



**UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE
COMUNICAÇÃO E AUTOMAÇÃO**

FRANCISCO CLEBSON SOUSA GALDINO

**ANÁLISE DE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM
MODELAGEM DE GERADORES EÓLIO-ELÉTRICOS DOS
TIPOS I, II E IV**

**MOSSORÓ - RN
2015**

FRANCISCO CLEBSON SOUSA GALDINO

**ANÁLISE DE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM
MODELAGEM DE GERADORES EÓLIO-ELÉTRICOS DOS
TIPOS I, II E IV**

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada ao programa de Pós-Graduação em Sistemas de Comunicação e Automação, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Sistemas de Comunicação e Automação.

Orientador: Prof. Dr. Adriano Aron Freitas de Moura –
UFERSA

**MOSSORÓ - RN
2015**

**Ficha catalográfica preparada pelo setor de classificação e
catalogação da Biblioteca “Orlando Teixeira” da UFERSA**

G149a Galdino, Francisco Clebson de Sousa.

Análise de sistemas de distribuição com modelagem de geradores eólico-elétricos dos tipos I, II e IV. / Francisco Clebson de Sousa Galdino. – Mossoró-RN, 2015.

154f. il.

1.Fluxo de carga trifásico. 2.Modelagem trifásica.
3.Parques eólicos 4. Sistema de distribuição. 5.Gerador eólico trifásico. I.Título.

CDD: 621.312136

Bibliotecária: Marlene Santos de Araújo
CRB5 1013

FRANCISCO CLEBSON SOUSA GALDINO

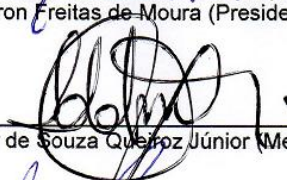
**ANÁLISE DE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM
MODELAGEM DE GERADORES EÓLIO-ELÉTRICOS DOS
TIPOS I, II E IV**


Dissertação de mestrado acadêmico apresentada ao programa de Pós-Graduação em Sistemas de Comunicação e Automação, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Sistemas de Comunicação e Automação.

APROVADA EM: 05/06/2015

BANCA EXAMINADORA


Prof. Dr. Adriano Aron Freitas de Moura (Presidente e Orientador - UFERSA)


Prof. Dr. Idalmir de Souza Queiroz Júnior (Membro interno - UFERSA)


Prof. Dr. Ailson Ferreira de Moura (Membro externo - UFC)

Mossoró, 05 de Junho de 2015

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, razão maior das minhas vitórias, pois me guiar e orientar tanto nos momentos bons quanto nos difíceis.

Agradeço a toda minha família, em especial aos meus pais, Irene e Pedro, e à minha esposa, Romênia Dias, pois eles são os pilares da minha busca por dias melhores. Lembro também da minha princesinha Anny Sophia, a quem espero servir de exemplo e de suporte quando ela estiver buscando vencer os seus primeiros desafios na vida.

Aos membros da banca, pela disponibilidade e sugestões apresentadas para o aperfeiçoamento deste trabalho.

Aos amigos, hoje mestres, José Lucas e Ednardo Pereira, pela ajuda e parceria de sempre.

Agradeço em especial, a superintendente da UFERSA Francinara Monteiro, ao diretor de Manutenção da UFERSA Jorge Antônio e ao meu chefe Vianeí Tupinambá, por me incentivarem a cursar o mestrado e repassarem uma pequena parcela dos seus conhecimentos técnicos e profissionais durante todo esse período que trabalhamos juntos. Serei sempre grato a todos pela consideração, compreensão e apoio que me foram concedidos. Muito obrigado por tudo!

Dedico também esta dissertação, aos meus companheiros de trabalho na UFERSA, em especial a Thiago Azevedo, Josimar Cardoso, Nikolas Iohanathan, Marcelo Victor, Alberlan Fernandes, Leonardo Vinicius, Iranilton Sousa e Débora Vieira, que sempre se mostraram dispostos a me ajudar e transmitir seus conhecimentos profissionais e acadêmicos desejo-lhes muita sorte e saúde, muito obrigado!

Finalmente agradeço ao prof. Dr. Adriano Aron, pelo apoio, dedicação, compreensão e ensinamentos a mim repassados durante esses quase três anos de orientação, da graduação ao mestrado, ao qual vou ser eternamente grato.

EPÍGRAFE

"Quando o mundo estiver unido na busca do conhecimento, e não mais lutando por dinheiro e poder, então nossa sociedade poderá enfim evoluir a um novo nível."

Aldous Huxley

RESUMO

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica se encontram as maiores causas dos desequilíbrios de tensão, variações nas cargas monofásicas fazem com que as correntes nos condutores das três fases sejam diferentes, o que resulta em quedas de tensões diferentes, provocando desequilíbrio. O estudo de desequilíbrios de tensão na distribuição de energia é muito importante, uma vez que o bom funcionamento de equipamentos ligados ao sistema está diretamente relacionado ao fator de desequilíbrio da rede elétrica. Quando se trata de perfis de tensões, tem-se um dos maiores desafios das concessionárias de energia elétrica, que é atender os consumidores e clientes com níveis de tensão adequados aos exigidos na legislação vigente, no Brasil tem-se a resolução de 2001 nº 505 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) estabelecendo que a tensão a ser contratada com a concessionária ou com o ONS deve situar-se entre 95% (0,95 p.u) e 105% (1,05 p.u) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de entrega. Já com relação às perdas elétricas, apesar de não serem estabelecidos limites pela legislação vigente, estas são um importante fator econômico para as concessionárias de energia elétrica, que buscam diminuí-las para maximizar seus lucros. Quando se trata de conexão de turbinas eólicas nos sistemas de distribuição não se tem conhecimento de trabalhos acadêmicos que realizam um paralelo das condições de operação dos diversos componentes que atuam nesse plano quando os mesmos estão atuando juntamente com as diferentes configurações de geradores eólicos. O objetivo deste trabalho é analisar o problema de desequilíbrios, perfis de tensões e das perdas elétricas em sistemas de distribuição mediante diversas situações de operação, principalmente com a inserção de turbinas eólicas tipo I, II e IV, tomando como base o sistema 13 barras do órgão IEEE. Além disso, são propostas e simuladas algumas maneiras de reduzir os desequilíbrios e perdas através do uso de técnicas de engenharia: como promovendo o balanceamento de cargas do sistema, conectando parques eólicos ao alimentador de distribuição, instalando bancos de reguladores de tensão monofásicos em subestações e corrigindo o fator de potência dos geradores das turbinas. As técnicas propostas para reduzir os graus de desequilíbrio da rede se mostraram eficazes e influenciaram também na redução das perdas globais do sistema e melhora dos níveis de perfis de tensões, sendo portanto medidas que podem contribuir para o bom funcionamento de um sistema de energia elétrica.

Palavras-chave: Fluxo de carga trifásico, modelagem trifásica, parques eólicos, sistema de distribuição, gerador eólico trifásico, desequilíbrio de tensão, perdas elétricas.

ABSTRACT

In power distribution systems are the major causes of voltage imbalances, variations in single-phase loads cause the currents in the conductors of the three phases is different, resulting in different voltage drops, causing imbalance. The study of voltage imbalances in the distribution of energy is very important, since the proper functioning of equipment connected to the system is directly related to the mains imbalance factor. When it comes to stress profiles, has become one of the biggest challenges of electric utilities, which is to serve consumers and customers with adequate voltage levels to those required in current legislation in Brazil has the 2001 resolution n^o. 505 ANEEL (National Electric Energy Agency) stating that the voltage to be contracted with the utility or the ONS should be between 95% (0.95 pu) and 105% (1.05 pu) of the nominal operating voltage system at the delivery point. In relation to electrical losses, although not established limits by law, these are an important economic factor for electric utilities, seeking to reduce them to maximize their profits. When it comes to connecting wind turbines to the distribution systems is not aware of scholarly conducting parallel operating conditions of the various components that operate in this plan when they are working together with the different configurations of wind generators. The objective of this study is to analyze the imbalances problem, tensions profiles and electrical losses in distribution systems by various operating situations, especially with the inclusion of wind turbines type I, II and IV, based on the system 13 bars IEEE. Also, are proposed and simulated some ways to reduce imbalances and losses through the use of engineering techniques: as promoting the balancing system loads, connecting wind farms to the distribution feeder, installing banks of single-phase voltage regulators at substations and correcting the power factor of the generator turbines. Technical proposals to reduce the levels of network imbalance are effective and also influenced the reduction of overall system losses and improve the levels of stress profiles and are therefore measures that may contribute to the proper functioning of a power system.

Keywords: Three-phase load flow, three-phase modeling, wind farms, the distribution system, three-phase wind generator, voltage unbalance, electrical losses.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Convenção de sinais para a_R	72
Tabela 2 - Tabela de Valores Base.....	73
Tabela 3 - Total de Perdas para a máquina tipo I com fator de potência 0,98 Indutivo e 0,98 Capacitivo, sem regulador de tensão.....	101
Tabela 4 - Total de Perdas para a máquina tipo II com fator de potência 0,98 Indutivo e 0,98 Capacitivo, sem regulador de tensão.....	102
Tabela 5 - Total de Perdas para a máquina tipo IV com fator de potência 0,98 Indutivo e 0,98 Capacitivo, sem regulador de tensão.....	102
Tabela 6 - Total de Perdas – Para as máquinas operando com FP = 0,98 - Indutivo.....	107
Tabela 7 - Total de Perdas – Para as máquinas operando com FP = 0,98 - Capacitivo.....	108
Tabela 8 - Total de Perdas – Máquina do tipo I e Fator de potência 0,98 Indutivo com as modelagens das cargas	119
Tabela 9 - Total de Perdas – Máquina do tipo I e Fator de potência 0,98 Capacitivo com as modelagens das cargas	120
Tabela 10 - Total de Perdas – Máquina do tipo IV e Fator de potência 0,98 Indutivo com as modelagens das cargas	120
Tabela 11 - Total de Perdas – Máquina do tipo IV e Fator de potência 0,98 Capacitivo com as modelagens das cargas	121
Tabela 12 - Total de Perdas para as máquinas tipo I e IV com fator de potência 0,98 Indutivo operando em regime de carga leve.....	126
Tabela 13 - Total de Perdas para as máquinas tipo I e IV com fator de potência 0,98 Capacitivo operando em regime de carga leve.....	127
Tabela 14 - Total de Perdas – Gerador de indução com FP = 0,98 – Indutivo e com a mudança de conexão das cargas	134
Tabela 15 - Total de Perdas – Gerador de indução com FP = 0,98 – Capacitivo e com a mudança de conexão das cargas.....	134
Tabela 16 - Total de Perdas – Gerador síncrono com FP = 0,98 – Indutivo e com a mudança de conexão das cargas	135
Tabela 17 - Total de Perdas – Gerador síncrono com FP = 0,98 – Capacitivo e com a mudança de conexão das cargas	135
Tabela 18 - Total de Perdas para inserção da máquina tipo I com fator de potência 0,98 Indutivo e 0,98 Capacitivo para o regime de cargas equilibradas.....	141

Tabela 19 - Total de Perdas para a inserção da máquina tipo IV com fator de potência 0,98 Indutivo e 0,98 Capacitivo para o regime de cargas equilibradas.....	141
Tabela 20 - Impacto da geração eólica no sistema de distribuição para FP = 0,98 Ind. e FP = 0,98 Cap.	144

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Componentes de um aerogerador no interior da NACELE.....	26
Figura 2 - Fluxo separado (Estol) em volta do perfil	30
Figura 3 - Fluxo Aderente ao Perfil	30
Figura 4 - Topologia básica da máquina TIPO I.....	32
Figura 5 - Topologia básica da máquina TIPO II.....	33
Figura 6 - Topologia básica da máquina TIPO III	34
Figura 7 - Topologia básica da máquina TIPO IV	34
Figura 8 -Rotor do Gerador Síncrono para Aplicação em Sistemas Eólicos	35
Figura 9 - Diagramas Fasoriais do Gerador Síncrono conectado ao Barramento Infinito	41
Figura 10 - Circuito equivalente da máquina de indução.....	46
Figura 11 - Fluxograma básico de programa utilizando o Backward-Forward	50
Figura 12 - Cabo de neutro concêntrico	55
Figura 13 - Distância entre centros de cabos de neutro concêntrico	56
Figura 14 - Distâncias a serem consideradas no cálculo da admitância shunt no cabo de neutro concêntrico	57
Figura 15 - Corte de um cabo tipo blindado.....	58
Figura 16 - Modelo completo de uma linha de distribuição aérea	59
Figura 17 - Banco de capacitores ligados em estrela	64
Figura 18 - Banco de capacitores ligados em delta	65
Figura 19 - Regulador de tensão tipo A – elevação	67
Figura 20 - Regulador de tensão tipo A – abaixamento	67
Figura 21 - Regulador de tensão tipo B – elevação.....	68
Figura 22 - Regulador de tensão tipo B abaixamento	70
Figura 23 - Diagrama do compensador de queda de tensão.....	72
Figura 24 - Diagrama do regulador de tensão trifásico.....	75
Figura 25 - Modelo de um transformador estrela aterrada - estrela aterrada	77
Figura 26 - Esquema de cargas distribuídas	80
Figura 27 - Tela inicial do programa ANAREDGEE	90
Figura 28 - Menu do software ANAREDGEE.....	91
Figura 29 - Sistema IEEE de 13 barras	92
Figura 30 - Perfis de tensões para o caso base do sistema IEEE 13 barras.....	96

Figura 31 - Perfis de tensões para o sistema base operando sem regulador de tensão e com as máquinas operando com fator de potência de 0,98 indutivo.....	98
Figura 32 - Perfis de tensões para o sistema base operando sem regulador de tensão e com as máquinas operando com fator de potência de 0,98 capacitivo.....	98
Figura 33 - Graus de desequilíbrios de tensão com as máquinas Tipo I, II e IV com FP = 0,98 indutivo e sem regulador de tensão no sistema	100
Figura 34 - Graus de desequilíbrios de tensão com as máquinas Tipo I, II e IV com FP = 0,98 capacitivo e sem regulador de tensão no sistema	100
Figura 35 - Graus de desequilíbrios de tensão com a inserção das máquinas eólicas operando com FP = 0,98 Indutivo.....	103
Figura 36 - Graus de desequilíbrios de tensão com a inserção das máquinas eólicas operando com FP = 0,98 Capacitivo	104
Figura 37 - Graus de desequilíbrios da máquina tipo II para FP = 0,98 Indutivo.....	105
Figura 38 - Graus de desequilíbrios da máquina tipo II para FP = 0,98 Capacitivo	106
Figura 39 - Perfis de tensões com a inserção da máquina tipo I operando com FP = 0,98 Indutivo	109
Figura 40 - Perfis de tensões com a inserção da máquina tipo I operando com FP = 0,98 Capacitivo.....	110
Figura 41 - Perfis de tensões com a inserção da máquina tipo IV com FP = 0,98 Indutivo ..	111
Figura 42 - Perfis de tensões com a inserção da máquina tipo IV com FP =0,98 Capacitivo	111
Figura 43 - Perfil de tensões na barra 680 para a máquina do tipo II com FP = 0,98 Indutivo	112
Figura 44 - Perfil de tensões na barra 680 para a máquina do tipo II com FP = 0,98 Capacitivo	113
Figura 45 - Graus de desequilíbrios de tensão para a inserção da máquina do tipo I com FP = 0,98 Indutivo e com a modelagem das cargas.....	114
Figura 46 - Graus de desequilíbrios de tensão para a inserção da máquina do tipo I com FP = 0,98 Capacitivo e com a modelagem das cargas	115
Figura 47 - Graus de desequilíbrios de tensão para operação da máquina do tipo IV com FP = 0,98 Indutivo e com a modelagem das cargas.....	117
Figura 48 - Graus de desequilíbrios de tensão para inserção da máquina do tipo IV com FP = 0,98 Capacitivo e com a modelagem das cargas	118
Figura 49 - Perfis de tensões da máquina tipo I operando com FP =0,98 indutivo e Z constante	122

Figura 50 - Perfis de tensões da máquina tipo IV operando com FP =0,98 capacitivo e Z constante.....	123
Figura 51 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção das máquinas tipo I e IV com CARGA LEVE e FP = 0,98 INDUTIVO.....	125
Figura 52 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção das máquinas tipo I e IV com CARGA LEVE e FP = 0,98 CAPACITIVO	125
Figura 53 - Perfis de tensões para o regime de carga leve e com a inserção das máquinas eólicas operando com fator de potência 0,98 Indutivo.....	128
Figura 54 - Perfis de tensões para o regime de carga leve e com a inserção das máquinas eólicas operando com fator de potência 0,98 Capacitivo.....	129
Figura 55 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção do gerador de indução com cargas ligadas em DELTA ou ESTRELA e FP = 0,98 INDUTIVO	130
Figura 56 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção do gerador de indução com cargas ligadas em DELTA ou ESTRELA e FP = 0,98 CAPACITIVO	131
Figura 57 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção do gerador síncrono com cargas ligadas em DELTA ou ESTRELA e FP = 0,98 INDUTIVO	132
Figura 58 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção do gerador síncrono com cargas ligadas em DELTA ou ESTRELA e FP = 0,98 CAPACITIVO	133
Figura 59 - Perfis de tensões com a conexão da máquina tipo I operando com FP = 0,98 Indutivo e com a mudança de conexão das cargas.....	136
Figura 60 - Perfis de tensões com a inserção da máquina tipo I operando com FP = 0,98 Capacitivo e com a mudança de conexão das cargas	137
Figura 61 - Perfis de tensões da máquina tipo IV operando com FP = 0,98 Indutivo	138
Figura 62 - Perfis de tensões da máquina tipo IV operando com FP = 0,98 Capacitivo e com a mudança de conexão das cargas.....	138
Figura 63 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção das máquinas tipo I e IV com CARGA EQUILIBRADA e FP = 0,98 INDUTIVO.....	139
Figura 64 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção das máquinas tipo I e IV com CARGA EQUILIBRADA e FP = 0,98 CAPACITIVO.....	140
Figura 65 - Perfis de tensões para o regime de cargas equilibradas e com a inserção das máquinas eólicas operando com fator de potência 0,98 Indutivo	142
Figura 66 - Perfis de tensões para o regime de cargas equilibradas e com a inserção das máquinas eólicas operando com fator de potência 0,98 Capacitivo	143

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS

LISTA DE FIGURAS

1. INTRODUÇÃO	18
1.1 INTRODUÇÃO	18
1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	20
1.3 OBJETIVO GERAL	23
1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
1.5 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	24
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	24
2. SISTEMAS EÓLICOS DE VELOCIDADE FIXA E VARIÁVEL	25
2.1 INTRODUÇÃO	25
2.2 PRINCIPAIS COMPONENTES DO SISTEMA EÓLICO.....	25
2.2.1 Tipos de rotores eólicos	27
2.2.2 Caixa de engrenagem	28
2.2.3 Mecanismo de controle	29
2.2.3.1 Controle estol	29
2.2.3.2 Controle de passo	30
2.2.4 Geradores	31
2.3 ESQUEMAS EÓLICOS DE VELOCIDADE FIXA (VF)	36
2.4 ESQUEMAS EÓLICOS DE VELOCIDADE VARIÁVEL (VV)	36
2.5 CONVERSORES DE POTÊNCIA PARA OS SISTEMAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL (VV).....	38
3. COMPORTAMENTO DOS GERADORES SÍNCRONOS E ASSÍNCRONOS INTEGRADOS AOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	39
3.1 INTRODUÇÃO	39
3.2 OPERAÇÃO DO GERADOR SÍNCRONO CONECTADO AO SISTEMA ELÉTRICO.....	40
3.3 OPERAÇÃO DO GERADOR DE INDUÇÃO CONECTADO AO SISTEMA ELÉTRICO.....	43

3.3.1	Conexão do gerador assíncrono na rede elétrica	44
3.3.2	Autoexcitação da máquina assíncrona	44
3.3.3	Modelagem do gerador de indução trifásico	45
4.	FLUXO DE POTÊNCIA COM MODELOS TRIFÁSICOS	48
4.1	INTRODUÇÃO	48
4.2	FLUXO DE POTENCIA TRIFÁSICO.....	48
4.3	FLUXOGRAMA DO MÉTODO BACKWARD-FORWARD	49
4.4	MODELOS TRIFÁSICOS EMPREGADOS.....	51
4.4.1	Cálculo dos parâmetros de uma linha de distribuição aérea	51
4.4.2	Cálculo da matriz impedância série da linha	51
4.4.3	Cálculo da matriz admitância derivação da linha	53
4.4.4	Cálculo dos parâmetros de uma linha de distribuição subterrânea	54
4.4.4.1	Cabo de neutro concêntrico.....	54
4.4.4.1.1	Cálculo da matriz impedância série da linha.....	55
4.4.4.1.2	Cálculo da matriz admitância derivação da linha.....	56
4.4.4.2	Cabo blindado	57
4.4.4.2.1	Cálculo da matriz impedância série da linha.....	58
4.4.4.2.2	Cálculo da matriz admitância derivação da linha.....	59
4.4.5	Modelo pi (π) equivalente de uma linha de distribuição	59
4.4.5.1	Modelo simplificado de uma linha de distribuição	63
4.4.6	Modelagem de bancos de capacitores	63
4.4.6.1	Banco de capacitores ligados em estrela	63
4.4.6.2	Banco de capacitores ligados em delta.....	63
4.4.7	Modelagem de um regulador de tensão trifásico	66
4.4.7.1	Reguladores de tensão tipo A.....	66
4.4.7.2	Reguladores de tensão tipo B	68
4.4.7.3	Constantes generalizadas.....	71
4.4.7.4	O compensador de queda de tensão	72
4.4.7.5	Reguladores de tensão trifásicos	74
4.4.7.6	Reguladores conectados em estrela.....	75
4.4.8	Modelagem de um transformador trifásico Y-at Y-at	77
4.4.9	Modelagem de cargas	80
4.4.9.1	Modelagem de cargas concentradas	80
4.4.9.2	Modelagem de cargas distribuídas	80
4.4.10	Modo de ligação das cargas	85

4.4.11	Tipos de cargas	85
4.4.11.1	Cargas de potência constante (Y e Δ)	85
4.4.11.2	Cargas de impedância constante (Y E Δ).....	86
4.4.11.3	Cargas de corrente constante (Y E Δ)	88
4.5	CÁLCULO DO DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO.....	89
5.	METODOLGIA UTILIZADA	90
6.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	96
6.1	ANÁLISE DOS PERFIS DE TENSÕES COM A INSERÇÃO DAS MÁQUINAS DO TIPO I, II e TIPO IV COM O SISTEMA OPERANDO SEM REGULADOR DE TENSÃO.....	97
6.2	ANÁLISE DOS GRAUS DE DESEQUILIBRIOS PARA AS MÁQUINAS DO TIPO I, TIPO II E TIPO IV SEM A PRESENÇA DE REGULADOR DE TENSÃO NO SISTEMA.....	99
6.3	ANÁLISE DAS PERDAS ELÉTRICAS PARA AS MÁQUINAS DO TIPO I, TIPO II E TIPO IV SEM A PRESENÇA DE REGULADOR DE TENSÃO NO SISTEMA.....	101
6.4	COMPARAÇÃO DOS GRAUS DE DESEQUILIBRIOS PARA AS MÁQUINAS DO TIPO I, TIPO II E TIPO IV COM A MUDANÇA DE FATOR DE POTÊNCIA DOS GERADORES.....	103
6.5	INFLUÊNCIA DA RESISTÊNCIA EXTERNA DA MÁQUINA DO TIPO II NOS GRAUS DE DESEQUILIBRIOS	105
6.6	COMPARAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS PARA OS TRÊS TIPOS DE MÁQUINAS SIMULADAS COM A MUDANÇA DO FATOR DE POTÊNCIA	107
6.7	ANÁLISE DOS PERFIS DE TENSÕES PARA AS MÁQUINAS DO TIPO I, TIPO II E TIPO IV COM A MUDANÇA DO FATOR DE POTÊNCIA.....	109
6.8	ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DAS MODELAGENS DAS CARGAS NOS GRAUS DE DESEQUILIBRIOS PARA AS MÁQUINAS DO TIPO I E TIPO IV	114
6.9	COMPARAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS COM A INSERÇÃO DE GERADORES EÓLICOS E COM A MODELAGEM DAS CARGAS	119
6.10	COMPARAÇÃO DOS PERFIS DE TENSÕES COM A INSERÇÃO DE GERADORES EÓLICOS TIPO I E IV E COM A MODELAGEM DAS CARGAS	122

6.11	RELAÇÃO ENTRE OS GRAUS DE DESEQUILIBRIOS PARA O REGIME DE CARGA LEVE COM A INSERÇÃO DAS MÁQUINAS DO TIPO I E TIPO IV NA BARRA 680.....	124
6.12	INFLUÊNCIA DA OPERAÇÃO EM CARGA LEVE DO SISTEMA NAS PERDAS ELÉTRICAS COM A INSERÇÃO DAS MÁQUINAS DO TIPO I E TIPO IV	126
6.13	ANÁLISE DOS PERFIS DE TENSÕES PARA O REGIME DE CARGA LEVE COM AS MÁQUINAS DO TIPO I E TIPO IV EM OPERAÇÃO.....	128
6.14	COMPARAÇÃO DOS GRAUS DE DESEQUILIBRIOS COM A INSERÇÃO DAS MÁQUINAS DO TIPO I E IV COM A MUDANÇA DE CONEXÕES DAS CARGAS	130
6.15	COMPARAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS COM A MUDANÇA DE CONEXÕES DAS CARGAS	134
6.16	ANÁLISE DOS PERFIS DE TENSÕES COM A MUDANÇA DE CONEXÕES DAS CARGAS.....	136
6.17	GRAUS DE DESEQUILIBRIOS COM A INSERÇÃO DAS MÁQUINAS DO TIPO I E IV E COM O REGIME DE CARGAS EQUILIBRADAS	139
6.18	DETERMINAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS PARA O REGIME DE CARGAS EQUILIBRADAS	141
6.19	ANÁLISE DOS PERFIS DE TENSÕES PARA O REGIME DE CARGAS EQUILIBRADAS	142
7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	145
7.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	148
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	149
	APENDÊCE A.....	154

1. INTRODUÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica se encontram as maiores causas dos desequilíbrios de tensão, principalmente devido ao fato da distribuição irregular de cargas por fase e ao emprego excessivo de transformadores monofásicos, o que é comum para as concessionárias que utilizam sistema de distribuição primária a quatro fios com o neutro aterrado, sendo assim em cada fase é conectado um transformador monofásico que alimenta cargas monofásicas residenciais e de iluminação pública. Além disso, com o progressivo avanço do mercado de energia elétrica no Brasil, que teve início com PROINFA (programa de incentivo as fontes alternativas de energia), instituído pela Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, juntamente com a elevada taxa de crescimento no consumo de energia elétrica no Brasil, impulsionada pelo crescimento constante da economia nos últimos anos e o problema dos custos envolvidos com a construção ou aumento na capacidade das linhas de transmissão longe dos grandes centros consumidores, teve como resultado o crescimento da energia eólica no país, e essa fonte de energia traz consigo algumas preocupações técnicas no que diz respeito a qualidade de energia gerada nos parques distribuídos principalmente ao longo do litoral brasileiro.

A produção de energia elétrica utilizando a força do vento é um desenvolvimento relativamente recente, do século XX, que cresceu na década de 1970, época em que ocorreu a crise mundial do petróleo, que fez os governos formularem melhor suas políticas energéticas. A partir daí esses governos começaram a investir mais em pesquisas e no desenvolvimento tecnológico de fontes renováveis de energia e a energia eólica se mostrou uma das mais promissoras. A possibilidade de utilização dos sistemas eólicos pode ser justificada em parte pelo grande potencial de vento existente principalmente no litoral do nordeste e no sul do país, e também com o avanço da tecnologia dos aerogeradores aprimorando sua conexão com a rede elétrica e melhorando o rendimento global do sistema. Também o aspecto ambiental surge como um fator importante que atualmente contribui para a integração dos parques eólicos com a rede elétrica, uma vez que esse tipo de energia causa menos impactos, principalmente às populações que vivem ao redor desses parques.

Um ponto positivo dessa fonte de energia está ligado à sazonalidade, usando a geração eólica como complemento da geração hídrica, uma vez que o maior aproveitamento da energia eólica ocorre exatamente no período em que as chuvas diminuem. Outra característica importante

da energia eólica é que ela gera menores custos operacionais e de manutenção se comparada com as fontes tradicionais.

A principal desvantagem associada à utilização dessa fonte renovável está relacionada com as características de intermitência da mesma, pois a energia eólica depende do regime de velocidade do vento, que representa um fenômeno natural que se modifica continuamente. De uma forma geral os sistemas eólicos integrados com a rede elétrica possuem alguns aspectos importantes, principalmente quando as máquinas são inseridas em redes fracas ou isoladas, ou até mesmo em redes mais fortes quando a maior parte da geração for eólica. Há necessidade de uma reserva de energia, devido ao fato do regime do vento ser intermitente, para compensar as quedas na geração que provem das turbinas eólicas, que podem durar até alguns segundos. Com a variabilidade da velocidade dos ventos, ocorrem variações na potência gerada e, conseqüentemente, no carregamento do sistema. Tais problemas podem ser relevantes principalmente nos casos de parques de grande porte conectados em sistemas de baixa potência de curto-circuito.

Nesta dissertação, são consideradas três configurações de sistemas eólicos, operando com geradores de indução trifásicos com rotor em gaiola (máquina do tipo I), com geradores síncronos (máquina do tipo IV) e por último o gerador de indução com resistência de rotor controlada (tipo II), para os três casos as máquinas estão acopladas diretamente na rede. Atualmente os geradores assíncronos (de indução trifásica), têm despontado como boa alternativa para aplicações em sistemas eólicos. É feito então um comparativo das três tecnologias apresentadas no que diz respeito as suas vantagens e desvantagens para o sistema elétrico, abordando os aspectos relacionados com o desequilíbrio de tensão, perdas elétricas, e perfis de tensões do sistema IEEE 13 barras com a inserção de aerogeradores no sistema de distribuição de energia elétrica. Para cada tipo de máquina são propostas técnicas para reduzir os graus de desequilíbrio e as perdas globais do sistema, como a própria conexão de parques eólicos ao alimentador de distribuição, o balanceamento e equilíbrio das cargas, a instalação de bancos de reguladores de tensão monofásicos em subestações, a mudança de conexão das cargas (ligadas todas em delta ou em estrelas), a modelagem da carga com PQ (potência), Z (impedância) e I (corrente) constantes e a inserção de banco de capacitores para a correção do fator de potência para as máquinas do tipo I e II.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Dentre os trabalhos publicados pertinentes aos temas abordados nessa dissertação, pode-se citar GALLARDO (2005), que analisa o impacto de geradores síncronos na operação em regime permanente de sistemas de distribuição com modelagem monofásica, verificando perdas, perfis de tensões e estabilidade de tensão.

Ainda em 2006 William H. Kersting desenvolveu um trabalho que modela a máquina de indução para o método de fluxo de potência trifásico utilizando o Forward Sweep e o Backward Sweep. Descrevendo a modelagem matemática completa da máquina de indução no domínio das componentes de fase e uma técnica para obter o escorregamento da máquina na sua operação em regime permanente, o qual altera diretamente a potência gerada e injetada na rede por essas máquinas (KERSTING e CARR, 2006).

Em 2007, Khushalani apresentou um trabalho que analisa o impacto da geração distribuída operando como barra PV e como barra PQ em um programa de fluxo de potência desequilibrado. Para isso ele utilizou o sistema teste do IEEE 37 barras para a verificação da eficácia da metodologia proposta (KHUSHALANI, S et. al., 2007).

Já GALLEGO (2010) sugeriu um algoritmo para simular uma geração distribuída como barras PQ e PV tomando-se como base algoritmos anteriores como o de Khushalani. (GALLEGO et al, 2010).

