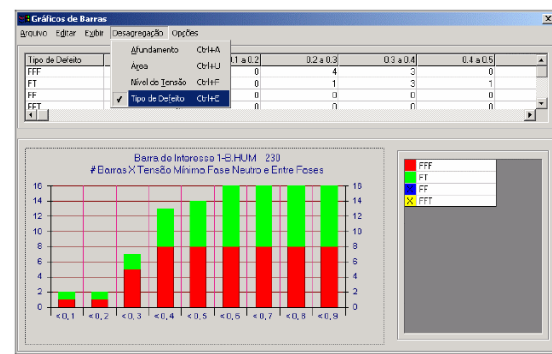


Figura 17 – Gráfico de barras com desagregação por tipo de defeito

ANEXO II
PARÂMETROS DO PARQUE EÓLICO E DO SISTEMA ELÉTRICO DE AÇU

2.1 – Parâmetros do Gerador de Indução de 660 kW

P_n (kW)	660
V_n (V)	690
R_1 (Ω)	0.0067
X_1 (Ω)	0.03
R_2 (Ω)	0.0058
X_2 (Ω)	0.0506
X_m (Ω)	2.3161
ω_r (rpm)	1500
Nº de pólos	4

2.2 – Parâmetros da Turbina Eólica de 660kW

Nº de pás	3
Diâmetro do Rotor (m)	44
Veloc. de Entrada (m/s)	4
Veloc. de Saída (m/s)	25
Densidade do ar (kp/m^3)	1.225
H_a	4
Relação de Engrenagens	55

2.3 – Gráfico da Rotação do Eixo, em rpm, versus Máxima Potência Gerada (W) do Gerador Assíncrono de 660 kW

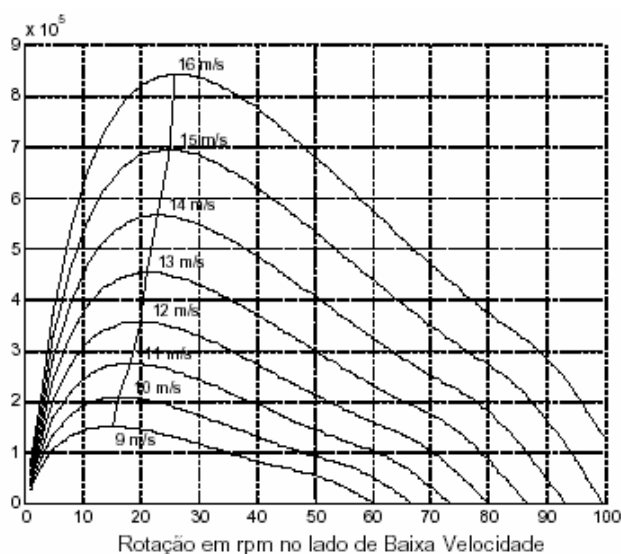


Figura 2.1 – Gráfico da rotação do eixo X máxima potência gerada

2.4 – Parâmetros das Malhas de Controle – Modelo de Fonte de Tensão

2.4.1 – Parâmetros do Regulador de Velocidade

K_v	2.75
K_n	20
K_D	0.1
$T_i(s)$	0.4

2.4.2 – Parâmetros do Regulador de Tensão

K_v	1.75
K_{pv}	10
K_{Dv}	0.1
$T_i(s)$	0.1

2.4.3 – Parâmetros dos Reguladores de Corrente ao longo dos eixos $d-q$

K_{pid}	5
K_{piq}	5
K_{iid}	1
K_{iiq}	3
$T_{id}(s)$	0.5
$T_{iq}(s)$	0.5
K_{did}	0
K_{diq}	0

2.5 – Dados de Entrada do Sistema Elétrico de Açú para o Programa ANAQUALI

```

0
P 0
(----- Arquivo de Dados do Sistema -----)
-
(----- Caso Sistema Leste - Regional AÇU/COSERN-----)
-
(----- Titulo e Comentarios -----)
-
1      1
***  CASO ACU/COSERN  ***
2      1
      ***  SISTEMA ACU  ***
2      2
      ***  SISTEMA EM REPOUSO  ***

(----- Dados de Barra -----)
--
38
(NB  C M      BN      VPRE ANG VBAS
(--- - - -----)
IA
--

```

5463	ACUII	69	69
8501	MOSSOROI	69	69
8502	PENDENCIAS	69	69
8503	ESTREITO	69	69
8504	MACAU	69	69
8505	PBU	69	69
8506	BAIXOACU	69	69
8507	AÇUI	13.8	13.8
8508	PNCA	13.8	13.8
8509	PNCB	13.8	13.8
8510	EST	13.8	13.8
8511	MCA	13.8	13.8
8512	BAU	13.8	13.8
8513	ARG	69	69
8906	GUAMI	69	69
8907	GUAMII	69	69
9999			

(----- Dados de Circuitos -----)

37

(EQUIVALENTE CHESF & GERADORES EOLICOS

(BF C BT NC T R1 X1 R0 X0 CN S1 S0 TAP TB TC

IADEFE KM

(--- - =====

=====

0 5463 G 0.68 16.83 0.0 84.02

0 8906 G 8.75156.4309999999999999

(LINHAS DE TRANSMISSÃO

(BF C BT NC T R1 X1 R0 X0 CN S1 S0 TAP TB TC

IADEFE KM

(--- - =====

=====

8907 8502 18.76 45.52 25.59133.13

15.3

5463 8501 49.10 73.46 74.49244.91

65.0

5463 8504 13.80 60.56 37.88230.17

64.4

5463 8506 23.18 34.14 34.38113.04

30.0

8506 8502 12.44 18.32 18.45 60.66

16.1

5463 8503 10.74 26.05 20.79 96.79

26.9

8503 8513 4.63 11.23 8.96 41.74

11.6

8513 8502 5.63 13.66 10.89 50.73

14.1

8502 8504 17.00 25.03 25.21 82.89

22.0

8504 8505 10.28 26.94 19.99 95.32

26.0

(TRAFOS

(BF C BT NC T R1 X1 R0 X0 CN S1 S0 TAP TB TC

IADEFE KM

(--- - =====

=====

8906 8504 13.17 31.96 25.50118.74

26.0

8504 8900 T 80.0099999999999999

```

0      8900      999999999999      80.00
5463   8507      T      75.7099999999999999
0      8507      999999999999      75.70
8502   8508      T      76.2099999999999999
0      8508      999999999999      76.20
8502   8509      T      126.0099999999999999
0      8509      999999999999      126.00
8504   8511      1T      139.8099999999999999
8504   8511      2T      128.0099999999999999
0      8511      1 999999999999      139.80
0      8511      2 999999999999      128.00
8503   8510      1T      73.7099999999999999
8503   8510      2T      75.9099999999999999
0      8510      1 999999999999      73.70
0      8510      2 999999999999      75.90
8506   8512      T      126.0099999999999999
0      8512      999999999999      126.00
9999

```

```

(----- Dados de Mutua -----)
--
 39
(BF1 C   BT1 NC1 BF2      BT2 NC2  RM    XM                IA
(--- -  -----      -----)
9999

```