Também AYODELE et al., (2012) cita que os sistemas de geração eólico-elétricos apresentam uma considerável variabilidade na sua potência, devido à natureza estocástica dos recursos eólicos, como resultado de mudanças incessantes nas condições climáticas. Esta natureza intermitente e difusa da energia eólica apresenta um novo fator de incerteza no sistema elétrico e pode ter um impacto negativo sobre a integridade da rede, ou seja, na qualidade da energia, na segurança do sistema e na estabilidade do sistema elétrico.

Quando se trata do escoamento da potência gerada pelas centrais geradoras eólicas, deve-se ter como princípio o fato de que esta deve respeitar os limites térmicos das linhas e transformadores em qualquer condição de carga, cenário de intercâmbios e contingências simples. Dessa forma, todas as situações operacionais do sistema são levadas em consideração, avaliando-se possíveis sobrecargas e considerando-se a geração máxima das CGEs (RAMOS, 2012). A geração de energia eólica é frequentemente confrontada com as dificuldades com relação à confiabilidade do sistema em termos de geração, planejamento e programação do fornecimento de energia elétrica (AYODELE et al., 2012).

Segundo GEORGILAKIS (2008) existe uma falta de confiança por parte dos operadores do sistema com relação à capacidade da rede em atender às demandas de pico. Sabe-se que os sistemas de eletricidade não são cem por cento confiáveis e a geração intermitente tende a aumentar o nível de incerteza do sistema em questão e, portanto, também aumenta a capacidade de reserva do sistema de energia, implicando num aumento dos custos de geração.

Os impactos da operação eólica, com relação à qualidade de energia, estão associados principalmente à questão do efeito “*flicker*” e de harmônicos. Trata-se da avaliação dos níveis de perturbação causados na tensão que se reflete na variação de luminosidade das lâmpadas medida pelos indicadores das normas IEC e adotados pelos procedimentos de rede do ONS. Tais impactos resultam das variações de tensão decorrentes da operação em regime permanente das máquinas, das correntes de “*inrush*” e de manobras internas dos aerogeradores (RAMOS, 2012).

Para BOLLEN (2011), a injeção de potência no sistema através de geração distribuída geralmente tende a melhorar o desempenho do sistema, enquanto que em outros casos pode acabar prejudicando o mesmo. Estes últimos casos requerem uma maior atenção.

PERSAUD, FOX E FLYNN (2000) definem a consequência da conexão de turbinas eólicas afastadas e conectadas, com mensuração das perdas dos alimentadores típicos de 11 kV. Dois alimentadores são testados, um alimentador comercial operando com largura de banda de 6% e um alimentador residencial com largura de banda de tensão de 2%.

PAVINATTO (2005) sugere modelos dinâmicos e de regime permanente para descrever parques eólicos construídos com aerogeradores produzidos com tecnologia brasileira. Um modelo do aerogerador E-70 é mostrado.

CRAIG et al (1996) analisa o impacto de aerogeradores em redes de 11kV e 33kV com tensões em regime permanente, no efeito “flicker” e nos desequilíbrios de tensões.

REINERI et al (2006) realiza uma revisão dos conceitos e metodologias de abordagem para o problema do desequilíbrio de tensão na distribuição. Essencialmente diversas condições de operação são analisadas como fontes de tensão desequilibradas e cargas desequilibradas.

DRIESEN E BELMANS (2006) estudam problemas e soluções da geração distribuída enfocando o impacto na qualidade de tensão e na estabilidade, ambas estáticas e dinâmicas. Alguns tipos de geradores e interfaces de rede são abordados.

LI, BROADWATER, THOMPSON E GOODMAN (2000) verificam a operação de fontes de geração distribuída em sistemas de distribuição desequilibrados. Um estudo de fluxo de potência é mostrado, em que o sistema opera com nenhuma violação das restrições.

MOURA (2009) apresenta uma quantificação detalhada dos efeitos da conexão de turbinas eólicas no sistema de distribuição. Determinado um impacto significativo no perfil de tensões, carregamento, desequilíbrio de tensão, partida estática de motores e perdas elétricas em sistemas de distribuição radiais.

Tomando com base as referências acima, são usados três modelos de geradores no aerogerador para integrá-lo ao sistema elétrico e ao fluxo de carga trifásico (as máquinas tipo I II e IV). Um programa computacional adaptado de MOURA (2009), o ANAREDGEE (Análise de Redes de Distribuição com Geração Eólio-Elétrica, versão 1.0.2) é usado para analisar o impacto de parques eólicos na operação em regime permanente de um sistema de distribuição trifásico. São analisadas variações de tensões, perfil de tensões, perdas ativas e reativas e graus de desequilíbrios de tensões para cada tipo de máquina, simulando-se diversas condições operativas.

1.3 OBJETIVO GERAL

O foco desse trabalho é apresentar um estudo dos principais efeitos da conexão de turbinas eólicas com os geradores tipo I, II e IV operando em regime permanente no sistema de distribuição, utilizando o programa ANAREDGEE que processa o fluxo de potência trifásico e verificando os vários parâmetros de operação do sistema, tais com os perfis de tensões, desequilíbrios de tensão, perdas elétricas.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para cumprir o objetivo principal, propõem-se os seguintes objetivos específicos:

- (1) Desenvolver uma modelagem matemática das máquinas do tipo I, II e IV, com a inserção dos mesmos nas turbinas eólicas conectadas diretamente a rede elétrica (barra 680 do sistema IEEE 13 barras).
- (2) Fazer um comparativo das três tecnologias empregadas enumerando as vantagens e desvantagens de cada uma no que diz respeito as suas características operativas e seus efeitos nos sistemas de distribuição de energia, mediante análise de diversas configurações operativas do sistema elétrico.

1.5 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

As principais contribuições desta dissertação são as seguintes:

- Inserir modelos de turbinas I, II e IV em um fluxo de carga trifásico baseado na técnica escada.
- Simulação e análise de resultados dos principais parâmetros de operação em regime permanente de um sistema de distribuição de energia (IEEE 13 barras) com geração eólica (barra 680), verificando para diversos casos as perdas elétricas globais e por fases, os perfis de tensões, e os graus de desequilíbrios de tensão em cada barra do sistema.
- Quantificação e análise dos impactos da inserção de três tipos de geradores eólicos (tipo I, II e IV) no sistema de distribuição de energia elétrica com modelagem trifásica.
- Implementação de diversas formas de mitigar os efeitos negativos que ocorrem nos sistemas de distribuição, com o uso de técnicas como equilíbrio de cargas e a inserção de turbinas eólicas na geração de energia para o sistema.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta dissertação está organizada da seguinte forma: no capítulo 2 são mostradas as características dos sistemas eólicos de velocidade fixa e variável, citando as principais partes construtivas dos aerogeradores. O capítulo 3 descreve o comportamento dos tipos de geradores utilizados nas simulações (síncronos e assíncronos) quando os mesmos são interligados na rede elétrica. O capítulo 4 mostra um resumo dos principais modelos de equipamentos empregados e modelados (no programa ANAREDGEE) inseridos no fluxo de potência trifásico. Já no capítulo 5 é descrita a metodologia utilizada para elaborar as simulações. No capítulo 6 são apresentados os resultados e discussões e por fim no capítulo 7 são realizadas as considerações finais do trabalho.

2. SISTEMAS EÓLICOS DE VELOCIDADE FIXA E VARIÁVEL

2.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, serão mostrados, dentre outras coisas, os principais componentes de um sistema eólico, sendo analisados os esquemas atuais para fins de geração de energia elétrica agregada às redes convencionais. A descrição das configurações e o funcionamento dos sistemas de velocidade fixa e variável é feita, destacando suas diferenças, aplicações e as vantagens técnicas e econômicas de ambos. Além do mais são abordadas as configurações das máquinas síncronas com enrolamento de campo e rotor bobinado, e máquinas de indução com rotor gaiola de esquilo, esta última, é usualmente encontrada nos sistemas com velocidade fixa.

2.2 PRINCIPAIS COMPONENTES DO SISTEMA EÓLICO

Um sistema eólico é composto por diversos componentes mecânicos e elétricos, que devem trabalhar em conjunto de forma a fornecer um maior rendimento final. De uma forma geral para a conversão eólica, devem ser considerados os principais componentes:

1 - Rotor: É o elemento que converte a energia cinética do vento em energia rotacional no eixo da turbina.

2 - Transmissão e Caixa Multiplicadora: Realiza a transmissão da energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até o gerador. Alguns geradores não utilizam este elemento, e neste caso o eixo do rotor este ligado diretamente na turbina ao gerador. Estes sistemas são conhecidos como de acoplamento direto.

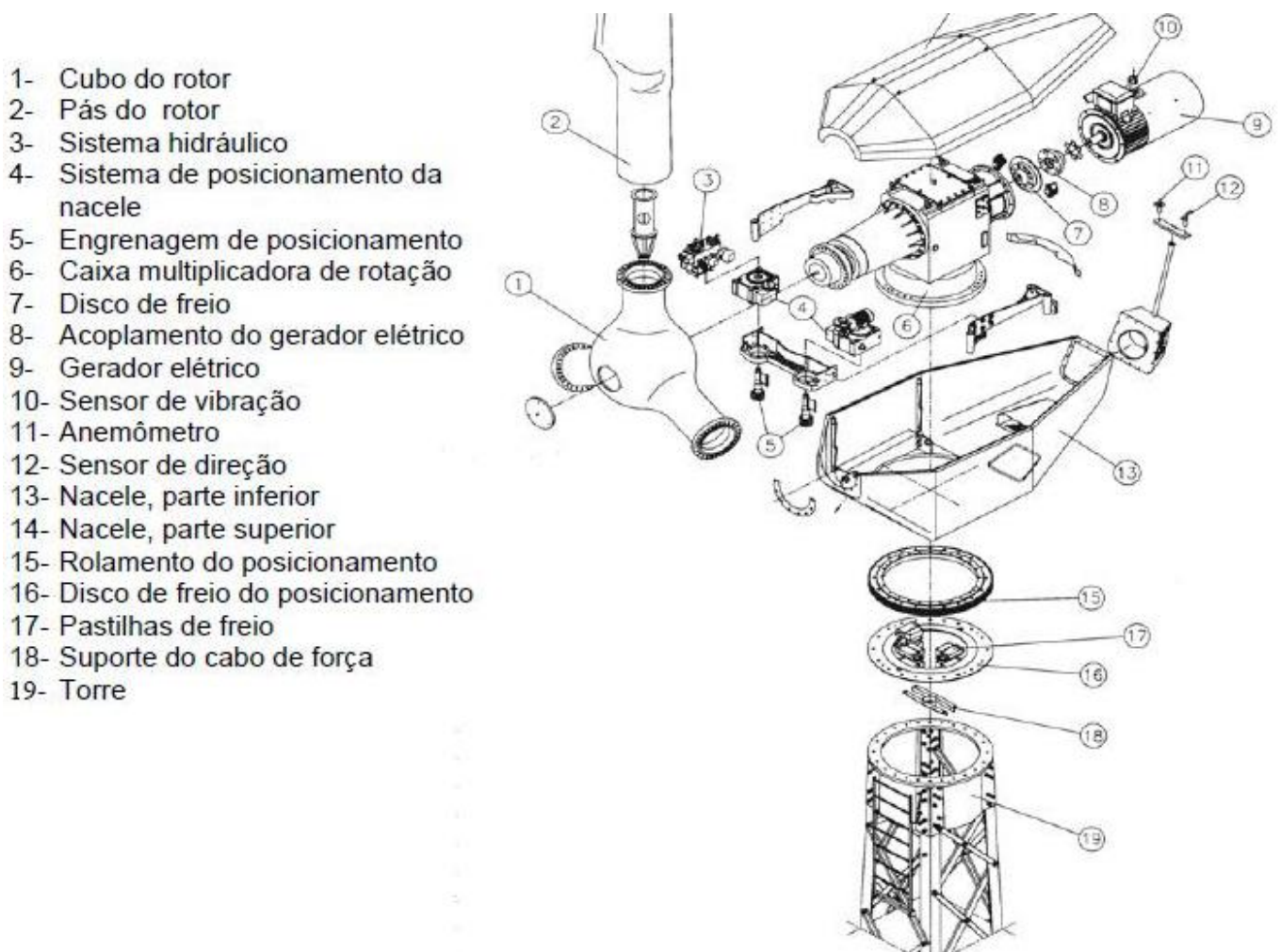
3 - Mecanismos de Controle: Os mecanismos de controle são responsáveis pela orientação do rotor, controle de velocidade entre outras coisas. Devido aos vários tipos de controle, existe um grande número de mecanismos que podem ser mecânicos, para o controle de velocidade, ângulo de passo, freio ou aerodinâmicos, para o posicionamento do rotor e o ângulo de passo, e por fim elétricos, para o controle do gerador.

4 - Gerador Elétrico: Os geradores que mais despontam para aplicações em sistemas eólicos são as máquinas de indução com rotor em gaiola, em esquemas eólicos de velocidade fixa, as máquinas assíncronas duplamente excitadas e finalmente as síncronas, com enrolamento de

campo e rotor bobinado, nos sistemas de velocidade variável. As máquinas síncronas de imã permanente são hoje também vistas como uma boa alternativa, pela eliminação da caixa de engrenagens. Os geradores a imã permanente, por outro lado, podem apresentar sérios problemas de regulação de tensão em situações de variação na velocidade da máquina primária ou da carga elétrica, pois os mesmos não possuem um controle da tensão de campo, como as máquinas síncronas bobinadas, (BAUER *et al.*, 2000).

Uma explicação mais aprofundada dos componentes já mencionados será realizada abaixo. As diversas partes que compõem o sistema eólico típico são mostradas na figura 1.

Figura 1 - Componentes de um aerogerador no interior da NACELE



Fonte: CRESESB (2004)

2.2.1 Tipos de rotores eólicos

Os rotores são os componentes principais de um sistema eólico e por este motivo a configuração dos mesmos altera diretamente rendimento global do sistema. Estes podem ser classificados basicamente de acordo com a orientação do eixo. Assim, tem-se o rotor de eixo horizontal e de eixo vertical.

Os rotores de eixo horizontal são acionados por forças aerodinâmicas chamadas de forças de sustentação e de arrasto. A força de sustentação age na direção tangencial à trajetória circular descrita por cada ponto superficial da pá e em favor do sentido de rotação desejado para o eixo principal. Já a componente de arrasto atua na direção tangencial ao perfil da pá sendo responsável pelas principais demandas mecânicas exigidas no equipamento NUNES (2003).

Os rotores que giram predominantemente sob o efeito de forças de sustentação permitem liberar mais potência do que aqueles sob o efeito de forças de arrasto, para uma mesma velocidade de vento. Os rotores de eixo horizontal ao longo do vento (aerogeradores convencionais) são predominantemente movidos por forças de sustentação e devem possuir mecanismos capazes de permitir que o disco varrido pelas pás esteja sempre em posição perpendicular ao vento. Nestes sistemas, o ângulo de ataque em qualquer ponto da pá é aproximadamente constante para uma dada velocidade do vento NUNES (2003).

Em termos de estruturas, as pás podem ter as mais variadas formas, com os mais diversos materiais. Em geral, utilizam-se pás rígidas de madeira e/ou epóxi laminado, aço e fibra de vidro reforçada ou GRP “glass-reinforced polyester”. No que diz respeito ao número de pás, as turbinas podem ter uma, duas ou três pás. As de uma pá apresentam problemas sérios de fadiga na base do rotor devido a sua assimetria, e a potência gerada pelas de duas pás é inferior à obtida com as de três, além das turbinas de duas pás apresentarem aumento no nível de ruído devido à maior velocidade na ponta das pás do rotor. Por estas características, as turbinas de três pás são normalmente utilizadas, (REGUSE *et al.*, 1999).

De uma forma geral, os rotores de eixo vertical têm a vantagem de não necessitarem de mecanismos de acompanhamento para variações da direção do vento, o que reduz a complexidade do projeto e os esforços devidos às forças de Coriolis (relacionadas ao movimento do ar), (REGUSE *et al.*, 1999). Os rotores de eixo vertical também podem ser movidos por forças de sustentação “*lift*” e forças de arrasto “*drag*”. Esses rotores, por outro lado, ainda apresentam problemas sérios relacionados com a eficiência da conversão de energia do vento em energia cinética, pelo fato do ângulo de ataque em qualquer ponto da pá variar com o tempo, o que resulta em potências e cargas instáveis. Em geral, este tipo de turbina tem vida útil relativamente curta apresentando elevada frequência de vibração e defeitos, (FRANCESCHETTI *et al.*, 1999).

2.2.2 Caixa de engrenagem

A transmissão que abrange a caixa multiplicadora possui a finalidade de transportar a energia mecânica, entregue pelo eixo do rotor até o gerador, multiplicando sua velocidade angular. Esta é composta por eixos, mancais, engrenagens de transmissão e acoplamentos NUNES (2003).

A caixa de engrenagens conecta as velocidades ótimas da turbina com as do gerador, as quais se encontram em intervalos diferentes. A velocidade angular dos rotores geralmente varia na faixa de 20 a 150 rpm, devido às restrições de velocidade na ponta da pá, (JENKINS *et al.*, 2000). No entanto, os geradores funcionam a rotações muito mais elevadas, em geral, entre 1200 a 1800 rpm, sendo necessária a instalação de um sistema de multiplicação entre os eixos.

Recentemente alguns fabricantes desenvolveram aerogeradores sem a caixa multiplicadora, ou seja, com acoplamento direto entre a turbina e o gerador, abandonando a forma tradicional de construir turbinas eólicas, principalmente nos sistemas que adotam máquinas síncronas, (HANSEN *et al.*, 2001). Logo, ao invés de utilizar a caixa de engrenagens com alta relação de transmissão, necessária para alcançar a elevada rotação dos geradores, utilizam-se geradores multipolos, de baixa velocidade e maior diâmetro, produzindo em um menor comprimento da parte móvel.

2.2.3 Mecanismo de controle

As turbinas eólicas atuais empregam dois princípios distintos de controle aerodinâmico para buscar extrair a máxima potência do sistema, próximo à potência nominal do aerogerador. São os chamados de controle estol “stall control” e controle de passo “pitch control”. No início, décadas de 80 e 90, a maioria dos aerogeradores usava o controle 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).

2.2.3.1 Controle estol

O controle estol é um esquema passivo que opera de acordo com a velocidade do vento. As pás do rotor são fixas em seu ângulo de passo e não giram em torno de seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é definido de forma que para velocidades de vento superiores à nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor alcança continuamente a superfície da mesma (estol), reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto. Os sistemas eólicos de velocidade fixa normalmente adotam este tipo de controle, (SØRENSEN *et al.*, 2001).

Para todas as circunstâncias de ventos, superiores à velocidade nominal, o escoamento do fluxo de ar em torno dos perfis das pás do rotor é, pelo menos parcialmente, descolado da superfície produzindo menores forças de sustentação e elevadas forças de arrasto. Menores sustentações e maiores arrastos atuam contra um aumento da potência do rotor (ALVES, 1997). A fim de impedir que o efeito estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que diminuiria substancialmente a potência do rotor, as pás possuem uma certa torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento deste efeito, (CONNOR & LEITHEAD, 1996). A Figura 2 mostra o princípio do estol com o descolamento do fluxo de ar, percebe-se que na região mais clara há uma zona de turbulência.

Figura 2 - Fluxo separado (Estol) em volta do perfil



Fonte: NUNES (2003)

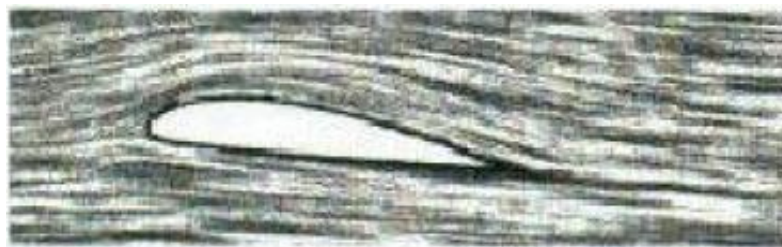
As turbinas com controle estol são mais simples do que as de controle de passo porque naturalmente elas não necessitam de um sistema de alteração de posição, que é o passo da pá. Traçando um paralelo com as máquinas que operam com controle de passo, elas possuem as seguintes vantagens, segundo NUNES (2003):

- 1 - Estrutura de cubo do rotor simples
- 2 - Menor manutenção devido a um número menor de peças móveis
- 3 - Maior confiabilidade do controle de potência

2.2.3.2 Controle de passo

O controle de passo, por sua vez, é um sistema ativo que normalmente necessita de uma informação vinda de um controlador, (MULJADI & BUTTERFIELD, 2001). Toda vez que a potência nominal do gerador é superada, por conta do 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 influentes e, por consequência, a obtenção de potência. Para todas as velocidades do vento superiores à nominal, o ângulo é definido de forma que a turbina gere somente a potência nominal. Para todas as condições de vento, o escoamento em torno dos perfis das pás do rotor é muito ligado à superfície gerando sustentação aerodinâmica e pequenas forças de arrasto como exposto na Figura 3.

Figura 3 - Fluxo Aderente ao Perfil



Fonte: NUNES (2003)

As turbinas com controle de passo são mais sofisticadas do que as de passo fixo, comandadas por estol, já que necessitam de um sistema de variação de posição da pá. De qualquer forma elas possuem algumas vantagens segundo NUNES (2003):

- 1 - Proporcionam controle de potência ativa sob todas as condições de vento;
- 2 - Atingem a potência nominal mesmo sob condições de baixa massa específica do ar (grandes altitudes dos parques e altas temperaturas);
- 3 - Superior geração de energia mecânica sob as mesmas condições de vento, se comparado ao controle por estol;
- 4 - Partida simples do rotor pela alteração do ângulo de passo;
- 5 - Frenagem menos intensa para paradas de emergência do rotor;
- 6 - Cargas das pás do rotor diminuem com ventos superiores ao da potência nominal;
- 7- Massas das pás do rotor menores proporcionando aerogeradores mais leves;
- 8- Aumento da estabilidade transitória do sistema eólico em resposta a perturbações na rede elétrica.

2.2.4 Geradores

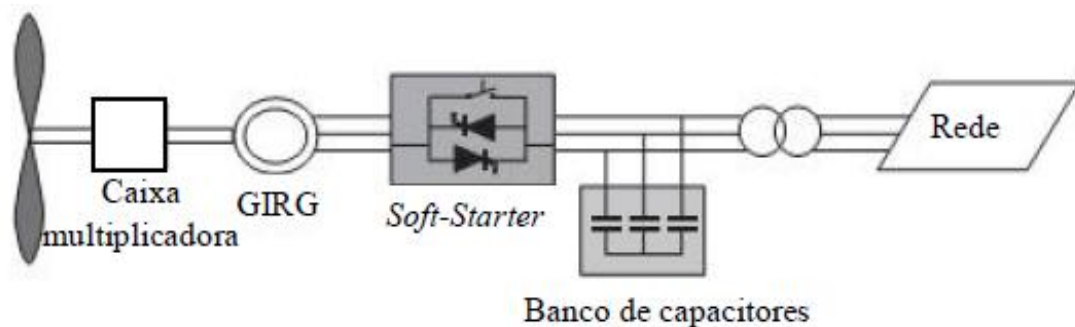
A escolha dos geradores a serem ligados aos aerogeradores produz uma dificuldade tecnológica que muda de acordo com o esquema adotado, se é de velocidade fixa ou variável, compreendendo os seguintes aspectos de acordo com a energia primária e à rede elétrica na qual o sistema eólico é inserido conforme NUNES (2003):

- Comportamento característico da velocidade do vento e conseqüentemente do torque mecânico de entrada na turbina no local onde se pretende implementar o sistema eólico, uma vez que alterações da energia eólica captada induzem variações da potência mecânica disponível no eixo do rotor do gerador;
- Exigência de frequência e tensão constantes na energia elétrica final produzida;
- Rede elétrica fraca, com limitações na transmissão da potência elétrica, ou sistema forte com reservas de potência reativa;
- Facilidade de instalação, operação e manutenção do gerador em situações de isolamento geográfico, sobretudo em casos de pequena escala de produção em redes elétricas isoladas.

Com esse cenário é válido destacar quatro tipos de geradores que podem ser usados nos sistemas eólicos: as máquinas de indução de rotor em gaiola de esquilo (máquina do tipo I), a máquina de indução de rotor bobinado e com resistência de rotor controlada (máquina tipo II), os geradores assíncronos duplamente excitados – DFIG (máquina do tipo III) e por fim as máquinas síncronas (tipo IV) que podem ser de ímã permanente ou os geradores síncronos de rotor bobinado que são considerados hoje uma tecnologia adequada para aplicações junto a turbinas eólicas e que vêm despertando interesse da comunidade científica e dos fabricantes. Abaixo é feito um breve resumo das configurações eólicas citadas anteriormente.

Um gerador de indução de rotor gaiola de esquilo (GIRG), tipo I, mostrado na figura 4, é conectado diretamente à rede através de um transformador. O GIRG continuamente absorve potência reativa da rede e por isso, utiliza-se um banco de capacitores pra corrigir o fator de potência, injetando reativo nas três fases do sistema. Os bancos de capacitores são fundamentais principalmente em redes fracas com alta impedância.

Figura 4 - Topologia básica da máquina TIPO I



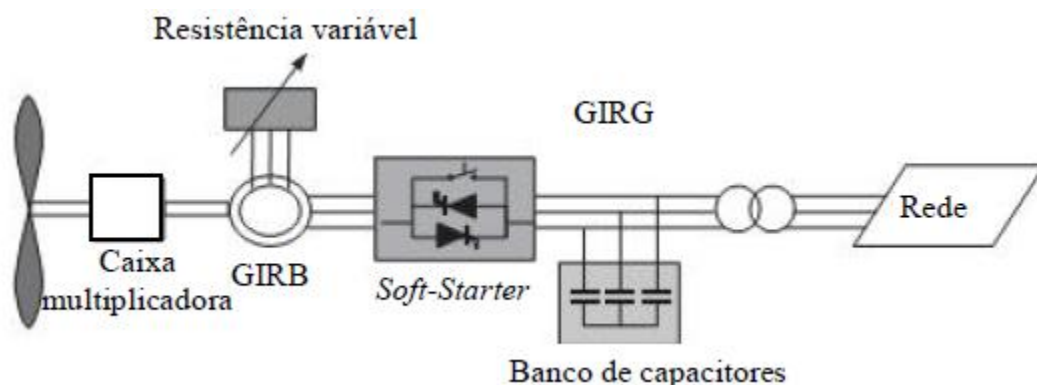
Fonte: ACKERMANN, 2005

A máquina eólica do tipo I trata-se de um aerogerador que funciona com velocidade fixa e utiliza uma caixa multiplicadora, pois as mesmas trabalham a altas velocidades com um pequeno número de polos. Isto se deve ao fato de que devido à pequena espessura do entreferro, o fluxo magnético concatenado com o estator aumentaria para valores bastante elevados nas máquinas de muitos polos, impossibilitando assim, o fluxo de corrente elétrica, necessário para geração do torque eletromagnético. Para evitar tal situação, as dimensões das máquinas de indução teriam de ser aumentadas o bastante para acomodar um número suficiente de ranhuras por polo e por fase o que levaria inevitavelmente a dimensões desproporcionais para o gerador em função do aumento da potência nominal de saída

NUNES (2003). Por fim um soft-starter é instalado para suavizar o pico de corrente (também conhecida como corrente de “inrush”) com a conexão da turbina na rede elétrica.

Já o gerador eólico do tipo II, esquematizado na figura 5, nada mais é do que uma máquina eólica de velocidade variável limitada com resistência de rotor variável. É empregado um gerador de indução de rotor bobinado (GIRB) conectado de forma direta à rede de energia. Pelos mesmos motivos citados anteriormente um banco de capacitores realiza a compensação da potência reativa, e utiliza igualmente um soft-starter para uma conexão mais suave com a rede elétrica. O que torna o gerador tipo II diferente do tipo I segundo ACKERMANN (2005), é que ele tem uma resistência variável adicional no rotor, que pode ser modificada por um conversor controlado por um sensor óptico, encaixado no eixo do rotor. Sendo assim, a resistência total do rotor é controlável, proporcionando o controle do escorregamento do gerador, que por consequência permite o controle da potencia de saída do sistema.

Figura 5 - Topologia básica da máquina TIPO II



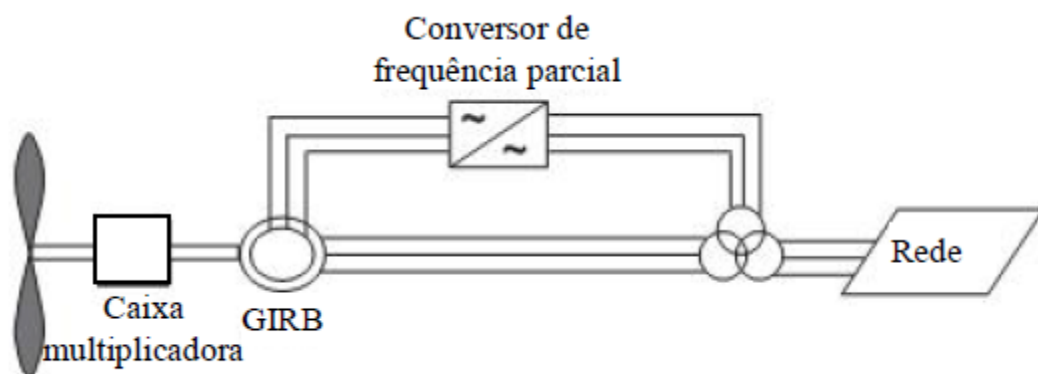
Fonte: ACKERMANN, 2005

O gerador eólico do tipo III, com o esquema básico representado na figura 6, é conhecido como gerador de indução com dupla alimentação (GIDA ou do inglês DFIG). Corresponde à turbina eólica de velocidade variável limitada com gerador de indução de rotor bobinado e conversor de frequência com processamento parcial da potência (20% a 30% da potência nominal do gerador) no circuito do rotor. O conversor realiza a compensação de potência reativa e uma conexão suave com a rede elétrica (ACKERMANN, 2005).

Apesar de ser uma estrutura muito complexa, no qual é necessária a determinação das correntes do rotor e do estator para determinar as condições de operação em termos de

velocidade da máquina, o gerador DFIG foi originalmente modelado como uma potência constante (PQ) ou como uma barra PV para os cálculos de fluxo de potência. No primeiro caso a máquina opera controlando o fator de potência, o que significa que a potência reativa especificada é zero. Alternativamente, com o DFIG sendo modelado como uma barra PV controla-se a tensão durante o seu funcionamento, o que significa que o limite de potência reativa deve ser aplicado. Tais técnicas de modelagem são consideradas satisfatórias para geradores nos estudos de fluxo de potência atualmente, DADHANIA, VENKATESH, NASSIF, SOOD (2013). Este tipo de máquina que não será mais citada neste trabalho para questões de análise e por motivo de se direcionar o foco da dissertação para os outros tipos de máquinas.

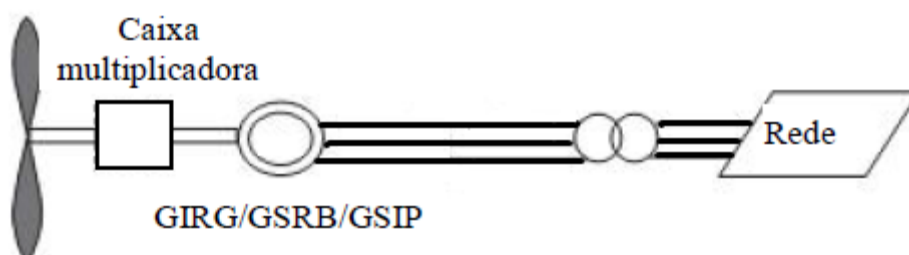
Figura 6 - Topologia básica da máquina TIPO III



Fonte: ACKERMANN, 2005

Por fim, a máquina eólica do tipo IV, com esquema mostrado na figura 7, corresponde a um gerador síncrono, considerado neste trabalho diretamente conectado a rede, com ampla faixa de velocidade. O gerador pode ser síncrono de rotor bobinado (GSRB), que foi adotado durante as simulações do trabalho, assíncrono de rotor bobinado (GIRB), ou síncrono com ímã permanente (GSIP).

Figura 7 - Topologia básica da máquina TIPO IV



Fonte: Adaptado de ACKERMANN, 2005

Os geradores síncronos de rotor bobinado para operação em sistemas eólicos geralmente possuem a configuração de rotor de polos salientes com grande número de polos e baixa velocidade de rotação, garantindo o acoplamento direto do gerador com a turbina eólica. A saliência do rotor produz um aumento no torque produzido pelo gerador além de tornar a resposta da máquina mais estável diante das variações características na velocidade do vento, (JENKINS *et al.*, 2000). Geralmente a máquina síncrona de rotor bobinado apresenta uma realimentação no enrolamento de campo do rotor a partir da rede elétrica com o uso de retificadores o que permite a regulação da tensão. Estes sistemas se caracterizam por rotores e estatores de diâmetros grande, interligados à rede elétrica por meio de conversores estáticos em representações eólicas de velocidade variável.

Um rotor próprio de um gerador síncrono multipolos aplicado em sistemas eólicos é mostrado na Figura 8. A Enercon e a Lagerwey são alguns exemplos de fabricantes que produzem aerogeradores síncronos em larga escala com potências na faixa de centenas de kW (kilo watts) até MW (mega watts) para ligação nas redes de energia.

Figura 8 -Rotor do Gerador Síncrono para Aplicação em Sistemas Eólicos



Fonte: PERALTA (2014)

Segundo NUNES (2003) a desvantagem deste sistema esta na necessidade de utilização de um conversor estático de potência idêntica a potência do gerador elétrico para processamento da energia proveniente do estator. Além disso, o grande número de componentes e a grande dimensão dos mesmos, entre eles o rotor, estator e enrolamentos, torna este sistema de custo elevado.

2.3 ESQUEMAS EÓLICOS DE VELOCIDADE FIXA (VF)

O termo velocidade fixa diz respeito ao fato da rotação do eixo do rotor que interliga a turbina ao gerador ser mantida pela rede elétrica. Nestes sistemas, é comum o uso do gerador de indução com rotor em gaiola diretamente conectado à rede (FEITOSA *et al.*, 1998). As pequenas variações na velocidade do gerador são devidas somente às alterações no valor do escorregamento e conseqüentemente da potência ativa fornecida. A escolha deste gerador é resultado de sua grande eficiência para trabalhar em condições de carregamento variáveis, menor complexidade e custo de produção por kW gerado (SOUZA *et al.*, 2001). Normalmente, são utilizadas máquinas de quatro e oito polos o que corresponde a velocidades na faixa de 1800 / 900 RPM, acopladas através de uma caixa de engrenagens à turbina que trabalha a uma velocidade entre 20 e 50 RPM (NUNES, 2003).

Esta velocidade fixa ocasiona problemas sérios de vibração no eixo do rotor. As perdas em tais sistemas dependem do projeto da turbina e das variações de vento locais. A potência eólica extraída precisa ser limitada nas altas velocidades, pois de outra forma, o gerador pode ser sobrecarregado ou o torque máximo ser excedido, o que leva a uma condição de instabilidade dinâmica na velocidade do rotor (NUNES, 2003). A limitação é realizada, nestes esquemas, normalmente utilizando o controle por estol ou estol ativo, já falado anteriormente. Quando a turbina eólica é controlada por estol, o sistema elétrico deve ser projetado para gerenciar a sobrecarga de potência, pois a máxima potência proveniente da turbina sofrerá variações naturais devidas à alteração no desempenho desta regulação durante a perda de velocidade das pás (CONNOR & LEITHEAD, 1996).

2.4 ESQUEMAS EÓLICOS DE VELOCIDADE VARIÁVEL (VV)

Nos sistemas eólicos de velocidade variável, a frequência elétrica da rede é desacoplada da frequência mecânica do rotor a partir da utilização dos conversores estáticos interligados ao estator e/ou ao rotor das máquinas. Tais conversores possibilitam a operação em velocidade variável do eixo do rotor da turbina eólica. Em função deste desacoplamento, surge a designação de aerogeradores de velocidade variável (NUNES, 2003).

A capacidade de variar a velocidade do eixo aumenta a flexibilidade de operação da turbina e oferece algumas vantagens em relação às máquinas de velocidade fixa, (TAKAHASHI, *et al.*, 2002). Uma destas vantagens é proporcionar adaptação contínua da velocidade de rotação do eixo com a velocidade do vento, de tal forma a maximizar a potência produzida pela planta eólica. Este modo de operação é obtido em um intervalo de baixas a médias velocidades de vento, sendo o controle da velocidade do eixo, proporcionado pelo gerador e conversor elétricos (MULLER *et al.*, 2002).

De acordo com NUNES (2003) a operação em velocidade variável apresenta como características principais em relação aos esquemas fixos:

- 1) A redução da fadiga e da carga em altas velocidades do vento no sistema de transmissão;
- 2) Aumento da energia eólica extraída;
- 3) Menor variabilidade do torque mecânico com redução da tensão no eixo do rotor;
- 4) Diminuição do nível de ruído aerodinâmico;
- 5) Melhoria da qualidade de energia com a redução do efeito “flicker” (cintilação) característico dos sistemas de velocidade fixa.

Junto com a regulação de velocidade do rotor, deve ser adicionado um controle para limitar a potência nas altas velocidades, através do estol, ou de forma mais comum nestes sistemas, através do ângulo de passo. A variação do ângulo de passo da pá, que ocorre nas altas velocidades do vento, evita que a velocidade do rotor se torne muito elevada, aliviando assim o carregamento sobre o gerador e conversor (NUNES, 2003).

Os esquemas eólicos de velocidade variável possuem vantagens em relação aos esquemas fixos, tanto nas baixas quanto nas altas velocidades. 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).

2.5 CONVERSORES DE POTÊNCIA PARA OS SISTEMAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL (VV)

Existem várias configurações possíveis para os sistemas VV, em função do tipo de gerador e conversor utilizados. A escolha de qual é a mais adequada depende de critérios que algumas vezes são conflitantes, como o custo dos componentes, aspectos de segurança e controle, manutenção, fator de potência de saída, eficiência, harmônicos e outros. Os fatores mais importantes a serem considerados são o custo e as propriedades dinâmicas de cada esquema, que determinam a fadiga dos componentes mecânicos, o comportamento transitório e a qualidade da potência produzida pela turbina eólica (NUNES, 2003).

Os sistemas VV podem utilizar geradores síncronos ou de indução junto a conversores estáticos. O tipo de gerador estabelece também o conversor que deve ser acoplado ao mesmo. A opção pelos geradores síncronos, apesar de sua maior complexidade mecânica e elétrica, muitas vezes ocorre em virtude da possibilidade de interligação destes aos retificadores a diodos, tendo em vista que a máquina síncrona possui alimentação própria de reativo a partir do campo (CARLSON *et al.*, 1994).

3. COMPORTAMENTO DOS GERADORES SÍNCRONOS E ASSÍNCRONOS INTEGRADOS AOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 INTRODUÇÃO

Devido às características irregulares naturais de velocidades dos ventos, com a inserção de parques eólicos nos sistemas elétricos, há a necessidade da realização de estudos de avaliação de impactos dessas centrais eólicas no desempenho global da rede, de forma a garantir a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia aos consumidores da rede elétrica. As grandes centrais geradoras, e muitos esquemas de geração isolados adotam os geradores síncronos em função de sua eficiência e por propiciarem o controle independente das potências ativa e reativa geradas. Por outro lado, devido à simplicidade construtiva, robustez e grande eficiência das máquinas assíncronas para trabalhar em carregamento variável, estas têm alcançado uma fatia considerável do mercado de energia eólica, demonstrando viabilidade técnica e econômica para integração junto a turbinas que operam até a faixa de MW, interligadas ao sistema elétrico, (RABELO & HOFMANN, 2001).

Comparado ao caso dos geradores trabalhando isoladamente, ou ainda, em relação às grandes centrais geradoras, que adotam máquinas primárias convencionais, existem diferenças significativas na forma como operam e são controladas as unidades eólicas incorporadas às redes fracas, as quais geralmente caracterizam as redes de distribuição (JENKINS *et al.*, 2000). Em particular, a presença das máquinas rotativas na rede de distribuição pode alterar significativamente o fluxo das correntes de falta, comprometendo em alguns casos, a estabilidade transitória do sistema elétrico (NUNES, 2003).

A integração de geração eólica a uma rede elétrica convencional pode ocorrer através de pequenos conjuntos de unidades eólicas interligadas geralmente à rede de distribuição, ou a partir de parques eólicos, com um número considerável de aerogeradores conectados na subtransmissão ou distribuição. As plantas de geração eólica, normalmente, fazem a interface com a rede elétrica através das máquinas elétricas síncronas e assíncronas e/ou dos conversores eletrônicos de potência (NUNES, 2003).

Parques eólicos de pequeno porte interligados à rede, com quantidades pequenas de potência injetadas no sistema, geralmente não representa maiores problemas em relação à

operação do sistema elétrico. Porém quando o parque eólico insere maiores parcelas de energia, problemas operacionais e de controle sérios podem surgir, tornando-se mais críticos ainda se a rede elétrica for fraca, com potência de curto-circuito baixa.

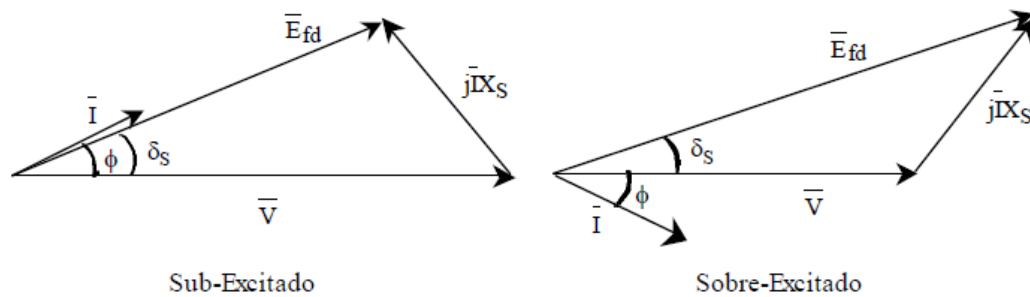
Para uma correta avaliação dos impactos que a conexão dos sistemas eólicos podem provocar em uma rede elétrica, é necessária a análise dos desequilíbrios de tensão, dos carregamentos das linhas, das perdas elétricas, bem como das instabilidades, que podem ser provocadas a partir da operação dos aerogeradores, tanto em situações de regime permanente, como durante a ocorrência de distúrbios no sistema elétrico, como desligamento de máquinas e curtos-circuitos nos sistemas.

Neste capítulo, serão consideradas as características físicas próprias do gerador de indução em gaiola e de rotor bobinado, quando inseridos ao sistema elétrico, analisando a contribuição das máquinas para algumas características operativas inerentes aos sistemas de distribuição. Para melhor fundamentar esta análise, será feito um paralelo do comportamento da máquina assíncrona e do gerador síncrono diretamente conectado à rede elétrica.

3.2 OPERAÇÃO DO GERADOR SÍNCRONO CONECTADO AO SISTEMA ELÉTRICO

A fim de quantificar as diferenças operativas das máquinas síncronas em relação às assíncronas conectadas diretamente ao sistema elétrico, pode-se inicialmente analisar o diagrama do gerador síncrono, quando o mesmo é conectado ao barramento infinito e a tensão nos terminais do mesmo é mantida pela rede elétrica (figura 9), para a máquina operando sub e sobre-excitada. De acordo como o diagrama, o fator de potência (FP) do gerador é o cosseno do ângulo φ , ao passo que o ângulo do rotor da máquina é denotado por δ_s .

Figura 9 - Diagramas Fasoriais do Gerador Síncrono conectado ao Barramento Infinito



Fonte: NUNES (2003)

Em que:

E_{fd} - Tensão interna ou de campo

X_s - Reatância síncrona

\bar{V} - tensão da rede elétrica (p.u)

\bar{I} - corrente no gerador síncrono (p.u)

Segundo KUNDUR (1994), analisando os diagramas fasoriais anteriores, pode-se obter as seguintes equações para as potências ativa e reativa geradas por fase:

$$P_s = \left(\frac{|E_{fd}| \cdot |V|}{X_s} \right) \cdot \text{sen} \delta_s \quad (3.1)$$

$$Q_s = \left(\frac{|E_{fd}| \cdot |V|}{X_s} \right) \cdot \text{cos} \delta_s - \frac{|V|^2}{X_s} \quad (3.2)$$

Em regime normal de operação, o ângulo do rotor, δ_s , atinge valores menores que 30° , tornando o cosseno praticamente constante na equação 3.2. O crescimento do torque no eixo do rotor resulta em um aumento do ângulo do rotor e conseqüentemente mais potência ativa a ser fornecida ao sistema elétrico. Por outro lado, o aumento na corrente de campo leva a um crescimento da potência reativa fornecida à rede (SAADAT, 1999).

Os diagramas fasoriais mostram que para os mesmos valores de ângulo do rotor da máquina e potência reativa fornecida, existem dois diferentes cenários para excitação da máquina, os quais são descritos a seguir, segundo (NUNES, 2003):

a) **Sub-excitação:** $\overline{|E_{fd}|} < \overline{|V|}$

Essa situação gera um fator de potência em avanço, tomando como base as convenções do gerador e da corrente elétrica expostas nos diagramas fasoriais. Permanentemente o gerador absorve potência reativa da rede elétrica.

b) **Sobre-excitação:** $\overline{|E_{fd}|} > \overline{|V|}$

Essa situação gera um fator de potência em atraso e o gerador gera potência reativa para a rede. Vale ressaltar que caso a direção definida para a corrente elétrica, I , na saída do gerador for invertida, ou seja, a máquina for considerada como motor, a condição de subexcitação deste resulta em um fator de potência em atraso e a sobre-excitação do motor em um fator de potência em avanço, ao contrário do que foi estabelecido inicialmente. Caso o torque for aplicado ao eixo do rotor, a potência ativa P_s será injetada na rede e se a excitação de campo for maior que a tensão terminal, a potência reativa continuará sendo injetada no sistema elétrico, independente da máquina estar funcionando como motor ou gerador. De uma forma geral para evitar interpretações erradas a operação como motor ou gerador será definida pela absorção ou produção de potência ativa, e não pelo fator de potência.

O modelo da máquina síncrona utilizada durante as simulações desta dissertação foi baseado em ROCHA (2015) onde é realizada toda uma modelagem matemática da conexão direta da máquina síncrona ao sistema elétrico para ser aplicado na rede de distribuição teste do IEEE 13 barras, mostrando o comportamento do sistema com a conexão do aerogerador a uma determinada barra, com enfoque nos impactos da geração distribuída. O autor modela o gerador síncrono com uma tensão interna E_f e uma reatância própria, X_d utilizando o circuito equivalente de Thevenin. O modelo é diferente do fluxo de carga convencional em uma barra de geração (barra PV) em que a potência é informada para um nível de tensão estabelecido.

3.3 OPERAÇÃO DO GERADOR DE INDUÇÃO CONECTADO AO SISTEMA ELÉTRICO

Conceitualmente um gerador de indução é basicamente um motor de indução, que por meio de um torque mecânico produz energia elétrica, para isso passa por algumas mudanças construtivas para melhorar o seu rendimento na operação como gerador. As correntes no rotor são induzidas por magnetismo, por isso chamam-se máquinas de indução, sendo seu princípio de funcionamento análogo aos dos transformadores.

Segundo NUNES (2003), na operação como motor sem carregamento, o escorregamento pode ser desconsiderado. À medida que uma carga mecânica for aplicada ao eixo da máquina, o escorregamento aumenta e com isso a velocidade do rotor diminui, de forma que as tensões e correntes induzidas no rotor geram o torque requerido pela carga. Caso o rotor seja acionado por uma fonte primária (como turbina eólica), a uma velocidade maior que a do campo do estator, o escorregamento fica negativo e a polaridade das tensões induzidas é invertida, resultando em um torque eletromagnético no sentido oposto ao de rotação e assim a máquina opera como um gerador de indução.

As máquinas de indução possuem dois tipos de rotores: gaiola de esquilo que são basicamente um conjunto de barras isoladas inseridas em ranhuras e curto-circuitadas através de anéis nas suas extremidades e os rotores do tipo bobinado, no qual os enrolamentos são conectados a anéis colocados sobre o eixo do rotor, e podem estar ligados a um circuito externo.

Segundo NUNES (2003) as máquinas duplamente excitadas (conhecidas também como DFIG) são pouco utilizadas como motores, mas assumiram um destaque na aplicação como geradores junto aos sistemas eólicos em esquemas de velocidade variável, tais máquinas não serão abordadas nas simulações durante este trabalho. A máquina de indução tem a vantagem extra em relação à síncrona de não requerer sincronização na interligação à rede.

3.3.1 Conexão do gerador assíncrono na rede elétrica

O gerador síncrono é conectado à rede aplicando-se um torque mecânico sobre o mesmo que o faça girar à velocidade síncrona, excitando o rotor com uma tensão de campo e cuidadosamente sincronizando a magnitude e fase da tensão de saída do gerador com a rede elétrica. O gerador de indução, ao contrário da máquina síncrona, não pode gerar tensão terminal isoladamente, uma vez que o mesmo não possui uma fonte própria de potência reativa para 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, (CIDRAS *et al.*,2002).

Geralmente, no caso de geradores assíncronos com potências menores ou iguais a 500 kVA, a ligação deve efetuar-se depois de alcançado 90 % da velocidade síncrona. Para potências superiores a 500 kVA, a ligação deve realizar-se depois de alcançado 95 % da velocidade síncrona. Para grandes geradores assíncronos de potências correspondentes a centenas de kW ou MW, as tensões transitórias causadas pela interligação direta da máquina se tornariam inaceitáveis, portanto para o controle tanto da corrente de “inrush” quanto do subsequente fluxo de potência reativa transitório é comum a adoção de um circuito de partida livre “soft-start” baseado em chaves estáticas. Estes sistemas consistem de um par de tiristores montados na forma antiparalelo colocados em cada fase de conexão dos geradores à rede. Tal circuito é operado pelo controle do ângulo de disparo das chaves as quais, por sua vez, controlam o fluxo magnético do gerador assíncrono, limitando a corrente requerida durante a aceleração da máquina. Com o uso destas chaves é possível limitar as correntes durante a conexão para valores semelhantes aos obtidos na condição de operação à plena carga NUNES (2003).

3.3.2 Autoexcitação da máquina assíncrona

Os capacitores utilizados para correção do fator de potência e a reatância equivalente dos geradores assíncronos podem formar um circuito ressonante que leve a máquina a uma condição de autoexcitação, o que propicia a continuidade na operação do gerador, ainda depois deste ter sido desconectado da rede elétrica, durante situações de distúrbios na mesma. Como a velocidade e conseqüentemente a frequência do gerador isolado tendem a aumentar, sobre-tensões e tensões distorcidas podem ser geradas pela máquina no ponto de isolamento.

Este fenômeno é conhecido como autoexcitação e inevitavelmente pode vir a provocar danos a eventuais cargas que estejam conectadas a esta parcela da rede isolada e ao próprio gerador (OUHROUCHE *et al.*, 1998).

A autoexcitação pode ser evitada restringindo-se a capacidade do banco de capacitores utilizado para correção do fator de potência a um valor menor que o requerido para criação do circuito ressonante dentro do intervalo de operação da velocidade (frequência) do gerador, enquanto seu efeito pode ser controlado pela aplicação na máquina de uma proteção contra sobre-tensão que atue rapidamente na condição do isolamento do gerador (NUNES, 2003).

3.3.3 Modelagem do gerador de indução trifásico

Será demonstrada a partir de agora a modelagem do gerador de indução, baseada em Kersting (2012), que serve de suporte para o entendimento da forma de operação dos aerogeradores que utilizam as máquinas do tipo I e II.

As correntes de fase da máquina são determinadas pela conversão das correntes de linha. Já as condições de operação interna são definidas pela análise completa da rede em que a máquina esta ligada. O circuito equivalente fase e neutro da máquina de indução trifásica conectada em estrela esta mostrada na figura 10. No circuito da figura 10 é aplicada a análise para as sequências positiva e negativa da rede elétrica, a componente de sequencia zero é nula para esse tipo de máquina, pois as mesmas são geralmente conectadas em delta ou então em estrela aterrada, o qual torna tanto a tensão quanto a corrente iguais a zero. A diferença entre as duas sequências esta apenas entre o valor da resistência de carga R_L dada por:

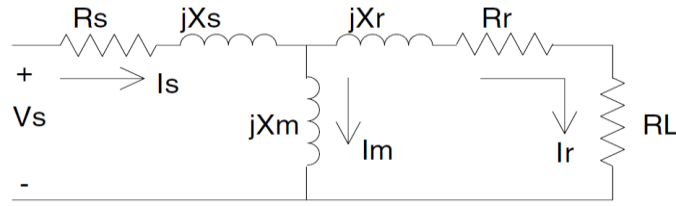
$$RL_i = \frac{1 - s_i}{s_i} \cdot Rr_i \quad (3.3)$$

Em que:

$i = 1$ para sequência positiva;

$i = 2$ para sequência negativa.

Figura 10 - Circuito equivalente da máquina de indução



Fonte: KERSTING (2012)

O escorregamento na sequencia positiva vale:

$$s_1 = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (3.4)$$

O escorregamento na sequencia negativa vale:

$$s_2 = 2 - s_1 \quad (3.5)$$

As correntes de sequencia negativas provocam a rotação da máquina no sentido inverso, produzindo uma perda de potência adicional e aquecimento do gerador. De acordo com Kersting (2012) o gerador deve manter uma variação de tensão de no máximo 1%. Se o valor do escorregamento de sequencia positiva (s_1) é conhecido, então a sequência de impedância de entrada para as sequencias positivas e negativas da rede podem ser determinadas por:

$$ZM_i = R s_i + j \cdot X s_i + \frac{(j \cdot X m_i)(R r_i + R L_i + j \cdot X r_i)}{R r_i + R L_i + j \cdot (X m_i + X r_i)} \quad (3.6)$$

As impedâncias de sequência na entrada são convertidas em admitâncias de entrada, sendo, portanto o inverso das impedâncias, logo as correntes de sequencia do gerador são:

$$IM_i = Y M_i \cdot V L N_i \quad (3.7)$$

A conexão estrela da máquina de indução, não possui neutro aterrado, logo a corrente de sequencia zero é nula. A tensão fase-neutro por consequência também será zero. A equação 3.7 pode ser escrita na forma de matriz, como mostrado abaixo:

$$\begin{bmatrix} IM_0 \\ IM_1 \\ IM_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & Y M_1 & 0 \\ 0 & 0 & Y M_1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V L N_0 \\ V L N_1 \\ V L N_2 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$[IM_{012}] = [YM_{012}] \cdot [VLN_{012}] \quad (3.9)$$

O que é realmente necessário é a relação entre as correntes de fase do gerador e as tensões de fase nos terminais do mesmo. Fazendo então a transformação de componentes simétricas para componentes de fase, tem-se:

$$[\mathbf{IM}_{abc}] = [\mathbf{A}_s] \cdot [\mathbf{IM}_{012}] \quad (3.10)$$

Onde:

$$[\mathbf{A}_s] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Com: $a_s = 1 \angle 120^\circ$

Por fim de posse dessas equações, pode-se simular o comportamento das máquinas tipo I e II no sistema elétrico de potência, utilizando-se como base as correntes de fases obtidas do equacionamento acima. Um gerador de 500 HP (373 kVA) foi simulado inserido na rede elétrica e foram obtidos os principais parâmetros do sistema, tais como graus de desequilíbrios e perdas totais em termos de potência ativa e reativa do sistema de distribuição.

4. FLUXO DE POTÊNCIA COM MODELOS TRIFÁSICOS

4.1 INTRODUÇÃO

O cálculo do fluxo de potência é baseado em linhas gerais, na determinação das tensões nas barras e dos fluxos de potência nas linhas de um sistema elétrico dado um nível de carga especificado e um programa de geração estabelecido. O método de fluxo de carga utilizado nesse trabalho baseia-se no livro *Distribution System Modeling and Analysis* (KERSTING, 2007), que contém diversos modelos de equipamentos relacionados aos sistemas de distribuição, tais como transformadores, reguladores de tensão e banco de capacitores, com alguns destes sendo descritos abaixo.

4.2 FLUXO DE POTENCIA TRIFÁSICO

Em MOURA (2009) é desenvolvido um programa em MATLAB baseado na técnica iterativa de passos (ladder), constituído por dois processos de cálculo de tensão o Forward Sweep e o BackwardSweep. O mesmo autor define os seguintes termos usados para explicar a lógica de cálculo desde método:

- Nó isolado – nó conectado apenas a outro nó
- Nó intermediário – nó conectado somente a dois nós
- Nó de junção – nó conectado a três ou mais nós

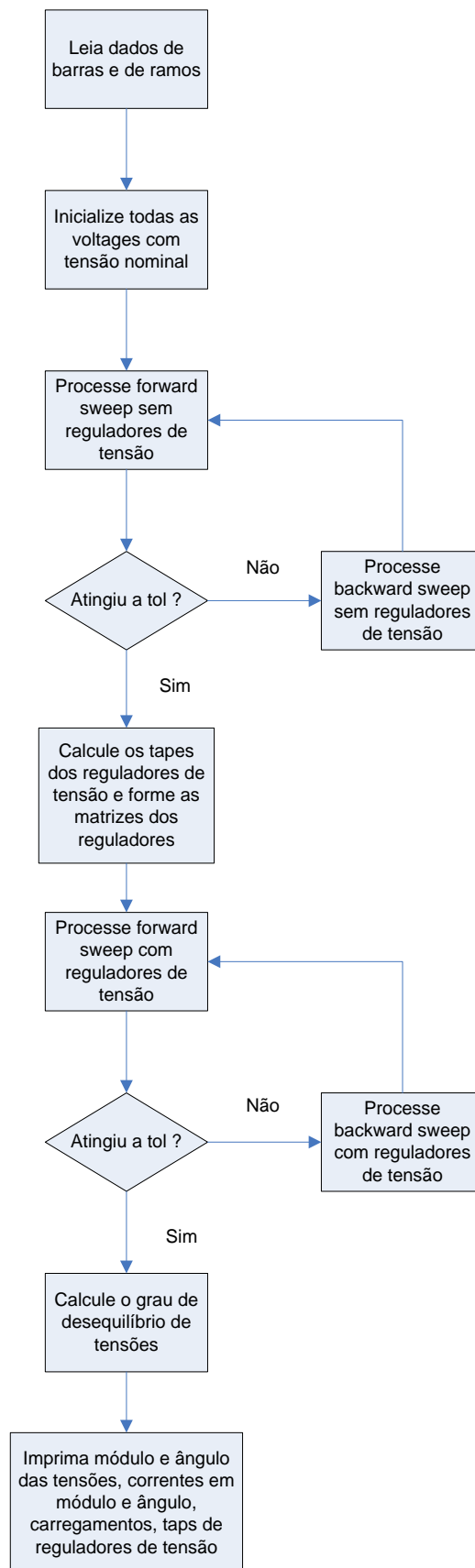
Conforme MOURA (2009), o processo Forward Sweep consiste em se acumular as tensões partindo dos nós isolados. No início as tensões em todos os nós são inicializadas com o valor da tensão nominal do nó. As tensões são acumuladas partindo dos nós isolados e passando pelos nós intermediários. Ao chegar aos nós de junção, as tensões dos ramos laterais do nó de junção tem que ter sido acumuladas pelo processo descrito anteriormente. Isso é feito até se chegar ao nó da subestação.

4.3 FLUXOGRAMA DO MÉTODO BACKWARD-FORWARD

Ao longo do Forward Sweep, são usadas as equações descritas nos itens a seguir. Quando o processo chega ao nó da subestação é conferido se os valores das tensões encontradas estão na margem de tolerância com relação às tensões de referência. Caso não seja atingida a tolerância, o processo do Backward Sweep é iniciado que se percorre o sistema partindo do nó fonte da subestação no sentido aos nós isolados utilizando as equações do Backward Sweep que serão descritas mais a frente. Já não é mais preciso o cálculo das correntes que percorrem as linhas e os transformadores do sistema, pois, são usadas as correntes computadas no Forward Sweep. O programa continua o processo até que a tolerância seja alcançada. A princípio as matrizes dos reguladores não são usadas, porém quando a convergência é alcançada, as matrizes dos reguladores são usadas para o cálculo de diversos parâmetros do sistema, tais como perdas elétricas e desequilíbrios de tensão nas barras do sistema.

A na pagina seguinte é mostrado um fluxograma básico da técnica iterativa do Backward-Forward segundo MOURA (2009):

Figura 11 - Fluxograma básico de programa utilizando o Backward-Forward



Fonte: Baseado em MOURA (2009)

4.4 MODELOS TRIFÁSICOS EMPREGADOS

Nos próximos tópicos serão descritos os principais modelos dos equipamentos implementados no fluxo de potência trifásico, baseados em Kersting (2007).

4.4.1 Cálculo dos parâmetros de uma linha de distribuição aérea

Nos sistemas de distribuição e transmissão as linhas aéreas são muito utilizadas. Abaixo é mostrada a modelagem da impedância série e da admitância shunt da linha, considerando o modelo pi (π) equivalente da linha.

4.4.2 Cálculo da matriz impedância série da linha

A natureza dos sistemas de distribuição é inerentemente desequilibrada, uma análise mais precisa desse sistema deve levar em consideração o espaçamento entre os condutores, comprimento dos condutores e sua transposição ou não. John Carson desenvolveu uma técnica em 1926, segundo a qual as impedâncias próprias (equação 4.1) e mútuas (equação 4.2) para os condutores aéreos podem ser determinadas. As equações também pode ser aplicadas a cabos subterrâneos.

$$z_{ii} = r_i + 0.09530 + j0.12134 \left(\ln \left(\frac{1}{GMR_i} \right) + 7.93402 \right) \frac{\Omega}{\text{milha}} \quad (4.1)$$

$$z_{ij} = 0.09530 + j0.12134 \left(\ln \left(\frac{1}{D_{ij}} \right) + 7.93402 \right) \frac{\Omega}{\text{milha}} \quad (4.2)$$

Utilizando-se de uma linha trifásica com neutro, pode-se definir uma matriz primitiva:

$$\left[z_{\text{primitivo}} \right] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} & z_{an} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} & z_{bn} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} & z_{cn} \\ z_{na} & z_{nb} & z_{nc} & z_{nn} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Que pode ser particionada como segue abaixo:

$$\begin{bmatrix} z_{primitivo} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} z_{ij} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} z_{in} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} z_{nj} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} z_{in} \end{bmatrix} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Na maioria das aplicações, a matriz de impedância primitiva tem que ser reduzida utilizando a impedâncias equivalentes por meio da redução de Kron, como é mostrado abaixo, a matriz impedância de fase vale:

$$\begin{bmatrix} z_{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{ij} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} z_{in} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_{nn} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} z_{nj} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Em que:

$$\begin{bmatrix} z_{ij} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

$$\begin{bmatrix} z_{in} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{an} \\ z_{bn} \\ z_{cn} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

$$\begin{bmatrix} z_{nj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{in} \end{bmatrix}^t \quad (4.8)$$

Vale ressaltar que a matriz de impedância fase manterá sempre o mesmo padrão, ou seja linha e coluna 1 na matriz irá representar fase a, linha e coluna 2 irá representar fase b, linha e coluna 3 representará a fase c.

4.4.3 Cálculo da matriz admitância derivação da linha

Com o objetivo de se determinar a matriz de admitância shunt (ou derivação) que comprova o efeito capacitivo da linha, da mesma forma empregam-se as equações elaboradas por Carson. Para tanto se define a matriz $[P_{\text{primitivo}}]$ como mostrado a seguir:

$$[P_{\text{primitivo}}] = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{an} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bn} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cn} \\ P_{na} & P_{nb} & P_{nc} & P_{nn} \end{bmatrix} \text{ milhas} / \mu F \quad (4.9)$$

Para definir os elementos da matriz $P_{\text{primitivo}}$, usa-se as equações abaixo:

$$P_{ii} = 11.17689 \ln \left(\frac{S_{ii}}{RD_i} \right) \text{ milhas} / \mu F \quad (4.10)$$

$$P_{ij} = 11.17689 \ln \left(\frac{S_{ij}}{D_{ij}} \right) \text{ milhas} / \mu F \quad (4.11)$$

Em que:

S_{ii} = é a distância entre um condutor i e sua imagem i' dada em pés;

S_{ij} = é a distância entre o condutor i e a imagem do condutor j dada em pés;

D_{ij} = é a distância entre os condutores i e j dada em pés;

RD_i = Raio do condutor i em pés.

De forma análoga ao cálculo das impedâncias, obtém-se a matriz P de fases aplicando a redução de Kron, conforme as equações abaixo:

$$[P_{abc}] = [P_{ij}] - [P_{in}][P_{nn}]^{-1}[P_{nj}] \quad (4.12)$$

Em que:

$$[P_{ij}] = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

$$[P_{in}] = \begin{bmatrix} P_{an} \\ P_{bn} \\ P_{cn} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

$$[P_{nj}] = [P_{in}]^t \quad (4.15)$$

Fazendo o inverso da matriz $[P_{abc}]$, acha-se a matriz de capacitâncias $[C_{abc}]$. Por fim a matriz de admitâncias shunt pode ser obtida multiplicando $[C_{abc}]$ por $j\omega$, logo:

$$[y_{abc}] = j\omega[C_{abc}] \quad \mu S / \text{milha} \quad (4.16)$$

Em que: $\omega = 2\pi f = 2\pi 60 = 377 \text{ rad/s}$

4.4.4 Cálculo dos parâmetros de uma linha de distribuição subterrânea

As linhas de distribuição subterrâneas podem ser formadas de cabos de neutro concêntrico ou de cabos blindados, cujas modelagens serão mostradas a seguir:

4.4.4.1 Cabo de neutro concêntrico

A figura abaixo mostra um esquema básico de construção de um cabo com neutro concêntrico. O cabo consiste num condutor de fase central (1) coberto por uma fina camada de tela semicondutora não metálica, com o material isolante por cima (2). Os fios do neutro concêntrico (3) ficam em espiral ao redor da tela do semicondutor com um espaçamento uniforme entre eles, cobertos por uma isolação externa (4). Alguns cabos também possuem uma “jaqueta” que proporcionam um isolamento extra dos fios neutros.

Figura 12 - Cabo de neutro concêntrico



Fonte: Prysmian – Cables and systems

4.4.4.1.1 Cálculo da matriz impedância série da linha

Para aplicar as equações de Carson a este cabo, os seguintes dados são necessários e retirados da tabela de cabos de neutro concêntrico presente em Kersting (2007):

d_c = diâmetro do condutor fase em polegadas;

d_{od} = diâmetro externo do cabo em polegadas;

d_s = diâmetro do neutro concêntrico em polegadas;

GMR_c = raio médio geométrico do condutor fase em pés;

GMR_s = raio médio geométrico do condutor neutro em pés;

r_c = resistência do condutor fase em Ω /milha;

r_s = resistência do condutor neutro em Ω /milha;

k = número de neutros concêntricos.

O raio de médio geométrico do condutor de fase e do neutro são obtidos a partir de uma tabela de dados de condutores, conforme Kersting (2007). O raio médio geométrico equivalente do neutro concêntrico é dado pela seguinte expressão:

$$GMR_{cn} = \sqrt[k]{GMR_s k R^{k-1}} \text{ (pés)} \quad (4.17)$$

Em que R é o raio do círculo que passa através do centro dos fios de neutros concêntricos:

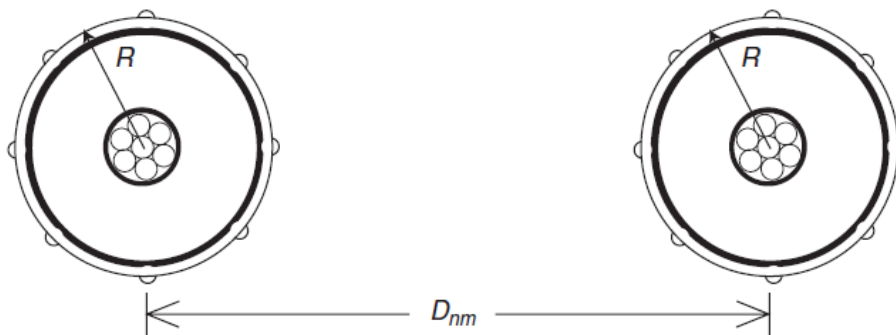
$$R = \frac{d_{od} - d_s}{24} \quad (\text{pés}) \quad (4.18)$$

A resistência equivalente do neutro concêntrico é dada por:

$$r_{cn} = \frac{r_s}{k} \quad (\Omega / \text{milha}) \quad (4.19)$$

A figura 13 abaixo mostra as localizações de R e D_{nm} (distância entre os centros) no cabo:

Figura 13 - Distância entre centros de cabos de neutro concêntrico



Fonte: Kersting (2007)

Por fim a distância média geométrica entre um neutro concêntrico e um condutor adjacente de fase pode ser calculada pela equação abaixo:

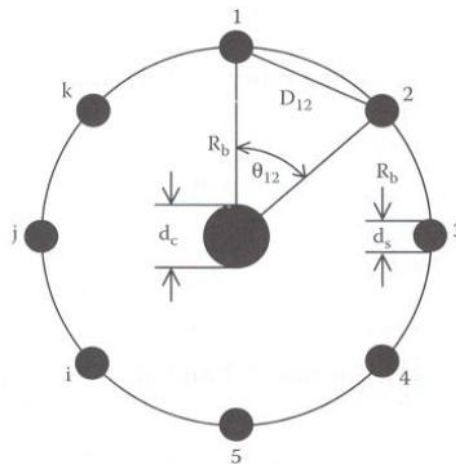
$$DMG_{ncf} = \sqrt[k]{D_{nm}^k - R^k} \quad (\text{pés}) \quad (4.20)$$

Com o cálculo das distâncias relativas entre os condutores e do GMR_{cn} do cabo, pode-se obter a matriz de impedâncias da linha.

4.4.4.1.2 Cálculo da matriz admitância derivação da linha

Tomando-se como base a figura abaixo, pode-se encontrar os termos da equação para a admitância shunt.

Figura 14 - Distâncias a serem consideradas no cálculo da admitância shunt no cabo de neutro concêntrico



Fonte: MOURA (2009)

A matriz de admitância é montada com o valor de y_{ag} na diagonal principal e zeros abaixo e acima da mesma.

$$y_{ag} = j \frac{77.3619}{\ln \frac{R_b}{RD_c} - \frac{1}{k} \ln \frac{kRD_s}{R_b}} \frac{\mu S}{\text{milha}} \quad (4.21)$$

Em que:

R_b = Raio do círculo passando pelos centros dos fios de neutro em pés

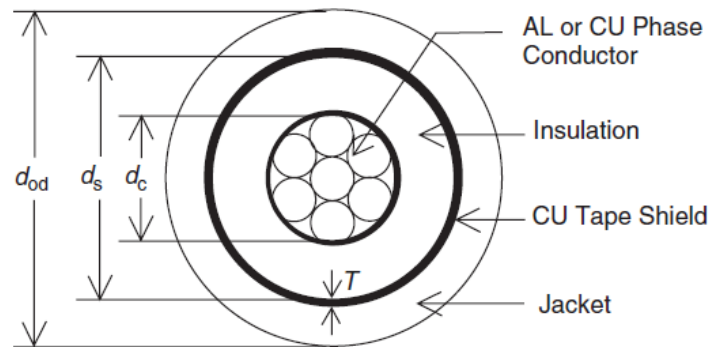
RD_c = Raio do condutor de fase em pés

RD_s = Raio do condutor de neutro em pés

4.4.4.2 Cabo blindado

A figura 15 abaixo mostra um corte simplificado com as principais partes construtivas de um cabo blindado, composto basicamente de um condutor de fases central envolvido por uma fina camada de material semiconductor, o qual é contornada por uma isolação, por fim uma jaqueta isolante cobre o cabo blindado. Os seus parâmetros são basicamente os mesmos do cabo de neutro concêntrico, com o acréscimo de T que é a espessura da blindagem do cabo de cobre.

Figura 15 - Corte de um cabo tipo blindado



Fonte: Kersting (2012)

4.4.4.2.1 Cálculo da matriz impedância série da linha

Também para este cabo as equações modificadas de Carson são aplicadas para determinar as impedâncias próprias do condutor de fase e do cabo blindado, assim como as impedâncias mútuas entre o condutor de fase e o cabo blindado. A resistência e o GMR do condutor de fase podem ser encontrados em tabelas de condutores.

A resistência do cabo blindado pode ser determinada por:

$$r_{cabo} = 7.9385(10^8) \frac{\rho}{d_s T} \left(\frac{\Omega}{\text{milha}} \right) \quad (4.22)$$

Nesta equação a resistividade vale $\rho = 100 \Omega \cdot \text{metro}$ e uma temperatura de 50°C . O diâmetro externo do cabo blindado d_s é dado em polegadas e a espessura T do cabo blindado em mils.

O GMR do cabo blindado é dado por:

$$GMR_{cabo} = \frac{d_s - T}{2} \frac{2000}{12} \quad (\text{pés}) \quad (4.23)$$

Sendo assim, de posse das distâncias relativas entre os condutores e do GMR do cabo pode-se montar a matriz de impedância série da linha.

4.4.4.2 Cálculo da matriz admitância derivação da linha

A admitância shunt em $\mu\text{S}/\text{milha}$ para o cabo blindado é dada por:

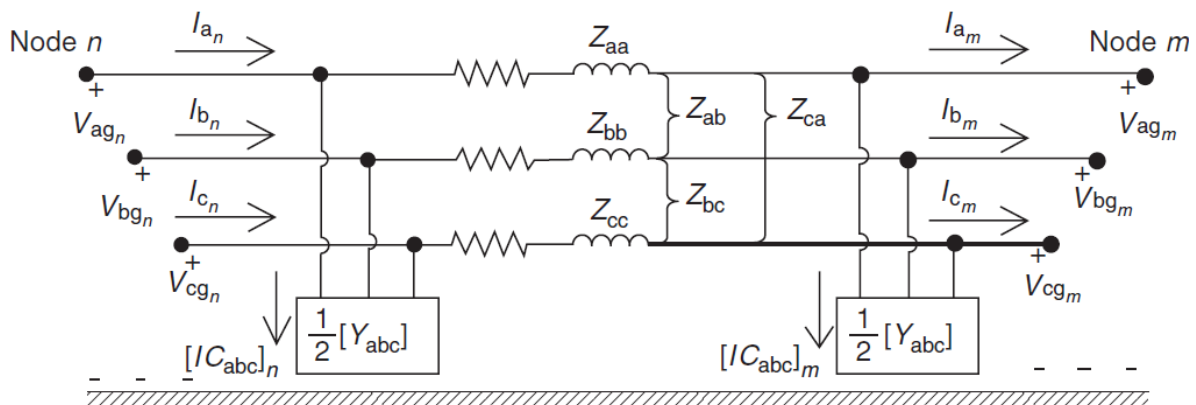
$$y_{ag} = j \frac{77.3619}{\ln \frac{R_b}{RD_c}} \frac{\mu\text{S}}{\text{milha}} \quad (4.24)$$

De forma equivalente ao cabo de neutro concêntrico os valores calculados de y_{ag} ficam na diagonal principal e fora da diagonal principal a matriz é completada com elementos nulos (zeros).

4.4.5 Modelo pi (π) equivalente de uma linha de distribuição

O modelo completo da linha de distribuição aérea trifásica, considerando o efeito capacitivo, é mostrado na figura abaixo:

Figura 16 - Modelo completo de uma linha de distribuição aérea



Fonte: Kersting (2007)

Tomando-se como base a figura acima serão inferidas as equações que são utilizadas tanto para o Forward Sweep como para o Backward Sweep. Logo após será mostrado o modelo simplificado da linha que não envolve esse efeito capacitivo.

Com base na figura acima, aplicando-se a lei de Kirchoff das correntes para a barra n, pode-se escrever a seguinte equação:

$$[I_{linha}]_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [VLG_{abc}]_m \quad (4.25)$$

Aplicando a lei de Kirchoff das tensões, pode-se escrever:

$$[VLG_{abc}]_n = [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}][Ilinha_{abc}]_n \quad (4.26)$$

Substituindo a equação 4.25 na equação 4.26, obtém-se:

$$[VLG_{abc}]_n = [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}]\{[I_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_m\} \quad (4.27)$$

Multiplicando os termos nas chaves, obtém-se:

$$[VLG_{abc}]_n = [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}][I_{abc}]_m + [Z_{abc}]\frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_m \quad (4.28)$$

$$[VLG_{abc}]_n = \{[U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}]\}[VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}][I_{abc}]_m \quad (4.29)$$

Em que:

$$[U] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

Determinando as matrizes [a] e [b] como sendo:

$$[a] = \{[U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}]\} \quad (4.31)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (4.32)$$

A equação 4.29 torna-se:

$$[VLG_{abc}]_n = [a][VLG_{abc}]_m + [b][I_{abc}]_m \quad (4.33)$$

Esta última equação é usada para o FORWARD SWEEP.

Formulando desta vez a Lei de Kirchoff das correntes na barra n, tem-se:

$$[I_{abc}]_n = [a][I_{linha}_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_n \quad (4.34)$$

Ao colocar a equação (4.25) na equação (4.34), tem-se:

$$[I_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_n \quad (4.35)$$

Ao colocar a equação (4.29) na equação (4.35), obtém-se:

$$[I_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}]\{[a][VLG_{abc}]_m + [b][I_{abc}]_m\} \quad (4.36)$$

Inserindo os valores das matrizes [a] e [b] na equação acima, tem-se:

$$[I_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}]\left\{\left\{[U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}]\right\}[VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}][I_{abc}]_m\right\} \quad (4.37)$$

Reorganizando os termos da equação acima, tem-se:

$$[I_{abc}]_n = \left\{[Y_{abc}] + \frac{1}{4}[Y_{abc}][Z_{abc}][Y_{abc}]\right\}[VLG_{abc}]_m + \left\{[U] + \frac{1}{2}[Y_{abc}][Z_{abc}]\right\}[I_{abc}]_m \quad (4.38)$$

Determinando as matrizes [c] e [d] como sendo:

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4}[Y_{abc}][Z_{abc}][Y_{abc}] \quad (4.39)$$

$$[d] = [U] + \frac{1}{2}[Y_{abc}][Z_{abc}] \quad (4.40)$$

Por fim tem-se a equação para as correntes para o Forward Sweep, substituindo as equações 4.39 e 4.40 na equação 4.38:

$$[I_{abc}]_n = [c][VLG_{abc}]_m + [d][I_{abc}]_m \quad (4.41)$$

Agrupando as equações para as tensões (4.33) e para as correntes (4.41) numa mesma matriz pode-se escrever:

$$\begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} \quad (4.42)$$

Isolando-se da equação 4.42 as tensões na barra m e correntes da barra m em função das tensões na barra n e correntes na barra n, tem-se as equações para o Backward Sweep:

$$\begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} \quad (4.43)$$

A inversa da matriz acima é simples, pois, o seu determinante é igual à matriz identidade:

$$[a][d] - [d][c] = [U] \quad (4.44)$$

Logo:

$$\begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [d] & -[b] \\ -[c] & [a] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} \quad (4.45)$$

Como a matriz $[a] = [d]$, pode-se escrever as equações acima na forma completa:

$$[VLG_{abc}]_m = [a][VLG_{abc}]_n - [b][I_{abc}]_n \quad (4.46)$$

$$[I_{abc}]_m = -[c][VLG_{abc}]_n + [d][I_{abc}]_n \quad (4.47)$$

Percebe-se pela equação 4.46 que as tensões são expressas em função de $[I_{abc}]_n$. No Backward-Forward geralmente se expressa as tensões fase e terra da barra n, $[VLG_{abc}]_n$, em função de $[I_{abc}]_m$. Esse fato ocorre, porque o Backward Sweep utiliza os valores das correntes calculadas no Forward Sweep. A equação para as correntes na barra m, mesmo demonstrada, não precisa se utilizada no Backward Sweep.

Logo, isolando-se a matriz $[VLG_{abc}]_m$ na equação 4.33, tem-se:

$$[VLG_{abc}]_m = [a]^{-1} \{ [VLG_{abc}]_n - [b][I_{abc}]_m \} \quad (4.48)$$

Fazendo as seguintes considerações:

$$[A] = [a]^{-1} \quad (4.49)$$

$$[B] = [a]^{-1}[b] \quad (4.50)$$

Tem-se:

$$[VLG_{abc}]_m = [A][VLG_{abc}]_n - [B][I_{abc}]_m \quad (4.51)$$

Esta última equação é usada para calcular as tensões usadas no Backward Sweep.

4.4.5.1 Modelo simplificado de uma linha de distribuição

Sempre que a matriz de admitâncias shunt, $[Y_{abc}]$ é desconsiderada, com seu valor sendo levado a zero, as matrizes $[a]$, $[b]$, $[c]$, $[d]$, $[A]$ e $[B]$ se tornam:

$$[a] = [U] \quad (4.52)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (4.53)$$

$$[c] = [0] \quad (4.54)$$

$$[d] = [U] \quad (4.55)$$

$$[A] = [U] \quad (4.56)$$

$$[B] = [Z_{abc}] \quad (4.57)$$

Esse conjunto de matrizes forma o modelo simplificado da linha de distribuição, sem considerar o efeito capacitivo das linhas, artifício que pode ser usado em muitos casos.

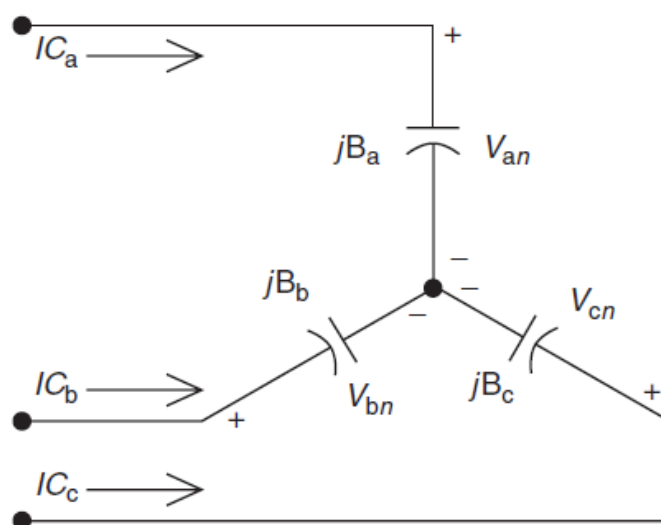
4.4.6 Modelagem de bancos de capacitores

Bancos de capacitores em derivação são geralmente utilizados nos sistemas de distribuição para melhorar a regulação de tensão e fornecer potência reativa, compensando os efeitos dos motores de indução na rede elétrica. Os bancos de capacitores são modelados como susceptâncias constantes ligados em ou estrela ou delta. Geralmente é utilizado um banco de capacitores por fase para gerar a potência reativa demandada por cada fase.

4.4.6.1 Banco de capacitores ligados em estrela

Um esquema de um banco de capacitores em estrela ligado é mostrado na figura 17. Os bancos individuais são especificados pela quantidade de reativo e pela sua tensão nominal. A susceptância é constante para cada unidade capacitiva e pode ser calculada em Siemens ou por unidade (p.u), quando o valor em kVAr do banco é dividido pela potência de base (em kVAr) e a tensão em kV deve ser dividida pela tensão fase-neutro de base também em kV.

Figura 17 - Banco de capacitores ligados em estrela



Fonte: Kersting (2007)

Calcula-se a susceptância do capacitor B_c pela seguinte equação:

$$B_c = \frac{kVAr}{kV_{LN}^2 \cdot 1000} \text{ (S)} \quad (4.58)$$

Em que:

$k \text{ var}$ = Potência reativa multiplicada por mil do banco ligado entre uma fase e o neutro

kV_{LN} = Tensão fase-neutro, multiplicada por mil, da conexão em estrela

Logo as correntes de linha que circulam nos bancos de capacitores podem ser calculadas por:

$$IC_a = jB_a V_{an} \quad (4.59)$$

$$IC_b = jB_b V_{bn} \quad (4.60)$$

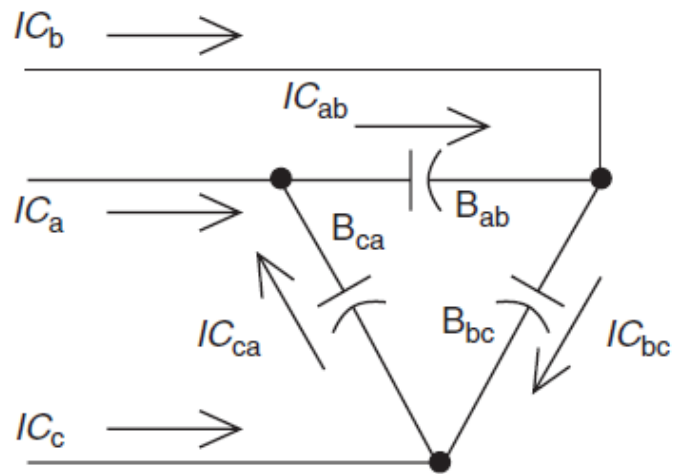
$$IC_c = jB_c V_{cn} \quad (4.61)$$

Vale ressaltar que B_a , B_b e B_c são constantes, porém, as tensões V_{an} , V_{bn} e V_{cn} variam durante o processo iterativo, logo correntes de linha também mudam.

4.4.6.2 Banco de capacitores ligados em delta

Um esquema do banco de capacitores ligados em delta é mostrado na figura 18. Deve-se salientar que, neste caso, a tensão utilizada nos cálculos será a de linha em kV.

Figura 18 - Banco de capacitores ligados em delta



Fonte: Kersting (2007)

Calcula-se a susceptância do capacitor B_c pela fórmula abaixo:

$$B_c = \frac{kVAr}{kV_{LL}^2 \cdot 1000} \text{ (S)} \quad (4.62)$$

Em que:

kV_{LL} = É a tensão fase-fase, multiplicada por mil, da conexão em delta

As correntes de fase que circulam pelos bancos de capacitores podem ser calculadas por:

$$IC_{ab} = jB_a V_{ab} \quad (4.63)$$

$$IC_{bc} = jB_b V_{bc} \quad (4.64)$$

$$IC_{ca} = jB_c V_{ca} \quad (4.65)$$

As correntes de linha são calculadas utilizando a Lei de Kirchoff das correntes para cada nó, logo:

$$\begin{bmatrix} IC_a \\ IC_b \\ IC_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IC_{ab} \\ IC_{bc} \\ IC_{ca} \end{bmatrix} \quad (4.66)$$

De forma análoga ao banco ligado em estrela os valores de B_a , B_b e B_c são constantes, porém, as tensões de linha variam durante o processo iterativo, logo correntes de linha também mudam.

4.4.7 Modelagem de um regulador de tensão trifásico

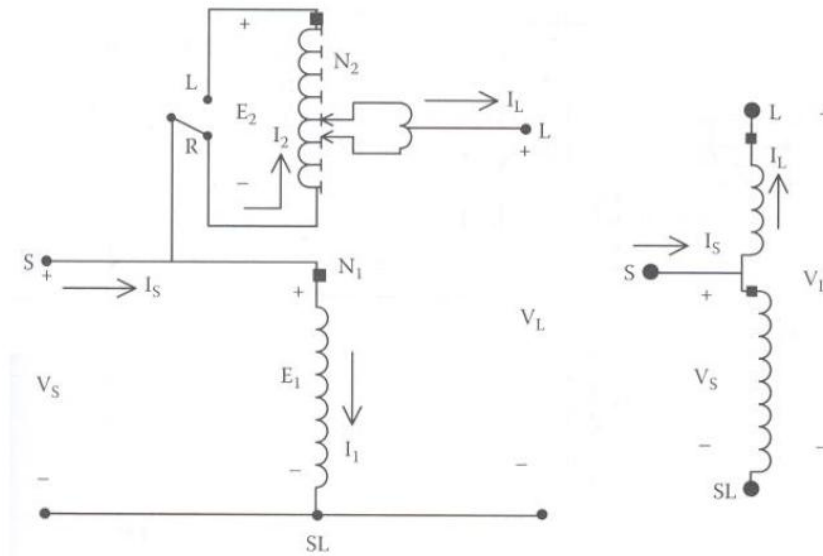
Os reguladores para os parques eólicos convencionais são utilizados para manutenção da frequência e regulação da tensão no terminal da máquina, desempenhando um papel significativo na operação dos geradores e durante os distúrbios nos sistemas elétricos. O regulador automático de tensão tem um papel importante na manutenção da estabilidade transitória, principalmente para o gerador síncrono (NUNES, 2003).

Um regulador de tensão consiste basicamente de um autotransformador e um mecanismo de mudança de tapes. A mudança de tensão é obtida alterando os tapes autotransformador, que possui um enrolamento série. A posição do tap é determinada por um circuito de controle (compensador de queda de linha). Reguladores padrão podem elevar a tensão em até 10% e possuem geralmente 32 passos, com cada passo sendo de 0,75 V para uma tensão base de 120 V.

4.4.7.1 Reguladores de tensão tipo A

O regulador de tensão tipo A, é também chamado de excitação variável, pois enrolamento paralelo está conectado diretamente ao circuito primário. O enrolamento série está conectado ao enrolamento paralelo e, por meio das derivações, ao circuito regulador, conforme figura abaixo. O circuito detalhado e o circuito equivalente do regulador de tensão do tipo A na posição de elevação é mostrado na figura 19.

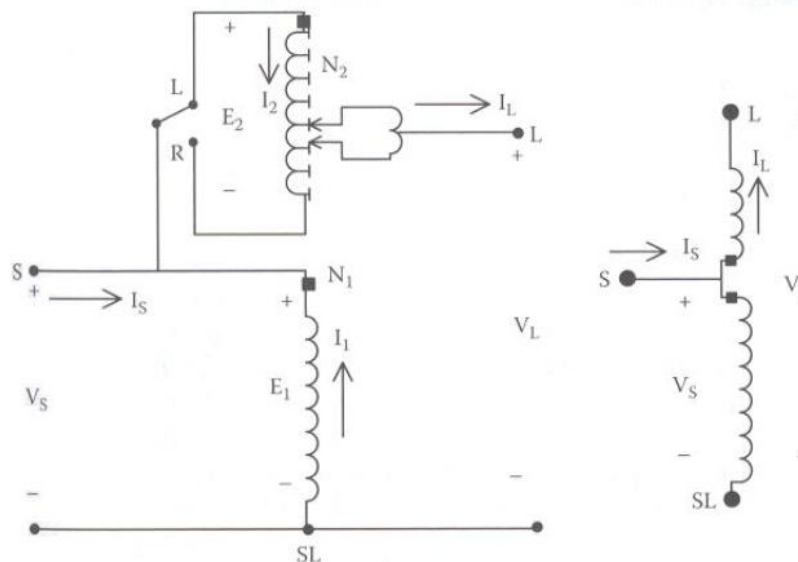
Figura 19 - Regulador de tensão tipo A – elevação



Fonte: MOURA (2009)

O circuito primário do sistema é ligado de forma direta à bobina shunt do regulador tipo A. A bobina série está conectada a bobina shunt, que por meio dos taps. Para esta ligação a excitação do núcleo varia porque a bobina shunt está conectada diretamente ao longo do circuito primário. A figura 20 mostra o circuito detalhado e o equivalente de um regulador de tensão do tipo A na sua posição abaixadora.

Figura 20 - Regulador de tensão tipo A – abaixamento



Fonte: MOURA (2009)

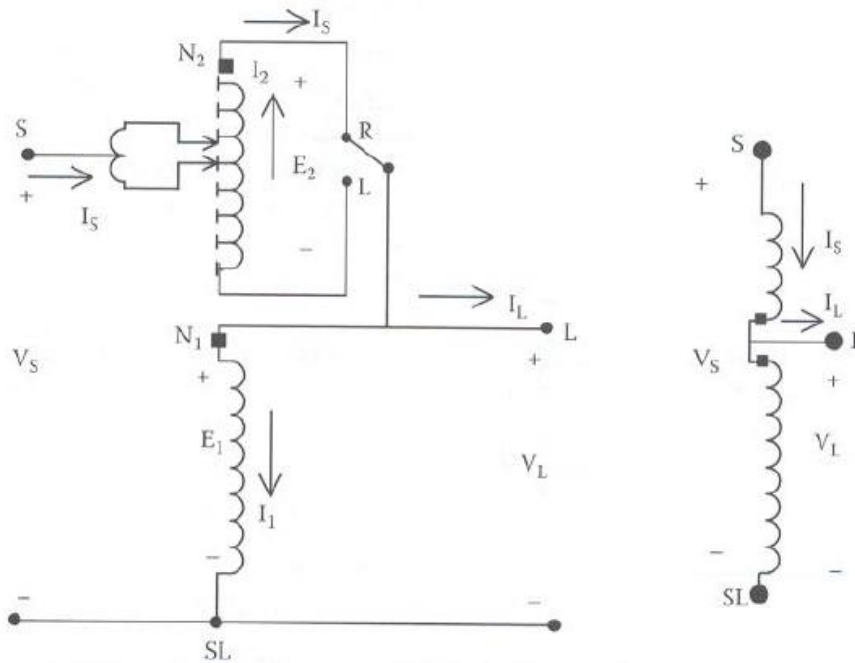
Para a conexão abaixadora do regulador tipo A na posição abaixadora, o chaveamento reverso é conectado ao terminal L, então ocorre a reversão da direção das correntes nas bobinas série e shunt.

4.4.7.2 Reguladores de tensão tipo B

A conexão mais usual de reguladores de tensão é do tipo B. Por esta razão as equações de tensão e de corrente para o regulador de tensão serão mostradas para a ligação tipo B.

Na figura 21 é mostrado o circuito detalhado e equivalente do regulador tipo B na sua posição de elevação. Analisando a figura percebe-se que o circuito primário do sistema está ligado por meio dos taps com a bobina série do regulador para a conexão tipo B. A bobina série é ligada a bobina shunt, que por sua vez é conectada diretamente ao circuito a ser regulado. Para o regulador do tipo B, a excitação do núcleo é constante, pois a bobina shunt está conectada ao longo do circuito regulado.

Figura 21 - Regulador de tensão tipo B – elevação



Fonte: MOURA (2009)

A partir de agora serão mostradas as equações de tensão e de corrente para o regulador na posição elevadora.

As equações de tensão:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (4.67)$$

$$V_s = E_1 - E_2 \quad (4.68)$$

$$V_L = E_1 \quad (4.69)$$

$$E_2 = \frac{N_2}{N_1} E_1 = \frac{N_2}{N_1} V_L \quad (4.70)$$

$$V_s = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) V_L \quad (4.71)$$

$$V_s = a_R V_L \quad (4.72)$$

As equações de corrente são:

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 \quad (4.73)$$

$$I_L = I_s - I_1 \quad (4.74)$$

$$I_2 = I_s \quad (4.75)$$

$$I_1 = \frac{N_2}{N_1} I_2 = \frac{N_2}{N_1} I_s \quad (4.76)$$

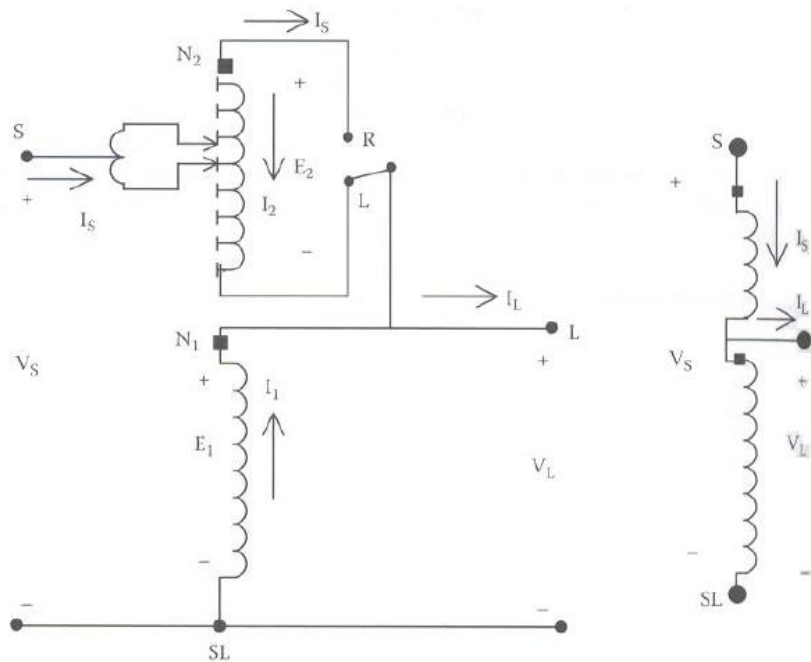
$$I_L = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) I_s \quad (4.77)$$

$$I_L = a_R I_s \quad (4.78)$$

$$a_R = 1 - \frac{N_2}{N_1} \quad (4.79)$$

As equações (4.77), (4.78) e (4.79) são as equações usadas para modelar um regulador na posição de elevação. Já o regulador tipo B na posição abaixadora é mostrado na figura 22.

Figura 22 - Regulador de tensão tipo B abaixamento



Fonte: MOURA (2009)

De forma análoga a ligação do tipo A, a direção das correntes por meio das bobinas série e shunt é alterada, porém a polaridade de tensão das duas bobinas permanece a mesma. As equações para o regulador tipo B na sua posição abaixadora são mostradas abaixo:

$$\frac{E_1}{N_1} = \frac{E_2}{N_2} \quad (4.80)$$

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 \quad (4.81)$$

$$V_S = E_1 - E_2 \quad (4.82)$$

$$I_L = I_S - I_1 \quad (4.83)$$

$$V_L = E_1 \quad (4.84)$$

$$E_2 = \frac{N_2}{N_1} E_1 = \frac{N_2}{N_1} V_L \quad (4.86)$$

$$I_1 = \frac{N_2}{N_1} I_2 = \frac{N_2}{N_1} (-I_S) \quad (4.87)$$

$$V_S = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) V_L \quad (4.88)$$

$$I_L = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) I_S \quad (4.89)$$

$$V_S = a_R V_L \quad (4.90)$$

$$I_L = a_R I_S \quad (4.91)$$

$$a_R = 1 + \frac{N_2}{N_1} \quad (4.92)$$

As equações (4.79) e (4.92) fornecem o valor da razão efetiva do regulador dependendo da razão do número de espiras na bobina série (N_2) e do número espiras na bobina shunt (N_1). De uma forma geral a diferença entre as equações de tensão e de corrente para o regulador tipo B nas posições abaixadora e elevadora é o sinal da relação de transformação N_2/ N_1 . Cada tape muda a tensão por 5/8% ou 0.00625 pu. A razão efetiva do regulador pode ser dada por:

$$a_R = 1 \mp 0.000625.Tape \quad (4.93)$$

Na equação (4.93), o sinal de menos é usado para a posição de elevação e o sinal positivo para a posição abaixadora.

4.4.7.3 Constantes generalizadas

As constantes generalizadas a, b, c e d podem ser elaboradas para os reguladores tipo A e B. As equações de tensão e corrente são:

Para o tipo A:

$$V_S = \frac{1}{a_R} V_L \quad (4.94)$$

$$I_S = a_R I_L \quad (4.95)$$

Para o tipo B:

$$V_S = a_R V_L \quad (4.96)$$

$$I_S = \frac{1}{a_R} I_L \quad (4.97)$$

Assim, as constantes generalizadas para os reguladores são:

Para o tipo A: $a = \frac{1}{a_R}$ $b = 0$ $c = 0$ $d = a_R$

Para o tipo B: $a = a_R$ $b = 0$ $c = 0$ $d = \frac{1}{a_R}$

Em que a_R é calculado para o regulador tipo B e a convenção do sinal é mostrada na tabela 1.

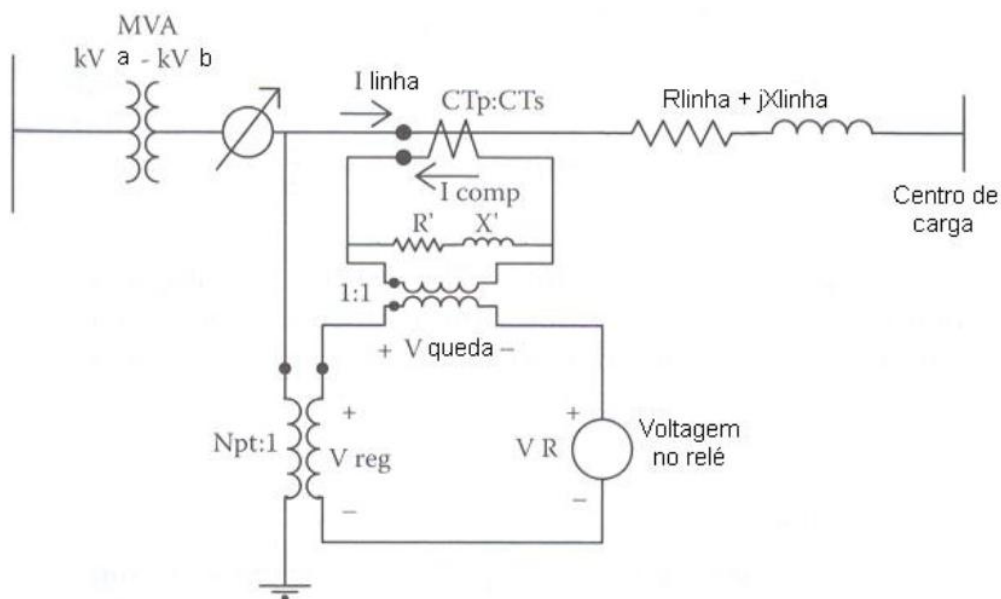
Tabela 1 – Convenção de sinais para a_R

	Tipo A	Tipo B
Elevador	+	-
Abaixador	-	+

4.4.7.4 O Compensador de queda de tensão

O compensador de queda de tensão controla a mudança de taps do regulador. A figura 23 mostra um esquema simplificado do circuito do compensador, percebe-se que ele é ligado à linha de distribuição por meio de um transformador de potencial (TP) e um transformador de corrente (TC).

Figura 23 - Diagrama do compensador de queda de tensão



Fonte: MOURA (2009)

A função do compensador de queda de tensão é simular a queda de tensão da linha de distribuição do regulador até o centro de carga. O compensador possui um circuito analógico que é representado numa menor escala o circuito da linha. A entrada do compensador é tipicamente 120 V, por isso o uso do transformador de potencial para reduzir a tensão nominal até esse valor. Para um regulador com a ligação fase-terra, a tensão nominal é a tensão fase-terra, enquanto que um regulador ligado entre fases a tensão nominal é a fase-fase. A razão de transformação do transformador de corrente é especificada como $CT_p:CT_s$, onde CT_p será a corrente nominal do alimentador. O ajuste que é mais crítico é aquele de R' e X' calibrado em volts. O requerimento básico é deixar a impedância do compensador de queda de tensão igual à impedância da linha em p.u. Para isso é preciso desenvolver valores de base, que é realizado adotando uma tensão de base e uma corrente de base para o circuito da linha e então é calculada a tensão base e a corrente base no compensador pela divisão da tensão e corrente base do sistema, pela razão do transformador de potencial e do transformador de corrente respectivamente. Para reguladores ligados entre a fase e o terra (V_{LN}), a tensão base do sistema é selecionada como sendo a tensão nominal fase-terra e a corrente base do sistema é tomada como sendo corrente nominal do transformador de corrente (CT_p).

A tabela abaixo resume o que foi falado até o momento para um regulador com conexão fase-terra.

Tabela 2 - Tabela de Valores Base

Base	Circuito de linha	Circuito do compensador
Tensão	V_{LN}	$\frac{V_{LN}}{N_{PT}}$
Corrente	CT_p	CT_s
Impedância	$Z_{base_{linha}} = \frac{V_{LN}}{CT_p}$	$Z_{base_{comp}} = \frac{V_{LN}}{N_{PT}CT_s}$

Tomando-se como base a tabela 2, o ajuste do R (resistência) e X (reatância) do compensador pode ser determinado inicialmente calculando a impedância p.u da linha, como segue:

$$R_{pu} + jX_{pu} = \frac{R_{linha\Omega} + jX_{linha\Omega}}{Z_{base_{linha}}} \quad (4.98)$$

$$R_{pu} + jX_{pu} = (R_{linha\Omega} + jX_{linha\Omega}) \frac{CT_p}{V_{LN}} \quad (4.99)$$

A impedância em p.u da equação (4.99) deve ser a mesma na linha e no compensador de queda de tensão. A impedância do compensador em ohms é dada pela multiplicação da impedância em p.u pela impedância base do compensador, como mostrado abaixo.

$$R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega} = (R_{pu} + jX_{pu}) Zbase_{comp} \quad (4.100)$$

$$R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega} = (R_{linha\Omega} + jX_{linha\Omega}) \frac{CT_P}{V_{LN}} \cdot \frac{V_{LN}}{N_{PT} CT_S} \quad (4.101)$$

$$R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega} = (R_{linha\Omega} + jX_{linha\Omega}) \frac{CT_P}{N_{PT} CT_S} (\Omega) \quad (4.102)$$

A equação (4.102) dá o valor do R e do X do compensador em ohms. O R e o X do compensador em volts são determinados multiplicando o R e o X em ohms do compensador pela razão de corrente do secundário (CT_S) do transformador de corrente.

$$R' + jX' = (R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega}) CT_S \quad (4.103)$$

$$R' + jX' = (R_{linha\Omega} + jX_{linha\Omega}) \frac{CT_P}{N_{PT} CT_S} \cdot CT \quad (4.104)$$

$$R' + jX' = (R_{linha\Omega} + jX_{linha\Omega}) \frac{CT_P}{N_{PT}} \quad (4.105)$$

Sabendo-se da impedância equivalente em ohms do regulador até o centro de carga, o valor requerido do compensador de queda de tensão (R' e X') é determinado usando a equação (4.105).

4.4.7.5 Reguladores de tensão trifásicos

Ao conectar três reguladores monofásicos forma-se um regulador trifásico. Quando três reguladores monofásicos são conectados juntos, cada regulador tem seu próprio circuito compensador e os taps de cada regulador são mudados separadamente. Conexões típicas de reguladores de tensão monofásicos são MOURA (2009):

1. Monofásica
2. Dois reguladores conectados em estrela-aberta (algumas vezes referido como fase V)
3. Três reguladores conectados em estrela aterrada.
4. Dois reguladores conectados em delta aberto.
5. Três reguladores conectados em delta fechado.

4.4.7.6 Reguladores conectados em estrela

Três reguladores monofásicos Tipo B conectados em estrela são mostrados na figura 24 e as polaridades das bobinas são mostradas para a posição de elevação. Quando o regulador está na configuração abaixadora, ocorre um chaveamento reverso que reconecta as bobinas série tal que a polaridade das bobinas aparecem no terminal de saída. De qualquer forma as seguintes tensões podem ser aplicadas:

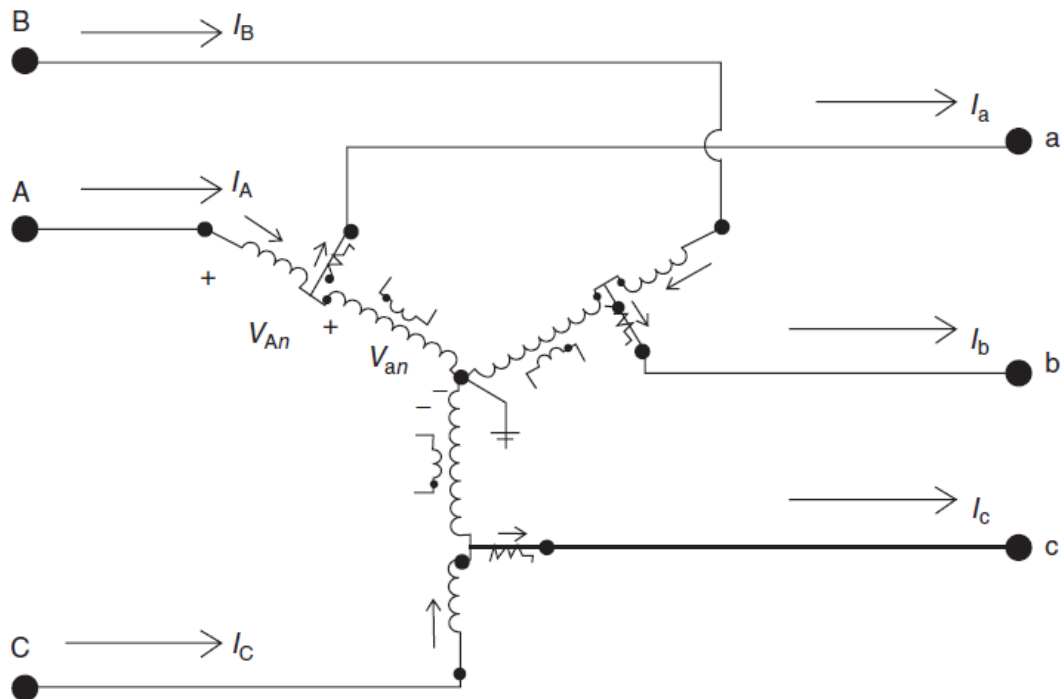
$$\begin{bmatrix} V_{An} \\ V_{Bn} \\ V_{Cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{R-a} & 0 & 0 \\ 0 & a_{R-b} & 0 \\ 0 & 0 & a_{R-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} \quad (4.106)$$

Em que: a_{R-a} , a_{R-b} e a_{R-c} representam a razão efetiva para os três reguladores monofásicos.

A equação (4.106) é da forma:

$$[VLN_{ABC}] = [a][VLN_{abc}] + [b][I_{abc}] \quad (4.107)$$

Figura 24 - Diagrama do regulador de tensão trifásico



Fonte: Kersting (2012)

As equações de corrente são dadas por:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{R-a}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{R-b}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{R-c}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (4.108)$$

Ou:

$$[I_{ABC}] = [c][VLG_{abc}] + [d][I_{abc}] \quad (4.109)$$

As equações (4.107) e (4.109) estão na forma reduzida. Para um regulador de tensão trifásico conectado em estrela, desconsiderando a impedância série e a admitância shunt, as matrizes generalizadas valem:

$$[a] = \begin{bmatrix} a_{R-a} & 0 & 0 \\ 0 & a_{R-b} & 0 \\ 0 & 0 & a_{R-c} \end{bmatrix} \quad (4.110)$$

$$[b] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.111)$$

$$[c] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.112)$$

$$[d] = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{R-a}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{R-b}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{R-c}} \end{bmatrix} \quad (4.113)$$

Nas equações (4.110) e (4.113), a razão efetiva que cada regulador de tensão deve satisfazer é dada por: $0.9 \leq a_{R_abc} \leq 1.1$ em 32 degraus de 0.625%/degrau (0.75volts/degrau em uma base de 120 volts), Kersting (2007) .

As razões efetivas a_{R_a} , a_{R_b} , e a_{R_c} podem possuir diferentes valores quando três reguladores monofásicos são conectados em estrela. No regulador trifásico conectado em estrela, a tensão e a corrente são amostradas em apenas uma fase e então todas as três fases são alteradas com o mesmo número de tapes. Para o Backward Sweep é suficiente usar:

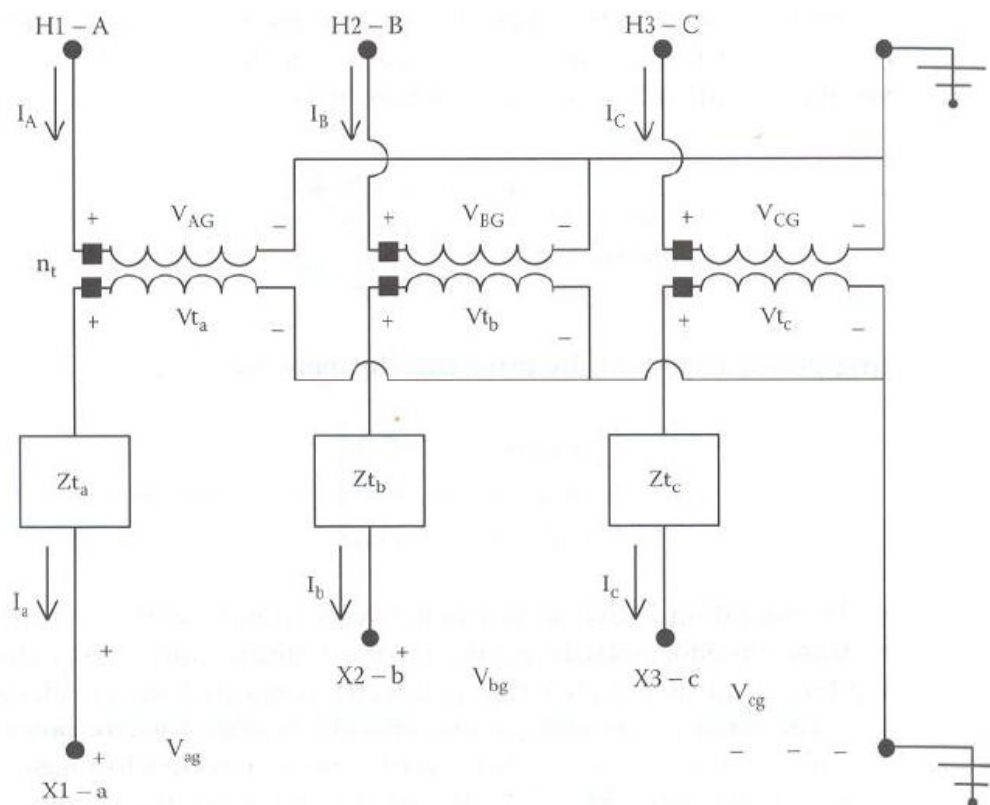
$$[A] = [a]^{-1} \quad (4.114)$$

Nesta dissertação foi usada a modelagem do regulador de tensão do tipo B, por este ser empregado no ANAREEDGEE.

4.4.8 Modelagem de um transformador trifásico Y-at Y-at

Tomando-se como base a figura 25 abaixo, se deduz as equações seguintes.

Figura 25 - Modelo de um transformador estrela aterrada - estrela aterrada



Fonte: Kersting (2007)

Da figura anterior, pode-se observar:

$$\begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (4.115)$$

Na forma compacta a equação 4.115, torna-se:

$$[Vt_{abc}] = [VLG_{abc}] + [Zt_{abc}][I_{abc}] \quad (4.116)$$

Ainda de acordo com a figura, tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_{AG} \\ V_{BG} \\ V_{CG} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix} \quad (4.117)$$

Em que:

$$n_t = \frac{VLG_{nominal-AT}}{VLG_{nominal-BT}} \quad (4.118)$$

Logo, n_t é a relação entre as tensões nominais fase-terra do lado de alta tensão e do lado de baixa tensão.

Definindo [AV] como:

$$[AV] = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \quad (4.119)$$

Pode-se escrever:

$$[VLG_{ABC}] = [AV][Vt_{abc}] \quad (4.120)$$

Substituindo a equação (4.116) na equação (4.120), tem-se:

$$[VLG_{ABC}] = [AV]\{[VLG_{abc}] + [Zt_{abc}][I_{abc}]\} \quad (4.121)$$

$$[VLG_{ABC}] = [AV][VLG_{abc}] + [AV][Zt_{abc}][I_{abc}] \quad (4.122)$$

Considerando:

$$[a_t] = [AV] = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \quad (4.123)$$

$$[b_t] = [AV][Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} n_t Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & n_t Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & n_t Zt_c \end{bmatrix} \quad (4.124)$$

As equações para a modelagem das tensões do transformador Yaterrado - Yaterrado para o Forward Sweep através é baseada nas matrizes $[a_t]$ e $[b_t]$.

Para as correntes pode-se deduzir:

$$[I_{ABC}] = [d_t][I_{abc}] \quad (4.125)$$

Em que:

$$[d_t] = \begin{bmatrix} \frac{1}{n_t} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{n_t} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{n_t} \end{bmatrix} \quad (4.126)$$

Para o Backward Sweep a equação é obtida a partir da equação (4.121):

$$[VLG_{abc}] = [AV]^{-1} [VLG_{ABC}] - [Zt_{abc}][I_{abc}] \quad (4.127)$$

Assumindo que:

$$[A_t] = [AV]^{-1} \quad (4.128)$$

$$[B_t] = [Zt_{abc}] \quad (4.129)$$

Por fim a equação do Backward Sweep para o transformador Yaterrado - Yaterrado vale:

$$[VLG_{abc}] = [A_t][VLG_{ABC}] - [B_t][I_{abc}] \quad (4.130)$$

4.4.9 Modelagem de cargas

As cargas dos sistemas elétricos podem ser basicamente de dois tipos: concentradas ou distribuídas, cada um será descrito com mais detalhes nas próximas seções.

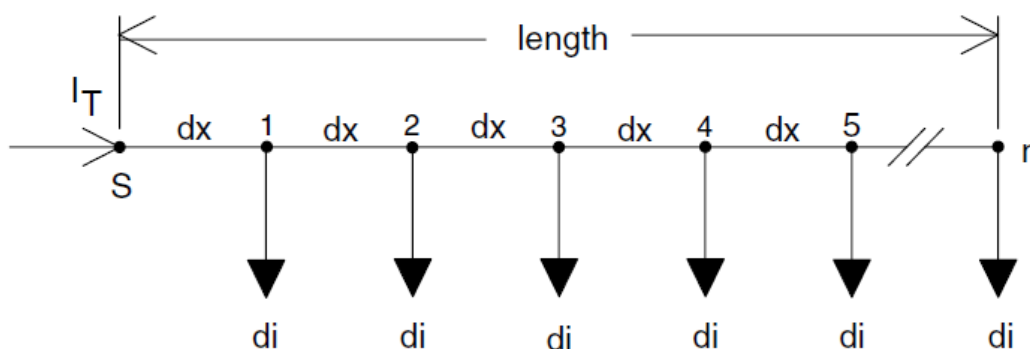
4.4.9.1 Modelagem de cargas concentradas

De uma forma geral, as cargas concentradas, podem ser representadas por a uma seta conectada na barra ou no nó de ligação. Com relação à modelagem podem ser com cargas de potência constante, cargas de impedância constante ou cargas de corrente constante. Tudo isso depende das configurações das cargas inseridas nos sistema elétrico.

4.4.9.2 Modelagem de cargas distribuídas

Durante as simulações nesta dissertação as cargas são modeladas como cargas distribuídas lineares, por serem dispostas ao longo de um segmento de reta, como pode ser visto na figura abaixo:

Figura 26 - Esquema de cargas distribuídas



Fonte: Kersting (2007)

Em que:

l = comprimento do alimentador

$z = r + jx$ = impedância da linha em Ω /milha

dx = distância entre cargas consecutivas

d_i = corrente das cargas em cada nó

n = número de cargas e número de segmentos de reta

I_T = corrente total no alimentador

De acordo com a figura 26 pode-se perceber que há n cargas espaçadas uniformemente com uma distância dx de uma para outra. Assumi-se que as cargas são todas iguais e que circula pelas mesmas uma corrente chamada de d_i . Por se tratar de um modelo genérico a corrente poderá variar durante o processo iterativo. Considerando a corrente total no alimentador como sendo I_T . Pode-se encontrar a queda de tensão total do nó fonte (subestação) até o nó n (último nó).

As correntes de carga podem ser calculadas por:

$$d_i = \frac{I_T}{n} \quad (4.131)$$

A queda de tensão no primeiro segmento de reta pode ser calculada por:

$$Vdrop_1 = \text{Re}\{z.dx.(n.d_i)\} \quad (4.132)$$

A queda de tensão no segundo segmento de reta pode ser calculada por:

$$Vdrop_2 = \text{Re}\{z.dx.[(n-1).d_i]\} \quad (4.133)$$

A queda de tensão total do nó fonte até o último nó pode ser calculada por:

$$Vdrop_{total} = Vdrop_1 + Vdrop_2 + \dots + Vdrop_n \quad (4.134)$$

$$Vdrop_{total} = \text{Re}\{z.dx.d_i[n + (n-1) + (n-2) + \dots + (1)]\} \quad (4.135)$$

Aplicando a fórmula da soma dos termos de uma progressão aritmética na equação acima, tem-se:

$$1 + 2 + 3 + \dots + n = \frac{n(n+1)}{2} \quad (4.136)$$

Então se pode obter:

$$Vdrop_{total} = \text{Re}\left\{z.dx.d_i \cdot \left[\frac{n.(n+1)}{2}\right]\right\} \quad (4.137)$$

$$dx = \frac{l}{n} \quad (4.138)$$

Por fim:

$$Vdrop_{total} = \text{Re}\left\{z \cdot \frac{l}{n} \cdot \frac{I_T}{n} \cdot \left[\frac{n.(n+1)}{2}\right]\right\} \quad (4.139)$$

$$Vdrop_{total} = \text{Re}\left\{z.l.I_T \cdot \left[\frac{(n+1)}{2n}\right]\right\} \quad (4.140)$$

Fazendo $z.l = Z$, tem-se:

$$V_{drop_{total}} = \text{Re} \left\{ \frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T \cdot \left[1 + \frac{1}{n} \right] \right\} \quad (4.141)$$

No momento em que n tende para infinito, a queda de tensão total vale:

$$V_{drop_{total}} = \text{Re} \left\{ \frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T \right\} \quad (4.142)$$

A equação 4.142 pode ser entendida de duas formas. A primeira é transferir a carga total I_T para o ponto médio da linha. A segunda é inserir metade da carga total I_T no final da linha. Logo os dois modelos são válidos para calcular a queda de tensão por toda a extensão da linha. Porém, esses modelos não permitem calcular a perda de potência na linha, como será visto mais adiante.

Note que para calcular a perda total de potência trifásica na linha, no primeiro modelo, pode-se fazer:

$$P_{perdas} = 3 \cdot |I_T|^2 \cdot \frac{R}{2} = \frac{3}{2} \cdot |I_T|^2 \cdot R \quad (4.143)$$

Já quando o segundo modelo é usado para calcular a perda total trifásica, tem-se:

$$P_{perdas} = 3 \cdot \left| \frac{I_T}{2} \right|^2 \cdot R = \frac{3}{4} \cdot |I_T|^2 \cdot R \quad (4.144)$$

Portanto percebe-se que os dois modelos mostram diferentes resultados para as perdas de potência na linha. Mas nenhum dos modelos está certo, pois a queda de tensão não se aplica ao cálculo de perda de potência na linha. Então para se calcular as perdas de potência na linha deve ser desenvolvido outro modelo.

Desenvolvendo as equações para as perdas de potência, tem-se:

$$P_{perdas-1} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |(n \cdot di)|^2 \quad (4.145)$$

$$P_{perdas-2} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |(n-1) \cdot di|^2 \quad (4.146)$$

Logo a perda total vale:

$$P_{perdas-total} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |di|^2 \left[n^2 + (n-1)^2 + (n-2)^2 + \dots + 1^2 \right] \quad (4.147)$$

De uma forma geral a série acima fica:

$$1^2 + 2^2 + \dots + n^2 = \frac{n \cdot (n+1)(2n+1)}{6} \quad (4.148)$$

Então a equação para a perda de potência total fica:

$$P_{perdas-total} = 3 \cdot \left(r \cdot \frac{l}{n} \right) \cdot \left(\frac{|I_T|}{n} \right)^2 \left[\frac{n \cdot (n+1)(2n+1)}{6} \right] \quad (4.149)$$

Após a equação 4.149 ser simplificada, obtém-se:

$$P_{perdas-total} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \left[\frac{(n+1)(2n+1)}{6n^2} \right] \quad (4.150)$$

$$P_{perdas-total} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \left[\frac{(2n^2 + 3n + 1)}{6n^2} \right] \quad (4.151)$$

$$P_{perdas-total} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \left[\frac{1}{3} + \frac{1}{2n} + \frac{1}{6n^2} \right] \quad (4.152)$$

Em que $R = r \cdot l$ (onde l é o comprimento da linha) é a resistência total por fase da linha. Logo, quando n tende ao infinito, conclui-se que as perdas totais ficam:

$$P_{perdas-total} = 3 \cdot \left[\frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right] \quad (4.153)$$

Analisando a equação 4.153, pode-se concluir que toda a corrente I_T esta concentrada a uma distância do início da linha de um terço do comprimento total da linha. Logo se tem em mãos três modelos da linha, sendo que dois são para calcular a queda de tensão e um para determinar a perda total de potência.

Será desenvolvido agora um modelo exato da linha que possibilita calcular tanto a perda de potência total como a queda de tensão, que pode ser calculada por:

$$Vdrop_{total} = \text{Re} \left[k \cdot Z \cdot I_T + (1-k) Z_c \cdot I_T \right] \quad (4.154)$$

Em que:

Z = impedância total da linha em ohms.

k = fator do comprimento total da linha onde se encontra primeira parte da corrente total (I_X)

c = fator da corrente total para colocar no final da linha tal que: $I_T = I_X + c \cdot I_T$

Igualando-se a equação 4.142 com a 4.154, tem-se:

$$\operatorname{Re}\left\{\frac{1}{2}.Z.I_T\right\} = \operatorname{Re}\left[k.Z.I_T + (1-k)Zc.I_T\right] \quad (4.155)$$

Então:

$$\frac{1}{2}.Z.I_T = k.Z.I_T + (1-k)Zc.I_T \quad (4.156)$$

Simplificando a equação 4.156:

$$\frac{1}{2} = k + (1-k)c \quad (4.157)$$

Isolando-se k, na equação acima, tem-se:

$$k = \frac{0,5 - c}{1 - c} \quad (4.158)$$

Deforma análoga podem-se desenvolver as equações para a perda total de potência. A perda de potência total trifásica é calculada por:

$$P_{perdas-total} = 3 \cdot \left[k.R.|I_T|^2 + (1-k)R.(c|I_T|)^2 \right] \quad (4.159)$$

Igualando essa equação à $P_{perdas-total} = 3 \cdot \left[\frac{1}{3}.R.|I_T|^2 \right]$, tem-se a equação 4.160:

$$\left[\frac{1}{3}.R.|I_T|^2 \right] = \left[k.R.|I_T|^2 + (1-k)R.(c|I_T|)^2 \right] \quad (4.160)$$

Após simplificação, tem-se:

$$\frac{1}{3} = \left[k + (1-k)c^2 \right] \quad (4.161)$$

$$\frac{1}{3} = \left[k + c^2 - kc^2 \right] = \left[k(1 - c^2) + c^2 \right] \quad (4.162)$$

Substituindo a equação 4.158 na equação 4.162:

$$\frac{1}{3} = \frac{0,5 - c}{1 - c} (1 - c^2) + c^2 \quad (4.163)$$

Das equações acima, obtém-se: $c = \frac{1}{3}$ e $k = \frac{1}{4}$.

Pode concluir que um terço da carga deve ser colocado no final da linha e dois terços da carga devem ser colocados a um quarto de distância do nó fonte.

4.4.10 Modo de ligação das cargas

As cargas são ligadas em estrela ou em delta. Para as ligações em delta devem-se calcular as correntes que passam na linha a partir das correntes que passam no delta. Nos próximos tópicos será mostrado como modelar cada tipo de carga.

4.4.11 Tipos de cargas

Geralmente as cargas são de potência constante, corrente constante ou impedância constante e podem estar ligadas em estrela ou em delta, como já foi falado. Quando as cargas estão ligadas em estrela usa-se a seguinte notação para as potências complexas e tensões:

Fase a:

$$|S_a| \angle \theta_a = P_a + jQ_a \text{ e } |V_{an}| \angle \delta_a \quad (4.164)$$

Fase b:

$$|S_b| \angle \theta_b = P_b + jQ_b \text{ e } |V_{bn}| \angle \delta_b \quad (4.165)$$

Fase c:

$$|S_c| \angle \theta_c = P_c + jQ_c \text{ e } |V_{cn}| \angle \delta_c \quad (4.166)$$

No caso das cargas ligadas em delta tem-se:

Fase ab:

$$|S_{ab}| \angle \theta_{ab} = P_{ab} + jQ_{ab} \text{ e } |V_{ab}| \angle \delta_{ab} \quad (4.167)$$

Fase bc:

$$|S_{bc}| \angle \theta_{bc} = P_{bc} + jQ_{bc} \text{ e } |V_{bc}| \angle \delta_{bc} \quad (4.168)$$

Fase ca:

$$|S_{ca}| \angle \theta_{ca} = P_{ca} + jQ_{ca} \text{ e } |V_{ca}| \angle \delta_{ca} \quad (4.169)$$

4.4.11.1 Cargas de potência constante (Y e Δ)

Para as cargas ligadas em estrela, usam-se as equações abaixo para calcular as correntes de linha:

$$IL_a = \left(\frac{S_a}{V_{an}} \right)^* = \frac{|S_a|}{|V_{an}|} \angle (\delta_a - \theta_a) = |IL_a| \angle \alpha_a \quad (4.170)$$

$$IL_b = \left(\frac{S_b}{V_{bn}} \right)^* = \frac{|S_b|}{|V_{bn}|} \angle (\delta_b - \theta_b) = |IL_b| \angle \alpha_b \quad (4.171)$$

$$IL_c = \left(\frac{S_c}{V_{cn}} \right)^* = \frac{|S_c|}{|V_{cn}|} \angle (\delta_c - \theta_c) = |IL_c| \angle \alpha_c \quad (4.172)$$

Para as cargas ligadas em delta, as seguintes equações são válidas:

$$IL_{ab} = \left(\frac{S_{ab}}{V_{ab}} \right)^* = \frac{|S_{ab}|}{|V_{ab}|} \angle (\delta_{ab} - \theta_{ab}) = |IL_{ab}| \angle \alpha_{ab} \quad (4.173)$$

$$IL_{bc} = \left(\frac{S_{bc}}{V_{bc}} \right)^* = \frac{|S_{bc}|}{|V_{bc}|} \angle (\delta_{bc} - \theta_{bc}) = |IL_{bc}| \angle \alpha_{bc} \quad (4.174)$$

$$IL_{ca} = \left(\frac{S_{ca}}{V_{ca}} \right)^* = \frac{|S_{ca}|}{|V_{ca}|} \angle (\delta_{ca} - \theta_{ca}) = |IL_{ca}| \angle \alpha_{ca} \quad (4.175)$$

Para esse modelo, as tensões entre fases mudarão durante cada iteração até a convergência ser obtida. As tensões são alteradas tanto em módulo como em ângulo. Já a potência continua constante durante as iterações, por isso o nome do modelo.

4.4.11.2 Cargas de impedância constante (Y e Δ)

Para as cargas ligadas em estrela, tem-se:

$$Z_a = \frac{|V_{an}|^2}{S_a^*} = \frac{|V_{an}|^2}{|S_a|} \angle \theta_a = |Z_a| \angle \theta_a \quad (4.176)$$

$$Z_b = \frac{|V_{bn}|^2}{S_b^*} = \frac{|V_{bn}|^2}{|S_b|} \angle \theta_b = |Z_b| \angle \theta_b \quad (4.177)$$

$$Z_c = \frac{|V_{cn}|^2}{S_c^*} = \frac{|V_{cn}|^2}{|S_c|} \angle \theta_c = |Z_c| \angle \theta_c \quad (4.178)$$

Para as equações acima as tensões são as nominais. Como o próprio nome sugere no modelo com impedância constante as impedâncias não mudam seu valor durante o processo iterativo e são determinadas de acordo com a tensão nominal da barra. Já a corrente na carga é dada em função das impedâncias constantes da carga:

$$IL_a = \frac{V_{an}}{Z_a} = \frac{|V_{an}|}{|Z_a|} \angle (\delta_a - \theta_a) = |IL_a| \angle \alpha_a \quad (4.179)$$

$$IL_b = \frac{V_{bn}}{Z_b} = \frac{|V_{bn}|}{|Z_b|} \angle (\delta_b - \theta_b) = |IL_b| \angle \alpha_b \quad (4.180)$$

$$IL_c = \frac{V_{cn}}{Z_c} = \frac{|V_{cn}|}{|Z_c|} \angle (\delta_c - \theta_c) = |IL_c| \angle \alpha_c \quad (4.181)$$

A tensão fase-neutro irá mudar em cada iteração até a convergência ser obtida e os valores de Z_a , Z_b e Z_c serão constantes.

Para as cargas ligadas em delta, tem-se:

$$Z_{ab} = \frac{|V_{ab}|^2}{S_{ab}^*} = \frac{|V_{ab}|^2}{|S_{ab}|} \angle \theta_{ab} = |Z_{ab}| \angle \theta_{ab} \quad (4.182)$$

$$Z_{bc} = \frac{|V_{bc}|^2}{S_{bc}^*} = \frac{|V_{bc}|^2}{|S_{bc}|} \angle \theta_{bc} = |Z_{bc}| \angle \theta_{bc} \quad (4.183)$$

$$Z_{ca} = \frac{|V_{ca}|^2}{S_{ca}^*} = \frac{|V_{ca}|^2}{|S_{ca}|} \angle \theta_{ca} = |Z_{ca}| \angle \theta_{ca} \quad (4.184)$$

Para as equações acima as tensões são consideradas as nominais de linha. Para este modelo de carga com impedância constante as impedâncias não variam durante o processo iterativo e são determinadas inicialmente de acordo com a tensão nominal entre fases da barra.

As correntes na carga em função das impedâncias constantes da carga podem ser determinadas por:

$$IL_{ab} = \frac{V_{ab}}{Z_{ab}} = \frac{|V_{ab}|}{|Z_{ab}|} \angle (\delta_{ab} - \theta_{ab}) = |IL_{ab}| \angle \alpha_{ab} \quad (4.185)$$

$$IL_{bc} = \frac{V_{bc}}{Z_{bc}} = \frac{|V_{bc}|}{|Z_{bc}|} \angle (\delta_{bc} - \theta_{bc}) = |IL_{bc}| \angle \alpha_{bc} \quad (4.186)$$

$$IL_{ca} = \frac{V_{ca}}{Z_{ca}} = \frac{|V_{ca}|}{|Z_{ca}|} \angle (\delta_{ca} - \theta_{ca}) = |IL_{ca}| \angle \alpha_{ca} \quad (4.187)$$

A tensão entre as fases irá mudar durante cada iteração até a convergência ser atingida e os valores de Z_{ab} , Z_{bc} e Z_{ca} continuarão fixos.

4.4.11.3 Cargas de corrente constante (Y e Δ)

Para esse modelo, os módulos das correntes são calculados com base nas equações (4.170), (4.171) e (4.172) e continuam constantes durante o processo iterativo. O ângulo das tensões (δ) muda, gerando uma mudança do ângulo da corrente de tal forma que o fator de potência da carga permanece constante.

Para as cargas ligadas em estrela, tem-se:

$$I L_a = |I L_a| \angle (\delta_a - \theta_a) \quad (4.188)$$

$$I L_b = |I L_b| \angle (\delta_b - \theta_b) \quad (4.189)$$

$$I L_c = |I L_c| \angle (\delta_c - \theta_c) \quad (4.190)$$

No caso das cargas serem ligadas em delta, os módulos das correntes são calculados de acordo com as equações (4.173), (4.174) e (4.175) e ficam fixas durante o processo iterativo. Nesse caso o ângulo das tensões (δ) muda, gerando uma mudança do ângulo da corrente de forma que o fator de potência da carga continua constante.

Para as cargas em delta, tem-se:

$$I L_{ab} = |I L_{ab}| \angle (\delta_{ab} - \theta_{ab}) \quad (4.191)$$

$$I L_{bc} = |I L_{bc}| \angle (\delta_{bc} - \theta_{bc}) \quad (4.192)$$

$$I L_{ca} = |I L_{ca}| \angle (\delta_{ca} - \theta_{ca}) \quad (4.193)$$

4.5 CÁLCULO DO DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

A seguir são apresentadas equações que definem como calcular o cálculo de desequilíbrios de tensão em um sistema elétrico trifásico. A equação 4.194 abaixo mostra como o desequilíbrio de tensão é calculado a partir da definição de componentes simétricas, de acordo com a NEMA (National Equipment Manufacturer's Association), (IEEE, 2009), expressa matematicamente por:

$$GD\% = \frac{|V^-|}{|V^+|} \cdot 100 \quad (4.194)$$

Onde:

GD%: é o grau de desequilíbrio de tensão

V^- : é a componente de sequencia negativa da tensão

V^+ : é a componente de sequencia positiva da tensão

A seguir a equação 4.195 mostra como o desequilíbrio de tensão pode ser calculado a partir de tensões de linha, segundo o CIGRÉ, (BEAULIEU, 2002).

$$GD\% = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \cdot 100 \quad (4.195)$$

Em que:

$$\beta = \frac{|V_{ab}|^4 + |V_{bc}|^4 + |V_{ca}|^4}{\left(|V_{ab}|^4 + |V_{bc}|^4 + |V_{ca}|^4\right)^2}$$

Esta equação fornece os mesmos resultados das componentes simétricas, porém, ela envolve apenas as tensões de linha, sendo usada neste trabalho para cálculos de desequilíbrio de tensões, durante o fluxo de potência trifásico.

5. METODOLGIA UTILIZADA

Toda a análise e os resultados obtidos nas simulações serão possíveis com o uso do programa de fluxo de potência trifásico ANAREDGEE em sua versão acadêmica, desenvolvido MOURA (2009) e adaptado neste trabalho, o qual inclui a modelagem de linhas aéreas e subterrâneas, modelagem de cargas trifásicas ligadas em estrela e em delta, modelagem da conexão de transformadores trifásicos, reguladores de tensão e turbinas eólicas. Inicialmente foi processado o fluxo de potência trifásico para o caso base do IEEE 13 barras, sem a inserção dos geradores eólico-elétricos, sendo avaliados os graus de desequilíbrios, as perdas elétricas e perfis de tensões. Basicamente durante esta dissertação foi desenvolvida ou implementada toda a modelagem matemática e computacional das máquinas tipo I, II e IV, e inserida no programa ANAREDGEE, sendo simuladas as mais diversas condições de operação das mesmas (que serão descritas na próxima seção), a fim de quantificar a influência dessas máquinas no sistema de distribuição de energia.

Na figuras 27 é apresentada a tela inicial do ANAREDGEE, o qual foi desenvolvido no MATLAB, e na figura 28 é mostrada todas as opções permitidas pelo programa para realizar uma análise de fluxo de potência trifásico em um sistema de distribuição de energia elétrica.

Figura 27 - Tela inicial do programa ANAREDGEE

```
*****
**                                     **
**          ANAREDGEE VERSAO 1.0.2          **
**    ANALISE DE REDES DE DISTRIBUICAO    **
**          COM GERACAO EOLIO-ELETRICA      **
**          VERSÃO ACADÊMICA                **
**          PARA PESQUISA                   **
**          LICENCIADO PARA UFERSA          **
**UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO**
**                                     **
**PROGRAMADO POR: ADRIANO ARON F. DE MOURA**
**                                     **
**                                     **
**    COPYRIGHT 2012 - ALL RIGHTS RESERVED  **
**                                     **
**                                     **
**                                     **
*****
Aperte enter
```

Figura 28 - Menu do software ANAREDGEE

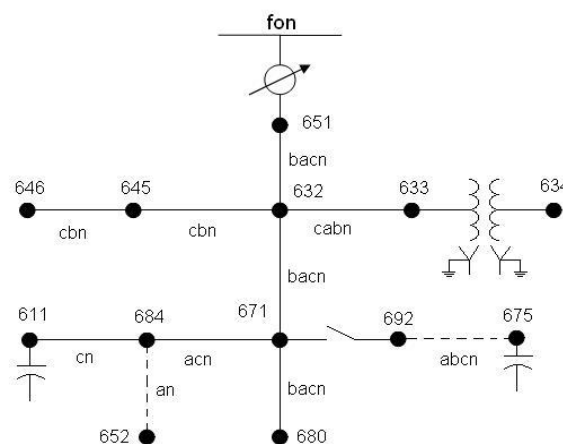
```
*****
**
**          MENU PRINCIPAL          **
**
**          1. ABRIR ARQUIVO DE SISTEMA          **
**
**          2. IMPRIME MATRIZES DAS CONFIGURACOES          **
**
**          3. ALTERAR PARAMETROS DE SIMULACAO          **
**
**          4. PROCESSAR FLUXO DE CARGA TRIFASICO          **
**
**          5. RELATORIO DE TENSOES          **
**
**          6. RELATORIO DE FLUXOS DE CORRENTE          **
**
**          7. RELATORIO DE FLUXOS DE CORRENTE SIMPLIFICADO          **
**
**          8. OPERACAO DE REGULADORES DE TENSÃO          **
**
**          9. OPERACAO DE AEROGERADORES          **
**
**          10. MOSTRAR GRAUS DE DESEQUILIBRIOS DE TENSOES          **
**
**          11. SAIR          **
**
*****
Entre com sua opção:
```

A opção número 1 do programa permite abrir um arquivo de sistema, a opção 2 imprime a matriz das configurações para qualquer um dos alimentadores de teste IEEE, a opção 3 altera os parâmetros de simulação, de forma que as tensões nas fases A, B e C do nó de origem atinjam um determinado valor de tolerância para convergência, na opção 4 é executado o algoritmo de fluxo de potência trifásico para qualquer um dos alimentadores de teste do IEEE (13, 34, 37 e 123 barras), opção 5 imprime o perfil de tensão (módulo e ângulo) para todas as barras do alimentador teste, opção 6 imprime o fluxo de correntes, a opção 7 imprime um relatório de corrente simplificado do sistema de distribuição, a opção 8 mostra alguns parâmetros dos reguladores de tensão, a opção 9 mostra variáveis da operação de turbinas eólicas e opção de 10 imprime o relatório dos graus de desequilíbrios de tensão em cada barra do sistema testado.

A metodologia aplicada neste trabalho baseia-se na inserção de geradores eólicas do tipo I, II e IV no sistema de distribuição do IEEE, mas especificamente o modelo contendo 13 barras. Todos os geradores foram simulados conectados diretamente na rede elétrica, com a

conexão das turbinas na barra 680 do sistema IEEE de 13 barras (figura 29), composta de uma rede de distribuição radial, com um regulador de tensão na fonte, de um transformador entre as barras 633 e 634 e de uma chave seccionadora entre as barras 671 e 692. Todas as características como carregamento das linhas, perfis de tensão em cada barra, grau de desequilíbrio, perdas elétricas, entre outros parâmetros estão descritos no documento fornecido pelo IEEE, denominado IEEE 13 Test Feeders, sendo, portanto, dados que foram usados como referência para o sistema em seu caso base (também chamado de modelo com cargas pesadas), para que possam ser confrontados com os valores resultantes das simulações com os geradores eólicos.

Figura 29 - Sistema IEEE de 13 barras



Fonte: IEEE (2009)

Sabendo que o escorregamento de um gerador de indução (para o caso em estudo se adotou a máquina do tipo I com potência nominal de 500 HP (373 kVA)) deve ser negativo e não pode ser inferior a - 2% e utilizando-se os valores de impedâncias citadas na modelagem da máquina de indução mostrada anteriormente, foi elaborado um programa no MATLAB com o intuito de encontrar um valor de escorregamento que obrigasse ao gerador operar com condições próximas de suas correntes nominais nas três fases, para tal foi usada a análise da máquina de indução presente em KERSTING (2012) quando a mesma esta sujeita a tensões desequilibradas e se recorre ao método das componentes simétricas. Uma vez que o valor do escorregamento de sequencia positiva (s_1) é conhecido, então as impedâncias de entrada para as sequencias positivas e negativas da rede podem ser determinadas e por fim, dividindo-se a tensão fase neutro de sequencia pela sua respectiva impedância encontra-se os valores de correntes. Vale ressaltar como o gerador não possui o neutro, a corrente de sequencia zero é

nula, assim como a tensão fase e neutro de sequencia zero. Por último é realizada a transformação de componentes simétricas para componentes de fase das correntes do gerador.

Após sucessivos testes do programa em questão obteve-se um escorregamento ótimo de -1,3%, que produziu nas três fases as seguintes correntes de linha (em modulo): $I_a = 49,50$ A, $I_b = 51,86$ A e $I_c = 58,75$ A, o fato das correntes possuírem valores diferentes nas três fases é normal uma vez que desde a sua origem o sistema estudado é desequilibrado, além do mais esses valores estão relativamente próximos da corrente nominal utilizando os dados de placa da máquina que indica uma corrente de aproximadamente 52 A em condições equilibradas de operação.

Já como relação à máquina do tipo II, como já foi dito anteriormente à medida que o escorregamento do gerador é diminuído a potência elétrica ativa gerada na máquina aumenta, e tudo isso provoca mudanças que serão analisadas durante o trabalho, de forma que o escorregamento da máquina foi simulado inicialmente como sendo de - 2,0 % uma vez que esse valor foi o mais próximo de - 1,3% encontrado (valor de escorregamento adotado nas máquinas tipo I e IV que as fazem operar com correntes próximas dos seus valores nominais), pois valores maiores de escorregamento provocaram desequilíbrios de correntes na máquina, e o objetivo era justamente fazer com que durante as simulações as características de operação da máquina do tipo II se aproximassem dos seus valores nominais.

A principio a resistência do rotor foi tomada como sendo de $R_r = 0,6124 \Omega$ (valor de placa do gerador de 500 HP) e a cada acréscimo de - 0,5 % no valor de escorregamento (com s variando - 2,0 % até - 4,0 %) foi acrescentado um valor de resistência externa com intervalos de $0,1 \Omega$, sendo assim simulou-se com os seguintes parâmetros: $s = - 2,0$ % (para $R_r = 0,7124 \Omega$) até $s = - 4,0$ % (para $R_r = 1,1124 \Omega$). Vale ressaltar que para o escorregamento de - 2,0 % a resistência total do rotor foi tomada como sendo $R_r + R_{externa}$, com essa metodologia sendo repetida para os demais valores de escorregamento.

A fim de proporcionar um ajuste mais fino do valor de resistência externa para concluir se um menor valor produz algum impacto significativo no sistema, a partir de $s = - 4,0$ % o valor de R_r foi acrescido em $0,05 \Omega$ (para cada adição de - 0,5 % no escorregamento), feito isso foram realizadas diversas simulações com os seguintes valores de escorregamento e de resistência do rotor, $s = - 5,0$ % (para $R_r = 1,2124 \Omega$), $s = - 6,0$ % (para

$R_r = 1,3124 \Omega$), obteve-se vários parâmetros para o gerador do tipo II que serão mostrados no decorrer deste trabalho.

Após essa breve explicação, o próximo passo a ser executado é a verificação das condições de operação do sistema quando é inserida na barra 680 o gerador de indução trifásico (máquinas tipo I e II), que foi modelado como descrito acima, e o gerador síncrono, para tal foi usado o programa ANAREDGEE, uma ferramenta que é capaz de quantificar os perfis de tensões nas barras do sistema, carregamentos em cada trecho da linha, graus de desequilíbrios de tensão em cada barra entre outras coisas.

A primeira configuração a ser testada no ANAREDGEE foi a do gerador de indução com $FP = 0,98$ INDUTIVO, na qual para se obter exatamente esse fator de potência foi necessário a elaboração de outro programa em MATLAB com o intuito de corrigir o valor do fator para 0,98. Para encontrar o banco de capacitores inicialmente foi usado os valores de tensões fase-e-terra e de correntes (valores esses que foram mostrados no ANAREDGEE na barra 680) em cada fase para calcular a potência aparente do gerador e poder ter em mãos os fatores de potência antes da correção, que foram $FP_a = 0,9391$, $FP_b = 0,8701$ e $FP_c = 0,9158$ e os valores numéricos dos bancos de reativos em kVAr, que foram 18,85, 36,85 e 31,45 nas fases A, B e C respectivamente, cabe ressaltar mais uma vez que os valores diferentes em cada fase do banco se deve ao fato de que o sistema naturalmente já é desequilibrado.

Para se obter exatamente os valores dos bancos de capacitores citados acima foi preciso realizar um ajuste fino nos valores de reativo obtidos para resultarem exatamente num $FP = 0,98$ quando o ANAREDGEE fosse executado, pois mesmo utilizando os números calculados pelo programa em MATLAB isolado, os fatores de potência em cada fase ficavam ou um pouco abaixo de 0,98 ou um pouco acima, quando era realizado novamente o fluxo de potência, sendo assim foi necessário ajustar basicamente as casas decimais dos valores dos bancos sugeridos para atender de forma exata o fator de potência desejado quando fosse simulado as máquinas operando no sistema de distribuição. Por fim, após ser empregado o banco de capacitores citado acima no ANAREDGEE para um $FP = 0,98$ indutivo o programa foi executado mais uma vez e foram extraídos todos os parâmetros mais relevantes para a análise do sistema com esse tipo de máquina, tais como graus de desequilíbrios de tensão nas barras, perfis de tensões, carregamentos e perdas globais e em cada fase do sistema.

Em seguida foi testada a segunda configuração da máquina eólica no ANAREDGEE, desta vez para o gerador de indução com $FP = 0,98$ capacitivo. Intuitivamente pelo que se conhece da teoria de correção do fator de potência bastaria dobrar o valor do banco encontrado para o $FP = 0,98$ INDUTIVO que se obteria o fator de potência adiantado (capacitivo), porém como já foi dito anteriormente devido ao fato de as tensões estarem desequilibradas nas três fases, o banco não foi o dobro do caso anterior, sendo assim para se obter com precisão o fator de potência $0,98$ adiantado foi necessário um tempo maior para se refinar os valores dos bancos através do programa feito a parte (anteriormente citado), sempre testando os valores de tensões e correntes após as correções para comprovar que tinha-se o fator de potência desejado. Por fim os valores numéricos dos bancos de reativos em kVAr foram 64,05, 79,31 e 85,12 nas fases A, B e C respectivamente. Após a correção com esse banco foi realizada novamente simulações para detectar quais as influencias desta alteração na máquina no sistema de distribuição.

O capítulo 6 a seguir mostra as diferentes simulações realizadas para mensurar os impactos da inserção de turbinas eólicas no sistema de distribuição de energia elétrica (para o caso o IEEE13 barras) mediante algumas situações de operação. É interessante ressaltar que as máquinas foram inseridas, um por vez, na barra 680 do sistema teste, pois esta barra naturalmente apresenta condições de desequilíbrio de tensão superiores aos estabelecidos por norma, sendo assim fica mais fácil quantificar os impactos positivos ou negativos de se instalar uma turbina eólica nesta barra e no sistema de uma forma geral.

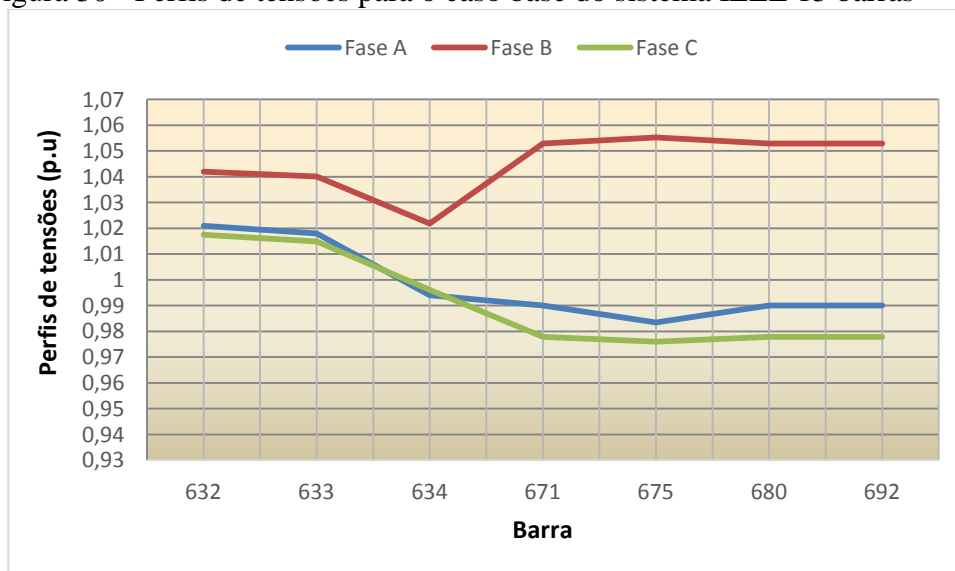
6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir de agora serão demonstrados os principais resultados obtidos durante as simulações mediante diversas características operativas tanto do sistema de distribuição IEEE 13 barras quanto das máquinas usadas durante o trabalho, que são as do tipo I, II e IV.

Primeiramente serão demonstrados os resultados obtidos com as simulações do sistema teste para o caso base (regime de cargas pesadas) sem regulador de tensão. Também são mostrados os resultados obtidos com a presença de máquinas eólicas e sem regulador no sistema original. Por fim são mostrados os resultados encontrados com a presença de regulador de tensão juntamente com a inserção da geração eólica no sistema de 13 barras.

Um dos maiores desafios das concessionárias de energia elétrica é atender os consumidores e clientes com níveis de tensão adequados aos exigidos na legislação vigente, de uma forma geral as distribuidoras utilizam programas computacionais que fazem análises e diagnósticos dos sistemas de distribuição, com o objetivo de ajuda-las nos processos de operação e planejamento das redes. Tendo como restrições de operação as faixas de tensões definidas nas resoluções vigentes e os limites dos equipamentos de controle, foram feitas diversas análises do sistema teste a fim de quantificar os impactos da geração eólica nos perfis de tensão do sistema de distribuição. Na figura 30, um gráfico dos perfis de tensão para o caso base, ou seja, sem a presença de qualquer máquina eólica ligada ao sistema.

Figura 30 - Perfis de tensões para o caso base do sistema IEEE 13 barras



Segundo a resolução de 2001 nº 505 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), para unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 kV, a tensão a ser contratada com a concessionária ou com o ONS deve situar-se entre 95% (0,95 p.u) e 105% (1,05 p.u) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de entrega, logo de acordo com a figura 30 percebe-se que valor da tensão na fase B da barra 680 é considerado fora dos padrões de tensões exigidos na resolução, sendo de 1,0529 p.u. Pode-se perceber que também as barras 671 (1,0529 p.u), 675 (1,0553 p.u) e 692 (1,0529 p.u) do sistema possuem seus perfis de tensões fora dos limites legais para a fase B, a demais barras operam dentro dos limites aceitáveis.

6.1 ANÁLISE DOS PERFIS DE TENSÕES COM A INSERÇÃO DAS MÁQUINAS DO TIPO I, II e TIPO IV COM O SISTEMA OPERANDO SEM REGULADOR DE TENSÃO

Nesta seção será investigado o impacto que a ausência do regulador de tensão causa no sistema teste IEEE 13 barras em termos dos perfis de tensões nas barras trifásicas. Paralelamente foram inseridas as máquinas eólicas tipo I (para $s = -2\%$), II (para $s = -2\%$) e IV, verificando-se as variações das nas barras com a mudança do fator de potência dos geradores (0,98 capacitivo ou indutivo).

Durante as análises das simulações será dado foco aos níveis de tensões nas fases A, B e C da barra 680, uma vez que esta é a barra de conexão das máquinas do tipo I, II e IV ao sistema de distribuição de 13 barras do IEEE, e naturalmente já possui o nível de tensão na fase B fora dos padrões recomendados. Nas figuras 31 e 32, têm-se os valores numa representação gráfica dos perfis de tensão para o caso base sem a presença de regulador de tensão e também com a presença das máquinas eólicas ligada ao sistema e operando com fator de potência de 0,98 indutivo e capacitivo respectivamente (com o sistema também sem regulador, em ambos os casos).

Figura 31 - Perfis de tensões para o sistema base operando sem regulador de tensão e com as máquinas operando com fator de potência de 0,98 indutivo

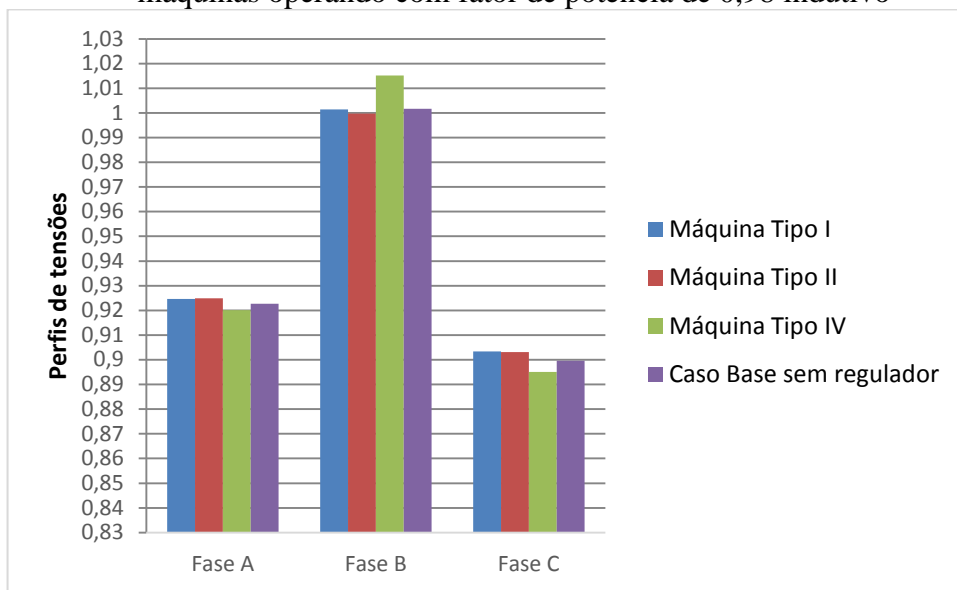
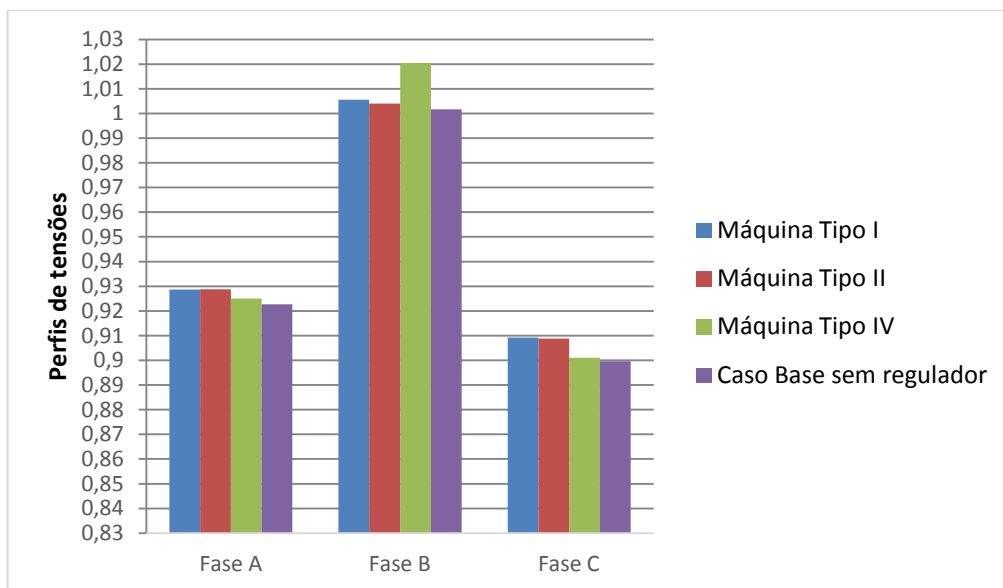


Figura 32 - Perfis de tensões para o sistema base operando sem regulador de tensão e com as máquinas operando com fator de potência de 0,98 capacitivo



Analisando as figuras acima se pode concluir que a falta do regulador no sistema provoca quedas muito bruscas nos perfis de tensões, que, portanto, não atendem aos requisitos mínimos da resolução n° 505 o que pode tornar inviável a operação de muitos equipamentos eletroeletrônicos e até mesmo dos próprios aerogeradores (independente do tipo e configuração) que possam vir a ser ligados nesse sistema.

De uma forma geral o que se pode perceber analisando as figuras 31 e 32, é que sem o regulador de tensão as fases A e C do sistema passam a operar com níveis de tensões bem abaixo do mínimo que é de 0,95 p.u, e mesmo com uma leve tendência dos geradores eólico-elétricos elevarem esses perfis, isto não é suficiente para mantê-los nos padrões aceitáveis, evidenciando, portanto o papel importante que a presença do regulador de tensão executa no sistema de distribuição teste sendo essencial para a operação da rede dentro dos limites técnicos aceitáveis.

6.2 ANÁLISE DOS GRAUS DE DESEQUILÍBRIOS PARA AS MÁQUINAS DO TIPO I, TIPO II E TIPO IV SEM A PRESENÇA DE REGULADOR DE TENSÃO NO SISTEMA

Com o intuito de verificar o comportamento do sistema de distribuição sem a presença do regulador de tensão em termos de desequilíbrios, o sistema inicialmente foi simulado com a inserção na rede inicialmente do gerador de indução trifásico (máquina tipo I ou II) e em seguida em seu lugar sendo colocado na barra 680 o gerador síncrono (máquina tipo IV), traçando um comparativo com o caso base do sistema IEEE13 barras sem regulador de tensão em sua configuração (e sem máquinas).

As figuras 33 e 34 logo abaixo mostram os resultados encontrados durante às simulações para os graus de desequilíbrios de tensão no sistema com as máquinas tipo I, II e IV operando com fator de potência 0,98 indutivo e capacitivo respectivamente e sem a presença de regulador de tensão no sistema.

Figura 33 - Graus de desequilíbrios de tensão com as máquinas Tipo I, II e IV com $FP = 0,98$ indutivo e sem regulador de tensão no sistema

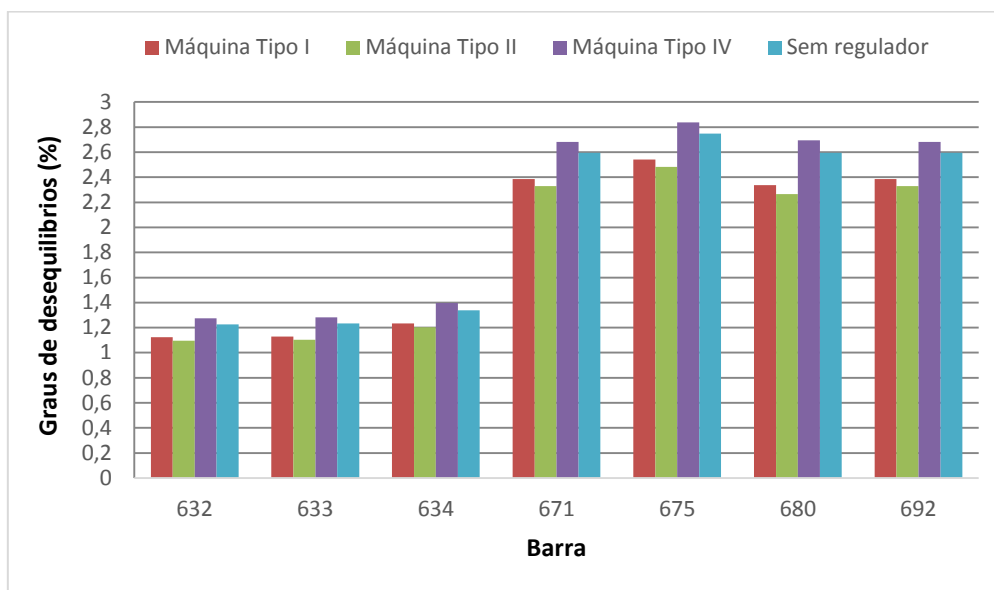
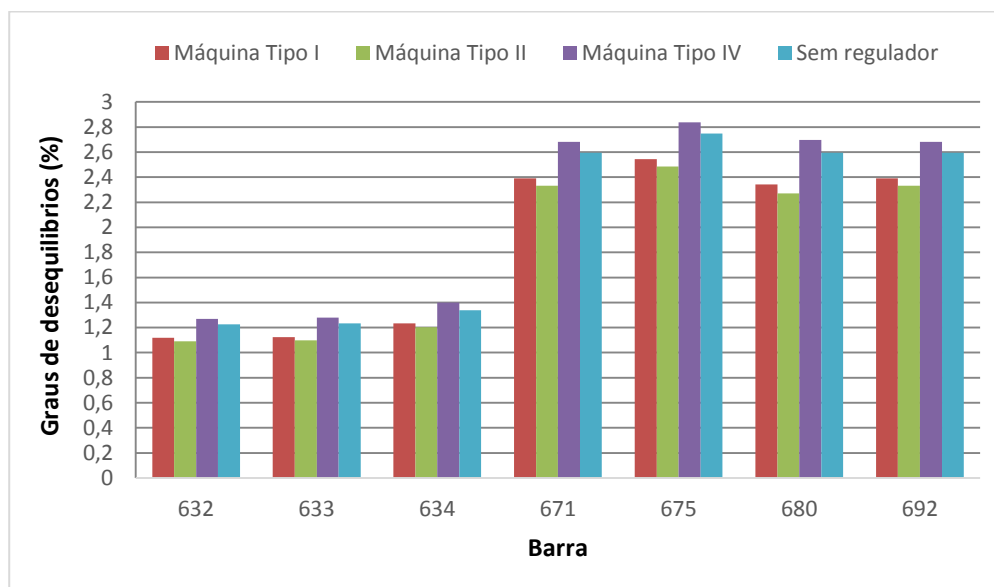


Figura 34 - Graus de desequilíbrios de tensão com as máquinas Tipo I, II e IV com $FP = 0,98$ capacitivo e sem regulador de tensão no sistema



De acordo com as figuras acima pode-se perceber que os melhores resultados no que se refere aos graus de desequilíbrios em todas as barras do sistema sem a presença do regulador, se dão com a inserção da máquina tipo II no sistema. Também pode-se constatar que a inserção da máquina do tipo IV em ambas os casos piora os graus de desequilíbrios de tensão em todas as barras do sistema, se comparado ao caso base sem a presença de regulador.

Percebe-se também que os valores de desequilíbrios, em cada barra, são muito próximos, independente do fator de potência ser indutivo ou capacitivo.

Já era de se esperar que sem este equipamento os níveis de tensões, que naturalmente já são desequilibrados, devido a natureza estocástica das cargas, sofrem um aumento significativo, se comparado ao caso base com regulador de tensão que será mostrada mais adiante. Pode-se concluir então que a presença de um aerogerador (independente do tipo e do seu fator de potência), sem o regulador de tensão, não é uma boa prática a ser adotada, o que torna o regulador um equipamento indispensável para proporcionar ao sistema um funcionamento mais eficiente tecnicamente.

6.3 ANÁLISE DAS PERDAS ELÉTRICAS PARA AS MÁQUINAS DO TIPO I, TIPO II E TIPO IV SEM A PRESENÇA DE REGULADOR DE TENSÃO NO SISTEMA

Na tabela 3 pode-se ver um comparativo das perdas totais com o caso base sem regulador, em termos de potência ativa e potência reativa, e para o gerador de indução (máquina tipo I) trabalhando com fator de potência 0,98 indutivo e 0,98 capacitivo, também sem a presença do regulador de tensão no sistema IEEE 13 barras.

Tabela 3 - Total de Perdas para a máquina tipo I com fator de potência 0,98 Indutivo e 0,98 Capacitivo, sem regulador de tensão

	FASE A (kW)	FASE A (kVAr)	FASE B (kW)	FASE B (kVAr)	FASE C (kW)	FASE C (kVAr)
Caso base	42.199	171.682	-5.446	44.955	87.431	146.763
FP = 0,98 Ind	36.166	153.078	-3.782	35.791	76.540	124.801
FP = 0,98 Cap	36.142	148.807	-4.439	35.438	73.744	118.721

a - Perdas totais (Caso Base): **124.183 kW e 363.399 kVAr**

b - Perdas totais (FP = 0,98 Ind): **108.925 kW e 313.670 kVAr**

c - Perdas totais (FP = 0,98 Cap): **105.447 kW e 302.965 kVAr**

Por meio da análise da tabela acima se pode concluir que a inserção do gerador de indução na barra 680, mesmo sem a presença do regulador de tensão diminui as perdas de potência ativa e reativa nas três fases do sistema se comparado com o caso base, tanto para o fator de potência capacitivo quanto para o indutivo. Pode-se perceber que a maior redução das perdas em relação ao caso base se dá quando a máquina está trabalhando com fator de

potência capacitivo, principalmente em termos de potência reativa que sofre uma queda de 16,63 % nas perdas totais. Já a tabela 4 mostra as perdas para a máquina tipo II trabalhando com fator de potência 0,98 indutivo ou 0,98 capacitivo, também sem a presença do regulador de tensão no sistema IEEE 13 barras.

Tabela 4 - Total de Perdas para a máquina tipo II com fator de potência 0,98 Indutivo e 0,98 Capacitivo, sem regulador de tensão

	FASE A (kW)	FASE A (kVAr)	FASE B (kW)	FASE B (kVAr)	FASE C (kW)	FASE C (kVAr)
Caso base	42.199	171.682	-5.446	44.955	87.431	146.763
FP = 0,98 Ind	32,788	145,218	-2,343	31,819	73,154	119,185
FP = 0,98 Cap	32,656	140,736	-3,040	31,231	70,280	112,827

a - Perdas totais (Caso Base): **124.183 kW e 363.399 kVAr**

b - Perdas totais (FP = 0,98 Ind): **103.599 kW e 296.223 kVAr**

c - Perdas totais (FP = 0,98 Cap): **99.896 kW e 284.794 kVAr**

A tabela 4 evidencia que a máquina tipo II é a que se comporta melhor em termos de perdas, principalmente com fator de potência capacitivo, em que ocorre uma redução de 19,56 % nas perdas de potência ativa e de 21,63 % nas perdas de potência reativa, ambas em relação ao caso base (sem o regulador de tensão).

Analogamente ao caso anterior a tabela 5 mostra influência do gerador síncrono operando com fator de potência 0,98 indutivo e capacitivo, sem a presença de regulador de tensão, nas perdas elétricas do sistema de distribuição teste.

Tabela 5 - Total de Perdas para a máquina tipo IV com fator de potência 0,98 Indutivo e 0,98 Capacitivo, sem regulador de tensão

	FASE A (kW)	FASE A (kVAr)	FASE B (kW)	FASE B (kVAr)	FASE C (kW)	FASE C (kVAr)
Caso base	42.199	171.682	-5.446	44.955	87.431	146.763
FP = 0,98 Ind	33.746	162.173	-7.322	30.012	84.190	127.471
FP = 0,98 Cap	33.749	156.940	-8.130	30.571	81.163	120.528

a - Perdas totais (Caso Base): **124.183 kW e 363.399 kVAr**

b - Perdas totais (FP = 0,98 Ind): **110.614 kW e 319.656 kVAr**

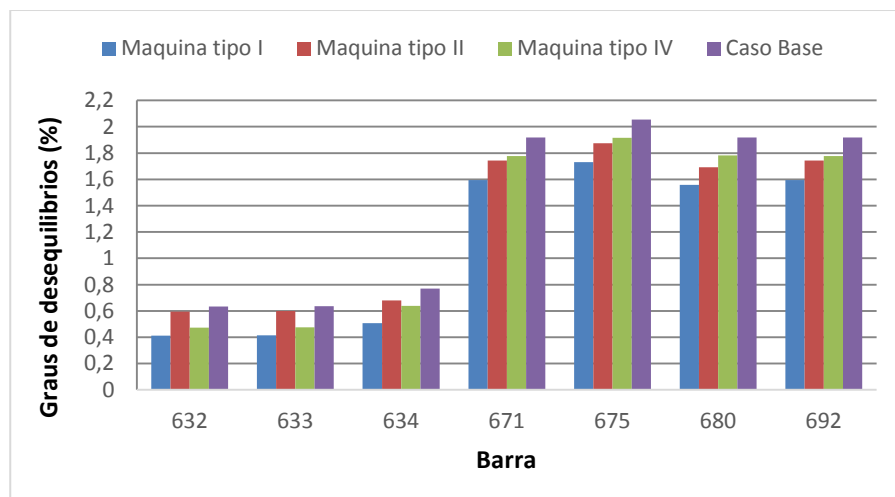
c - Perdas totais (FP = 0,98 Cap): **106.782 kW e 308.039 kVAr**

Mais uma vez de acordo com a tabela acima nota-se que as perdas globais de potências ativas e reativas do sistema para a máquina do tipo IV trabalhando com fator de potência indutivo ou capacitivo, são relativamente menores se comparado com o caso base. Novamente a redução de perdas mais significativa se dá quando a máquina esta operando com fator de potência de 0,98 capacitivo e é em termos de potência reativa sendo de 15,23 % em relação as perdas totais. Vale ressaltar que mesmo ocorrendo uma redução das perdas totais quando cada tipo de gerador eólico é inserido no sistema elétrico, a não presença do regulador de tensão pode impossibilitar a operação do sistema dentro de limites técnicos aceitáveis, como por exemplo o de variação de tensão nas barras como foi visto anteriormente.

6.4 COMPARAÇÃO DOS GRAUS DE DESEQUILIBRIOS PARA AS MÁQUINAS DO TIPO I, TIPO II E TIPO IV COM A MUDANÇA DE FATOR DE POTÊNCIA DOS GERADORES

A figura 35 abaixo mostra um comparativo dos graus de desequilíbrios de tensões obtidos para a simulação do sistema IEEE 13 barras sem a presença de qualquer tipo de máquina durante a operação do sistema (denominado caso base) e com a presença do gerador eólico na barra 680, sendo uma máquina de cada tipo testada por vez, possibilitando assim analisar e quantificar os impactos, melhorias ou desvantagens de se operar com os geradores conectados diretamente no sistema de distribuição. Vale ressaltar que os graus de desequilíbrios para as máquinas do tipo I, II (operando com um escorregamento de -2%) e IV foram todos calculados para um fator de potência e 0,98 indutivo.

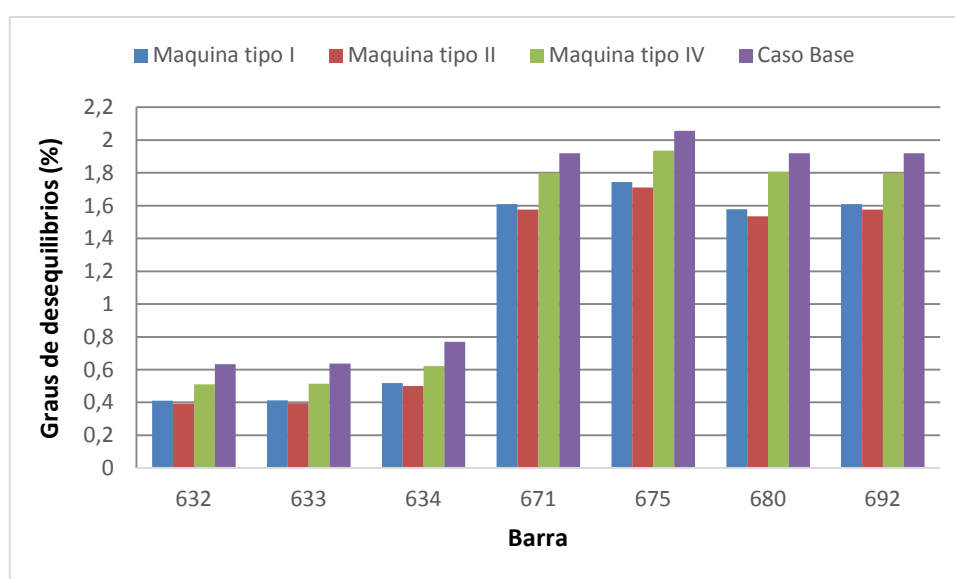
Figura 35 - Graus de desequilíbrios de tensão com a inserção das máquinas eólicas operando com FP = 0,98 Indutivo



Analisando a figura pode-se perceber que o caso base apresenta os piores resultados no que se refere aos graus de desequilíbrios em todas as barras do sistema se comparado com inserção de qualquer um dos três tipos de turbinas. Percebe-se também que a máquina eólica do tipo I é a que apresenta o menor grau de desequilíbrio em todas as barras do sistema e focando nas barra 680 (onde as máquinas estão inseridas) os graus de desequilíbrios foram de 1,55% (máquina tipo I), 1,69 % (máquina tipo II) e 1,78 % (para a máquina tipo IV) que apresentam melhores resultados do que o caso base que apontou um desequilíbrio de 1,92 % na barra 680, pode-se concluir então que a presença de um aerogerador operando com fator de potência de 0,98 indutivo no sistema de distribuição melhora os níveis de tensão do modelo simulado.

Já a figura 36 abaixo faz uma comparação dos graus de desequilíbrios de tensão obtidos para a simulação do sistema IEEE 13 barras operando com o caso base e com a presença de uma das máquinas (tipo I, II e IV) conectadas diretamente no sistema de distribuição, porém desta vez, o aerogeradores foram modelados para funcionar todos com um fator de potência de 0,98 capacitivo.

Figura 36 - Graus de desequilíbrios de tensão com a inserção das máquinas eólicas operando com FP = 0,98 Capacitivo



Analisando a figura acima se pode perceber que da mesma forma que no caso anterior a inserção das turbinas eólicas no sistema melhora os graus de desequilíbrios de tensões em

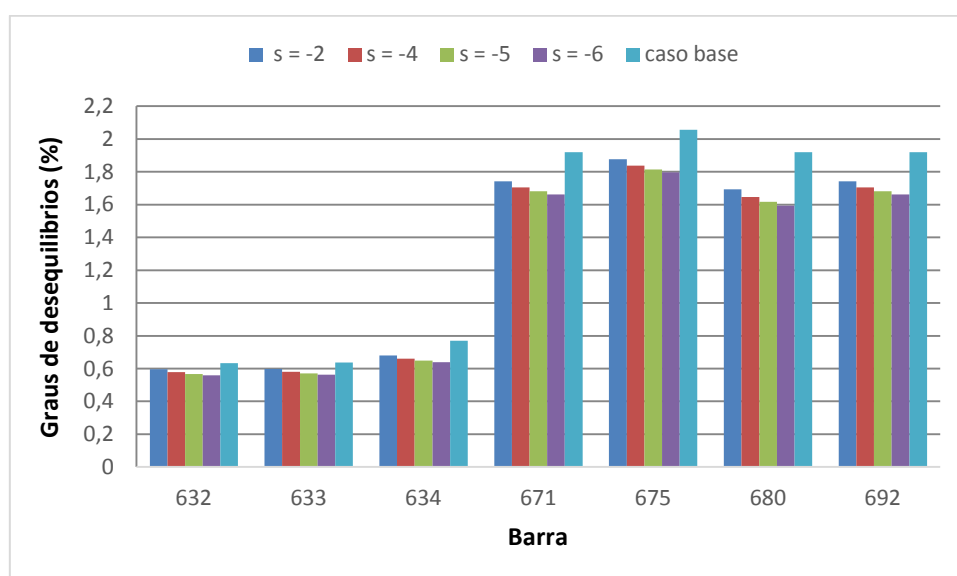
todas as barras se comparado com o caso base. Para este caso a máquina do tipo II se destaca com os melhores resultados, em termos de menores desequilíbrios em todas as barras, especialmente para a barra 680 tem-se os seguintes valores: 1,58% (máquina tipo I), 1,53 % (máquina tipo II) e 1,81 % (para a máquina tipo IV), que portanto são valores menores que 1,92 % (desequilíbrio para o caso base), logo pode-se inferir que a presença de um aerogerador operando com fator de potência de 0,98 capacitivo também melhora os níveis de tensão do sistema.

6.5 INFLUÊNCIA DA RESISTÊNCIA EXTERNA DA MÁQUINA DO TIPO II NOS GRAUS DE DESEQUILIBRIOS

Para se quantificar a influência e impacto que a operação da máquina tipo II (gerador com resistência externa controlada) provoca no sistema de distribuição de energia elétrica, foram realizadas várias simulações que contemplassem desde o caso base até situações que a principio fornecessem ao sistema condições mais favoráveis de operação tais como correção do fator de potência da máquina.

A figura 37 abaixo mostra a influência que a variação do escorregamento (com intervalos de $-2,0\%$ a $-6,0\%$) provoca nos graus de desequilíbrios do sistema de distribuição, inicialmente para a máquina do tipo II operando com fator de potência 0,98 indutivo.

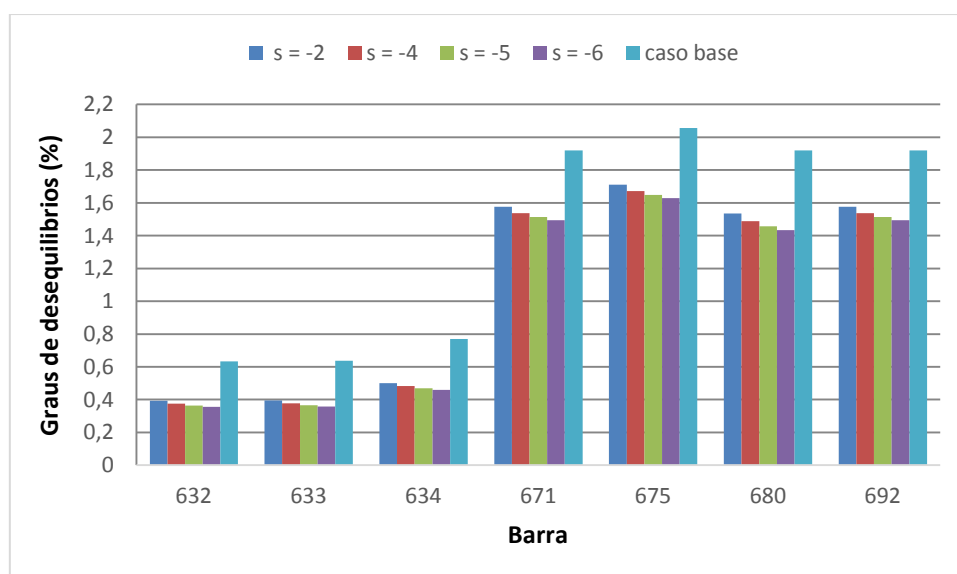
Figura 37 - Graus de desequilíbrios da máquina tipo II para FP = 0,98 Indutivo



Analisando a figura acima percebe-se que a inserção da turbina eólica do tipo II operando com fator de potência indutivo contribui para a operação do sistema com menores graus de desequilíbrios em todas as barras se comparado com o caso base e que à medida que o escorregamento da máquina vai sendo regulado, juntamente com o acréscimo da resistência externa, o desequilíbrio vai sofrendo graduais quedas, em especial para a barra 680 (onde esta inserida a máquina), tem-se os seguintes valores: 1,69 % (para $s = -2,0$ %), 1,65 % (para $s = -4,0$ %), 1,62 % (para $s = -5,0$ %) e 1,59 % (para $s = -6,0$ %), que são, portanto, valores bem menores que o encontrado para o caso base que possui, na barra 680, um grau de desequilíbrio de 1,92 % . Pode-se concluir que a inserção da máquina de 500 HP do tipo II operando com fator de potência indutivo no sistema de distribuição contribui de forma positiva para melhorar os graus de desequilíbrios, especialmente para uma resistência externa de $0,6 \Omega$ (com uma resistência do rotor total de $R_r = 1,3124 \Omega$) e para um escorregamento de $-6,0$ %.

Desta vez tomando-se como base a figura 38 abaixo percebe-se a importância da mudança do escorregamento para a variação nos graus de desequilíbrios do sistema de distribuição com a máquina do tipo II funcionando com fator de potência 0,98 capacitivo.

Figura 38 - Graus de desequilíbrios da máquina tipo II para FP = 0,98 Capacitivo



Passando agora a analisar a figura 38 acima pode-se inferir que a conexão da turbina eólica do tipo II operando com fator de potência capacitivo promove uma operação ainda

mais harmonizada do sistema no que diz respeito aos graus de desequilíbrios em todas as barras se comprado com o caso base e a própria operação com fator de potência indutivo, uma vez que à medida que o escorregamento da máquina vai se tornado mais negativo e a resistência externa vai sendo incrementada o desequilíbrio sofre quedas sucessivas. Para a barra 680, tem-se os seguintes valores: 1,53 % (para $s = -2,0$ %), 1,49 % (para $s = -4,0$ %), 1,46 % (para $s = -5,0$ %) e 1,43 % (para $s = -6,0$ %), logo ocorre uma redução significativa em relação ao caso base (com desequilíbrio de 1,92 %). Pode-se concluir que a inserção da máquina de 500 HP do tipo II operando com fator de potência capacitivo no sistema de distribuição melhora os graus de desequilíbrios da rede elétrica, especialmente para a barra 680 tem-se uma queda no grau de desequilíbrio de 25,5 % se comparado ao modelo original.

6.6 COMPARAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS PARA OS TRÊS TIPOS DE MÁQUINAS SIMULADAS COM A MUDANÇA DO FATOR DE POTÊNCIA

As tabelas abaixo mostram um comparativo das perdas totais, tanto em termos de potência ativa (kW) quanto em termos da potência reativa (kVAr), para o gerador de indução, o gerador de indução de rotor bobinado e o gerador síncrono, que são as máquinas do tipo I, II e IV respectivamente, com os mesmos operando com fator de potência 0,98 indutivo (tabela 6) e 0,98 capacitivo (tabela 7), ambos corrigidos de acordo com a metodologia apresentada anteriormente, quantificando os benefícios ou desvantagens da inserção dessas máquinas na barra 680 do sistema IEEE 13 barras, em comparação com o caso base (sem a presença de aerogerador) e com o sistema operando em suas condições naturais de funcionamento, com as perdas inerentes ao sistema padrão.

Tabela 6 - Total de Perdas – Para as máquinas operando com FP = 0,98 - Indutivo

	FASE A (kW)	FASE A (kVAr)	FASE B (kW)	FASE B (kVAr)	FASE C (kW)	FASE C (kVAr)
Caso base	39.12	152.27	-4.562	42.11	76.14	128.45
Tipo I	32.548	133.661	-2.889	32.847	66.534	109.114
Tipo II	30.385	128.794	-2.220	29.937	64.341	104.819
Tipo IV	31.655	141.738	-5.257	29.098	71.466	110.337

a - Perdas totais (Caso Base): 110.70 kW e 322.83 kVAr

b - Perdas totais (Tipo I): 96.194 kW e 275.623 kVAr

c - Perdas totais (Tipo II): **92.506** kW e **263.550** kVAr

d - Perdas totais (Tipo IV): 97.864 kW e 281.172 kVAr

Analisando-se a tabela acima se percebe que a inserção de um gerador eólico na barra 680 do sistema, independente do tipo de máquina simulada (tipo I, II ou IV) promove uma melhora nas perdas de potência ativa e reativa nas três fases do sistema se comparado com o caso base e que quando se calcula a perda total de potência (em kW e kVAr) ao somar-se os valores encontrados das três fases, percebe-se que o gerador eólico tipo II é o que apresenta uma melhor redução das perdas elétricas se comparado com o caso base, mais precisamente, há uma queda de 16,43 % nas perdas totais de potência ativa e uma diminuição de 18,36 % nas perdas totais de potência reativa.

Ressalta-se que para a máquina do tipo II, estes resultados foram obtidos utilizando-se um escorregamento de -2% (valor mais próximo de -1,3% que assim como nas máquinas tipo I e IV, faz com que a do tipo II opere com correntes próximas as seus valores nominais nas três fases do sistema) e que como é de característica deste tipo de aerogerador, foram realizadas sucessivas simulações com os valores de escorregamentos de -2%, -2,5%, -4%, -5% e -6%, cada vez que se realiza uma simulação com valor de escorregamento mais negativo obtém-se menores perdas totais de potência, tanto ativa quanto reativa, o que mostra que este tipo de máquina representa uma boa alternativa em termos técnicos para ser empregada nos parques eólicos.

Já a tabela 7 abaixo é analoga à tabela 6 e quantifica a influência das máquinas eólicas operando desta vez com fator de potência 0,98 capacitivo.

Tabela 7 - Total de Perdas – Para as máquinas operando com FP = 0,98 - Capacitivo

	FASE A (kW)	FASE A (kVAr)	FASE B (kW)	FASE B (kVAr)	FASE C (kW)	FASE C (kVAr)
Caso base	39.12	152.27	-4.562	42.11	76.14	128.45
Tipo I	32.506	129.351	-3.408	32.680	63.813	103.478
Tipo II	30.339	124.254	-2.625	29.976	61.599	99.521
Tipo IV	31.041	137.904	-6.129	29.209	70.467	106.632

a - Perdas totais (Caso Base): 110.70 kW e 322.83 kVAr

b - Perdas totais (Tipo I): 92.910 kW e 265.509 kVAR

c - Perdas totais (Tipo II): **89.313** kW e **253.751** kVAR

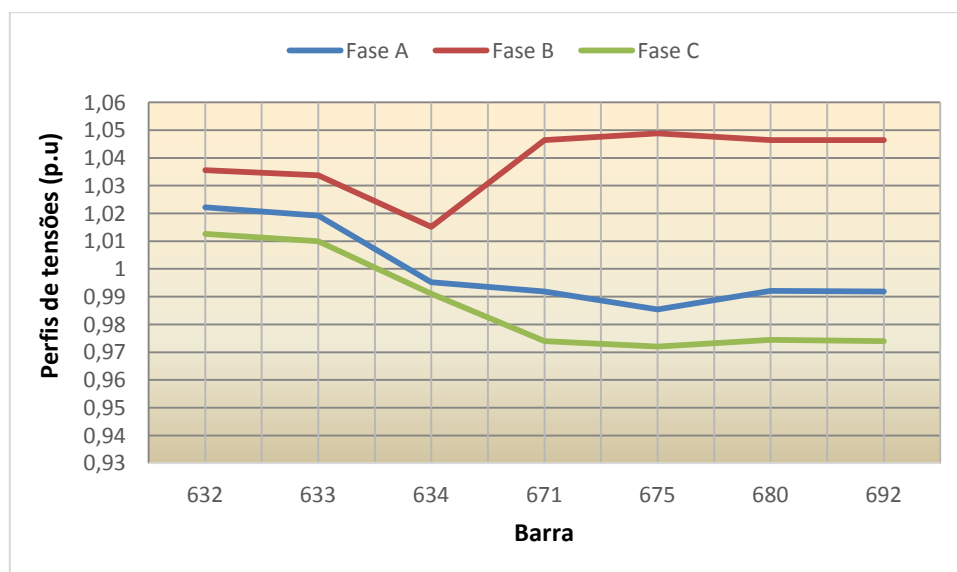
d - Perdas totais (Tipo IV): 95.379 kW e 273.745 kVAR

Mais uma vez analisando a tabela percebe-se que a inserção das turbinas eólicas na barra 680 com fator de potência capacitivo melhora os níveis de perdas globais ativas e reativas do sistema, se comparado com o caso base e novamente tem-se destaque para a máquina do tipo II (também operando com um escorregamento de -2%), que apresentou uma queda de 19,32 % nas perdas totais de potência ativa e uma diminuição de 21,40 % nas perdas totais de potência reativa, mostrando assim resultados ainda melhores do que quando as máquinas operam com um fator de potência corrigido para 0,98 indutivo.

6.7 ANÁLISE DOS PERFIS DE TENSÕES PARA AS MÁQUINAS DO TIPO I, TIPO II E TIPO IV COM A MUDANÇA DO FATOR DE POTÊNCIA

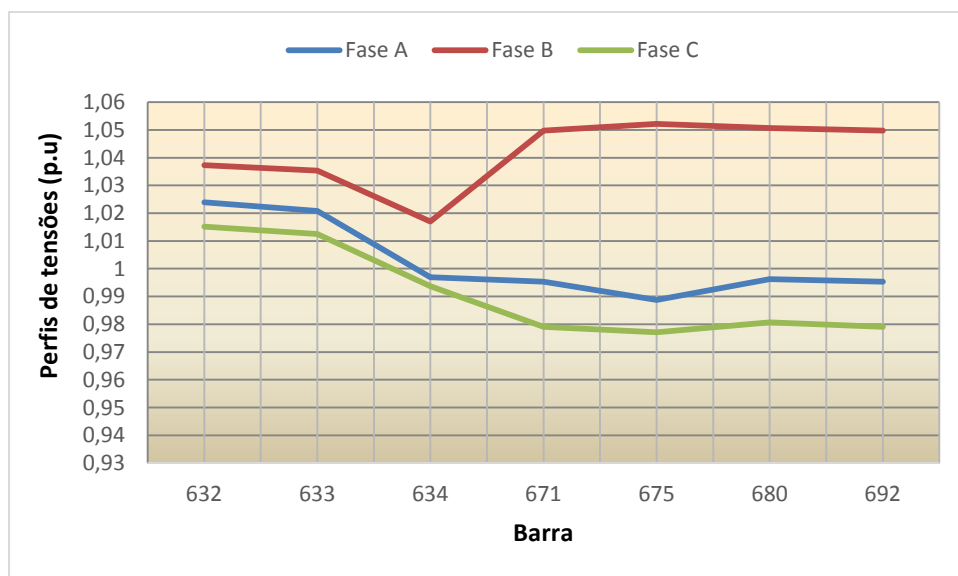
As figuras e simulações seguintes irão mostrar os resultados obtidos com a inserção das turbinas eólicas no sistema base. As figuras 39 e 40 mostram os perfis de tensões obtidos com a inserção da máquina tipo I operando inicialmente com fator de potência 0,98 indutivo e em seguida com fator de potência 0,98 capacitivo. Percebe-se, de acordo a figura 39, que os perfis de tensões em todas as barras do sistema passam a possuir valores dentro dos limites operacionais exigidos, especialmente na fase B, têm-se os seguintes valores nas barras 671 (1,0464 p.u), 675 (1,0488 p.u), 692 (1,0464 p.u) e 680 (1,0464 p.u), sendo que estas últimas foram as que apresentaram uma maior queda se comparado com o caso base.

Figura 39 - Perfis de tensões com a inserção da máquina tipo I operando com FP = 0,98 Indutivo



Desta forma pode-se concluir que a inserção da máquina do tipo I, operando com fator de potência indutivo, contribui para uma melhora dos perfis de tensão do sistema, deixando as mesmas dentro dos limites aceitáveis. Já de acordo com a figura 40, quando a máquina de indução é simulada com fator de potência capacitivo, percebe-se uma leve melhora nos perfis de tensões, que, porém não é suficiente para deixar os valores das tensões na fase B das barras 675 (1,0522 p.u) e 680 (1,0507 p.u) dentro dos padrões de tensões exigidos na resolução. As demais barras operam dentro dos limites aceitáveis.

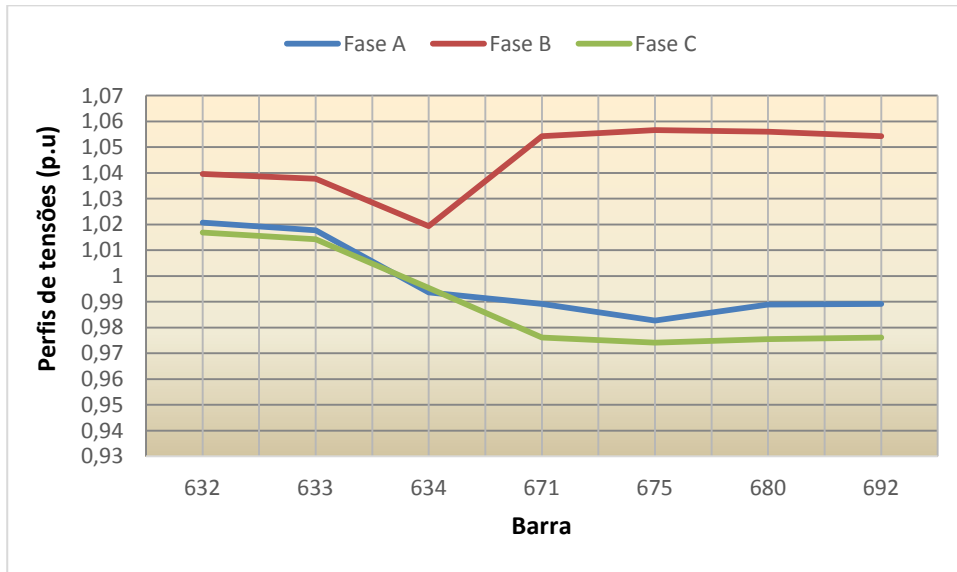
Figura 40 - Perfis de tensões com a inserção da máquina tipo I operando com FP = 0,98 Capacitivo



Logo, conclui-se que a inserção da máquina do tipo I, operando com fator de potência capacitivo, não é a mais indicada em termos de perfis de tensão para operar no sistema de distribuição, pois não há melhora significativa se comparado com o caso base e inclusive esses limites de tensão estão acima dos recomendados pela resolução n° 505.

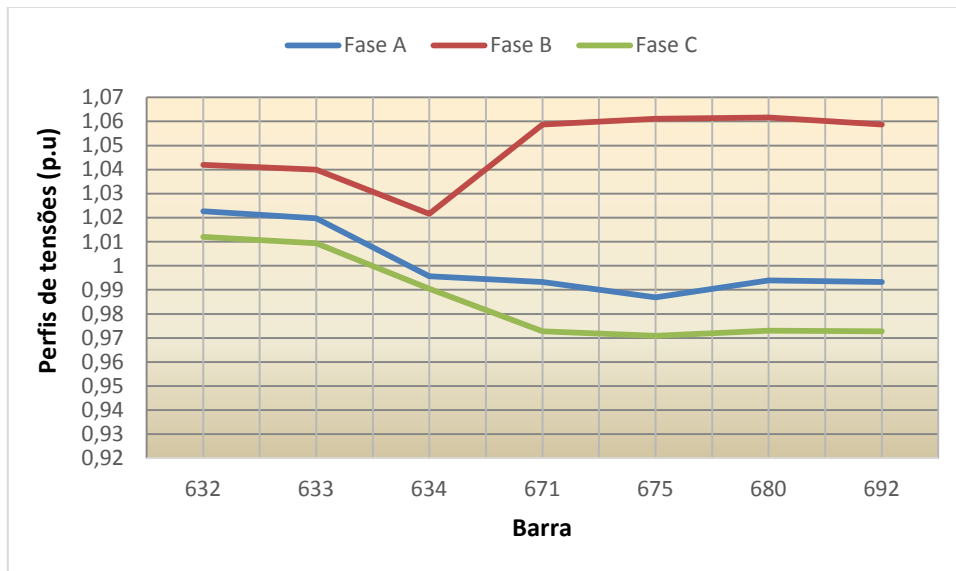
As figuras 41 e 42 mostram os perfis de tensões obtidos com a inserção da máquina tipo IV operando inicialmente com fator de potência 0,98 indutivo e em seguida com fator de potência 0,98 capacitivo.

Figura 41 - Perfis de tensões com a inserção da máquina tipo IV com FP = 0,98 Indutivo



Nota-se, de acordo com a figura 41 acima que os perfis de tensões em praticamente todas as barras do sistema pioram ficando fora dos limites operacionais exigidos, especialmente na fase B, têm-se os valores mais elevados nas barras 671 (1,0542 p.u), 675 (1,0566 p.u), 692 (1,0542 p.u) e 680 (1,0560 p.u).

Figura 42 - Perfis de tensões com a inserção da máquina tipo IV com FP =0,98 Capacitivo



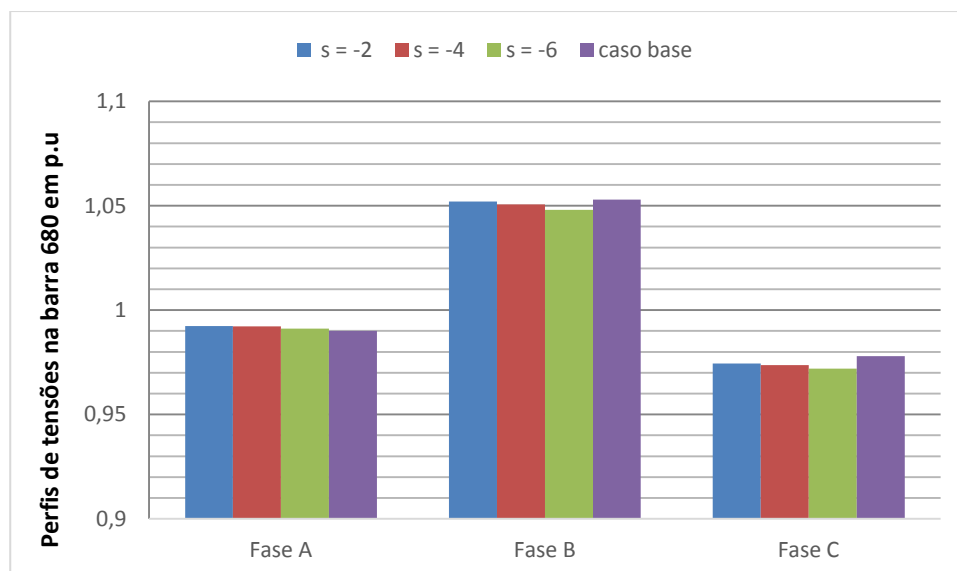
Analogamente ao caso anterior, pode-se perceber de acordo com a figura 42 que os perfis de tensões em praticamente todas as barras do sistema pioram ainda mais, quando a máquina do tipo IV passa a operar com fator de potência 0,98 capacitivo, ficando fora dos

limites normativos, especialmente na fase B, têm-se os valores mais elevados nas barras 671 (1,0587 p.u), 675 (1,0611 p.u), 692 (1,0587 p.u) e 680 (1,0616 p.u).

Tomando-se como base as figuras 41 e 42, conclui-se que a conexão direta da máquina do tipo IV no sistema, operando com fator de potência indutivo ou capacitivo, não é recomendada, uma vez que os perfis de tensões, principalmente na barra 680 (onde a máquina esta inserida), pioram se comparados com o caso base, ficando fora do limite de 1,05 p.u estabelecido na resolução n° 505.

A fim de quantificar de maneira mais precisa e mensurar o real impacto que a máquina do tipo II causa nos perfis de tensão, quando a mesma esta conectada diretamente no sistema de distribuição teste (IEEE 13 barras), com a opção de regular o escorregamento da máquina por meio da variação da sua resistência externa, será considerado apenas os perfis de tensões obtidos durante as simulações na barra 680, uma vez que esta é o ponto de conexão do aerogerador com as demais barras do sistema. Analisando primeiramente a figura 43, têm-se os perfis de tensões obtidos com a conexão da máquina tipo II operando com fator de potência 0,98 indutivo, com valores de escorregamentos de $s = -2\%$, $s = -4\%$ e $s = -6\%$ e para o caso base (sem a presença de aerogeradores).

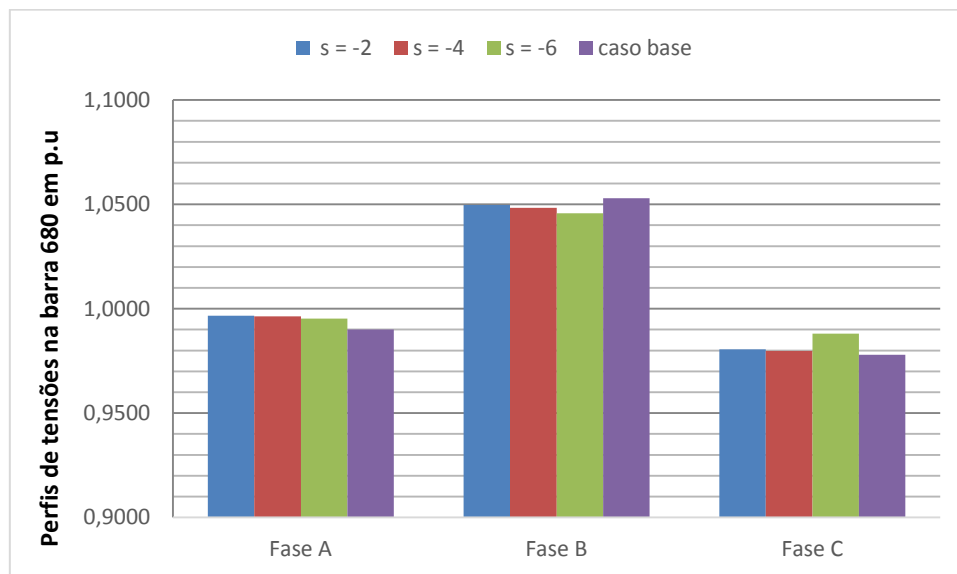
Figura 43 - Perfil de tensões na barra 680 para a máquina do tipo II com FP = 0,98 Indutivo



Com base na figura 43, pode-se perceber que a conexão da turbina eólica do tipo II reduz o perfil de tensão para o limite aceitável na fase B, um pouco abaixo de 1,05 p.u,

quando a mesma esta operando com uma faixa de escorregamento que pode variar de -4% a -6% e para as demais fases (A e C) o que se percebe é que a máquina tem uma leve tendência a induzir o sistema para operar com um valor de tensão próximo de 1 p.u. Já para a próxima figura abaixo, tem-se os perfis de tensões obtidos com a simulação da máquina tipo II operando com fator de potência 0,98 capacitivo, com valores de escorregamentos de $s = -2\%$, $s = -4\%$ e $s = -6\%$ e para o caso base.

Figura 44 - Perfil de tensões na barra 680 para a máquina do tipo II com FP = 0,98 Capacitivo



Fazendo uma comparação entre os perfis de tensões encontrados com a presença da máquina tipo II e o caso base pode-se perceber que a conexão da turbina eólica do tipo II operando com fator de potência 0,98 capacitivo reduz o perfil de tensão para o limite aceitável na fase B, quando o aerogerador esta operando com seu escorregamento variando -2% a -6% . Já para fases A e C, o que se percebe é que a máquina possui uma forte tendência a levar o sistema para uma operação com um valor de tensão próximo de 1 p.u., o que torna este tipo de configuração viável de ser aplicada na prática.

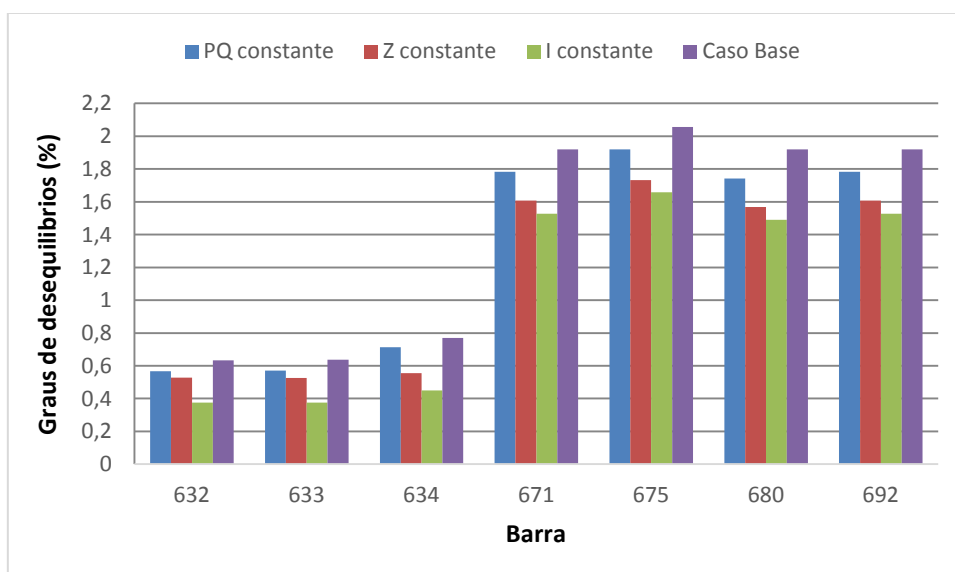
De uma forma geral, pode-se concluir que a inserção da máquina do tipo II, operando principalmente com fator de potência capacitivo, é a mais indicada em termos de perfis de tensão para operar no sistema de distribuição, se comparada com as do tipo I e IV, pois há melhora significativa se comparado ao caso base, uma vez que esta configuração induz o sistema a operar dentro dos limites previstos pela resolução n° 505 da ANEEL.

6.8 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DAS MODELAGENS DAS CARGAS NOS GRAUS DE DESEQUILÍBRIOS PARA AS MÁQUINAS DO TIPO I E TIPO IV

O sistema IEEE 13 barras em sua concepção original possui cargas com as mais diversas modelagens a depender de cada barra do sistema. Nesse tópico é investigada a influência da modelagem de cargas distribuídas, que estão presentes entre os nós 632 e 671 e das cargas concentradas (as demais barras do sistema), nos graus de desequilíbrios de tensão. Para tanto se inicia com a modelagem de todas as cargas com a potência constante (PQ), em seguida com impedância constante (Z) e finalmente é feita a simulação com corrente permanente (I). Vale ressaltar que para cada condição de simulação será comparado em termos técnicos a operação do gerador de indução (máquina tipo I) e do gerador síncrono (máquina tipo IV) com os dois tipos de fatores de potência de interesse para o estudo (capacitivo ou indutivo). É sabido que o modelo PQ é a forma mais comum para modelar as cargas do sistema, e a modelagem computacional das cargas pode alterar os desequilíbrios nas barras de um alimentador de distribuição.

A figura abaixo mostra os graus de desequilíbrios de tensão obtidos durante as simulações com a máquina do tipo I operando com fator de potência 0,98 indutivo e com as respectivas modelagens das cargas (potência, impedância ou corrente constantes).

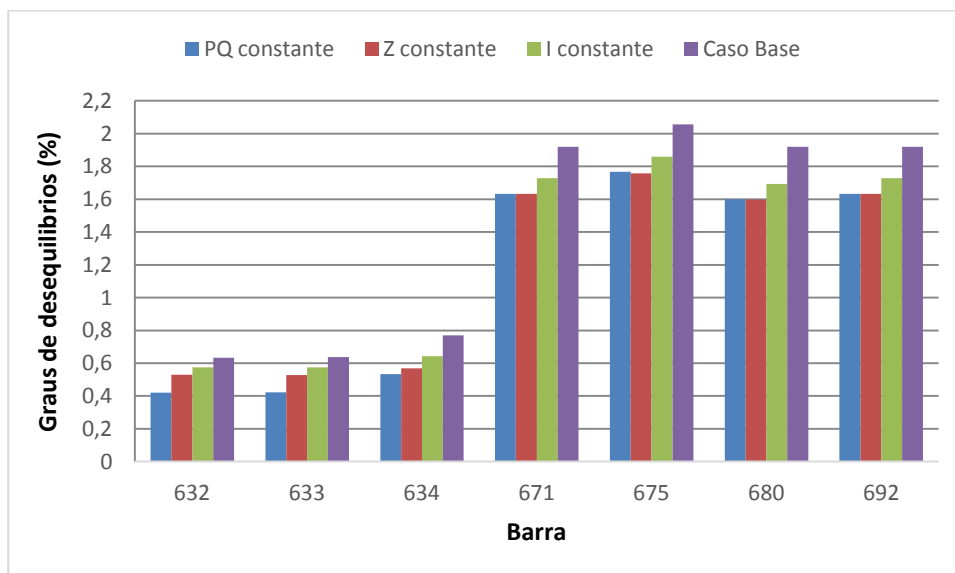
Figura 45 - Graus de desequilíbrios de tensão para a inserção da máquina do tipo I com FP = 0,98 Indutivo e com a modelagem das cargas



Analisando a figura 45 conclui-se que o caso base apresenta resultados mais elevados de desequilíbrios em todas as barras do sistema se comparado se comparado com a máquina de indução inserida no sistema juntamente com as três configurações e modelagens apresentadas. Nota-se que a modelagem da máquina tipo I com a cargas operando com corrente constante é a que apresenta os menores graus de desequilíbrios em todas as barras do sistema, na barra 680 onde a máquina esta inserida tem-se os seguintes valores: 1,9187% (sem a presença de aerogerador), 1,7421 % (para potência constante), 1,5690 % (para impedância constante) e 1,489390 % (para corrente constante). Então infere-se que a presença de um aerogerador operando com fator de potência de 0,98 indutivo no sistema de distribuição com uma das três modelagens fixas durante a simulação, com cada barra sendo mantida com apenas umas das três configurações, melhora os níveis de tensões do modelo simulado, com destaque quando as cargas estão operando com corrente constante.

Já a próxima figura exhibe os graus de desequilíbrios de tensão obtidos durante as simulações com a máquina do tipo I operando com fator de potência 0,98 capacitivo e com as respectivas modelagens das cargas.

Figura 46 - Graus de desequilíbrios de tensão para a inserção da máquina do tipo I com FP = 0,98 Capacitivo e com a modelagem das cargas

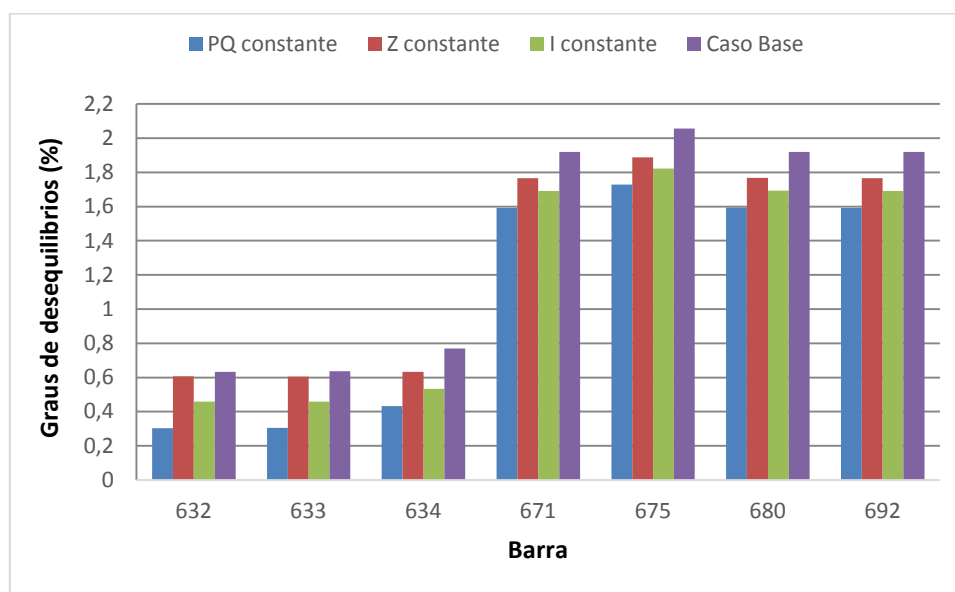


Tomando-se como base agora a figura 46, mais uma vez fica mostrado que o caso base apresenta os piores resultados de desequilíbrios em todas as barras do sistema se comparado com a máquina de indução operando com fator de potência capacitivo e com modelagens apresentadas. Desta vez a modelagem com a cargas operando com potência constante (PQ) é a

que apresenta os menores graus de desequilíbrios na maioria das barras do sistema, já na barra 680, o menor valor de queda de tensão se deu para a modelagem de todas as cargas com impedância constante, possuindo um valor de 1,5973 %, os demais valores foram de 1,603 % (para potência constante) e 1,6925 % (para corrente constante). Analogamente ao caso anterior pode-se concluir que a presença de um aerogerador operando com fator de potência de 0,98 capacitivo no sistema de distribuição, com cada barra sendo mantida com apenas umas das três configurações, melhora os níveis de tensão do modelo simulado, com os melhores resultados encontrados para a modelagem das cargas com potência constante.

Da mesma forma que foi investigada a influência da modelagem de cargas distribuídas e concentradas no gerador de indução será averiguada o seu efeito juntamente com a operação dos geradores síncronos inseridos na barra 680, quantificando também os graus de desequilíbrios de tensão. De início foi realizada a simulação das cargas com potência constante (PQ), em seguida com impedância constante (Z) e por último com corrente constante (I). Serão comparadas as características de funcionamento do gerador de síncrono com fator de potência igual a 0,98 indutivo e capacitivo. E por fim, realiza-se um comparativo com as características de operação do gerador de indução, identificando qual a configuração que apresenta melhores resultados quanto inserida no sistema de distribuição de energia elétrica. A próxima figura mostra os graus de desequilíbrios de tensão obtidos nas simulações com a máquina do tipo IV operando com fator de potência 0,98 indutivo e com as respectivas modelagens das cargas.

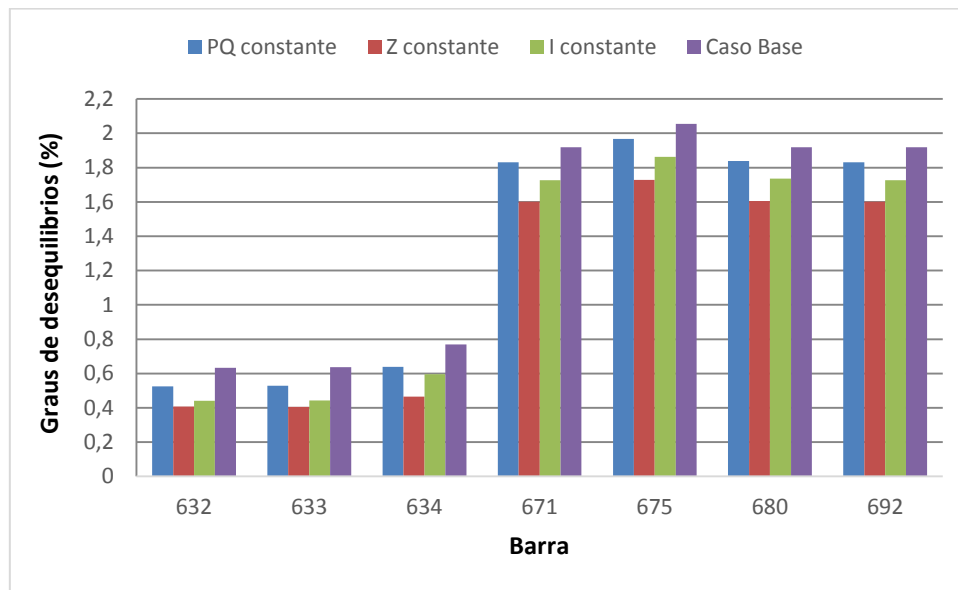
Figura 47 - Graus de desequilíbrios de tensão para operação da máquina do tipo IV com FP = 0,98 Indutivo e com a modelagem das cargas



Tomando-se como base a figura acima, novamente percebe-se que os graus de desequilíbrios com a modelagem das cargas são menores do que os do caso base, desta vez para o gerador síncrono conectado na barra 680 e operando com fator de potência indutivo. Os melhores resultados (desequilíbrios menores), desta vez são encontrados para a modelagem com potência constante, mais precisamente tem-se os seguintes valores na barra 680: 1,5931 % (para potência constante), 1,7671 % (para impedância constante) e 1,6931 % (para corrente constante). Então para esta configuração da máquina tipo IV a modelagem das cargas melhora os níveis de tensão do sistema, principalmente quando as cargas estão operando com potência constante.

Esta última figura mostra os graus de desequilíbrios de tensão obtidos desta vez com as simulações da máquina do tipo IV operando com fator de potência 0,98 capacitivo e com as respectivas modelagens das cargas nas barras.

Figura 48 - Graus de desequilíbrios de tensão para inserção da máquina do tipo IV com FP = 0,98 Capacitivo e com a modelagem das cargas



Desta vez, segundo a figura acima a modelagem com a cargas operando com impedância constante (Z) é a que apresenta os menores graus de desequilíbrios na maioria das barras do sistema, se comparado com o caso base, uma vez que para a barra 680, obteve-se um desequilíbrio de 1,6049 % para a modelagem de todas as cargas com impedância constante, de 1,8386 % para potência constante e de 1,7351 % para corrente constante. Também pode-se concluir que a inserção da máquina do tipo IV operando com fator de potência de 0,98 capacitivo, com cada barra sendo mantida com apenas umas das três configurações, melhora os níveis de tensão do sistema, com os melhores resultados desta vez sendo da modelagem das cargas com impedância constante.

6.9 COMPARAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS COM A INSERÇÃO DE GERADORES EÓLICOS E COM A MODELAGEM DAS CARGAS

Novamente nesta seção são analisadas as perdas no sistema, desta vez com a mudança da modelagem das cargas. A redução das perdas é importante, pois aumenta a eficiência global do sistema, reduzindo os seus custos operacionais e financeiros. Para cada modelagem das cargas as perdas no sistema do IEEE de 13 barras foram observadas tanto para a máquina do tipo I quanto para a do tipo IV.

A tabela abaixo mostra um paralelo das perdas totais, tanto em termos de potência ativa (kW) quanto em termos da potência reativa (kVAr), para o gerador de indução (tipo I) operando com fator de potência 0,98 indutivo e com cada uma das modelagens das cargas testadas.

Tabela 8 - Total de Perdas – Máquina do tipo I e Fator de potência 0,98 Indutivo com as modelagens das cargas

	FASE A (kW)	FASE A (kVAr)	FASE B (kW)	FASE B (kVAr)	FASE C (kW)	FASE C (kVAr)
Base	39.12	152.27	-4.562	42.11	76.14	128.45
PQ	32.883	134.558	-3.363	32.068	66.215	107.651
Z	33.662	125.869	-1.270	37.604	60.549	102.718
I	33.330	130.969	-2.258	35.002	64.057	106.631

a - Perdas totais (Caso Base): 110.70 kW e 322.83 kVAr

b - Perdas totais (PQ constante): 95.735 kW e 274.277 kVAr

c - Perdas totais (Z constante): **92.940 kW e 266.190 kVAr**

d - Perdas totais (I constante): 93.235 kW e 266.582 kVAr

Com base na tabela 8 nota-se que a inserção de um gerador de indução na barra 680 do sistema, produz uma melhora nas perdas de potência ativa e reativa nas três fases do sistema, independente se as cargas são modeladas com PQ, Z ou I constante, pois, se comparado com o caso base, as perdas totais de potência ativa e reativa sofrem uma redução significativa, principalmente pra a modelagem das cargas com impedância constante, em que há uma queda de 16,04 % nas perdas totais de potência ativa e de 17,54 % nas perdas totais de potência reativa. Já a tabela 9 abaixo é análoga à tabela 8 e quantifica a influência da máquina de indução, operando agora com fator de potência 0,98 capacitivo, e da modelagem das cargas nas perdas elétricas do sistema de distribuição teste.

Tabela 9 - Total de Perdas – Máquina do tipo I e Fator de potência 0,98 Capacitivo com as modelagens das cargas

	FASE A	FASE A	FASE B	FASE B	FASE C	FASE C
	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)
Base	39.12	152.27	-4.562	42.11	76.14	128.45
PQ	32.535	130.482	-3.645	32.089	64.346	104.011
Z	33.759	123.196	-1.775	37.524	58.934	99.102
I	33.459	127.769	-2.826	34.949	61.897	101.796

a - Perdas totais (Caso Base): 110.70 kW e 322.83 kVAr

b - Perdas totais (PQ constante): 93.235 kW e 266.582 kVAr

c - Perdas totais (Z constante): **90.918 kW e 259.822 kVAr**

d - Perdas totais (I constante): 92.530 kW e 264.514 kVAr

Novamente analisando a tabela acima nota-se que as perdas globais de potências ativas e reativas do sistema para a máquina do tipo I operando com fator de potência capacitivo, e sendo realizada a modelagem das cargas, são menores se comparado com o caso base. Novamente tem-se destaque para a modelagem com impedância constante que apresentou uma redução de 17,87 % nas perdas totais de potência ativa e uma queda de 19,52 % nas perdas totais de potência reativa, portanto com resultados superiores aos da máquina tipo I operando com fator de potência de 0,98 indutivo e com as mesmas modelagens das cargas.

Já a tabela 10 realiza uma comparação das perdas totais para o gerador síncrono (tipo IV) operando com fator de potência 0,98 indutivo e com cada uma das modelagens das cargas testadas.

Tabela 10 - Total de Perdas – Máquina do tipo IV e Fator de potência 0,98 Indutivo com as modelagens das cargas

	FASE A	FASE A	FASE B	FASE B	FASE C	FASE C
	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)
Base	39.12	152.27	-4.562	42.11	76.14	128.45
PQ	30.610	141.024	-5.119	28.107	72.280	111.873
Z	32.664	131.798	-3.550	34.314	64.954	104.152.
I	32.110	138.280	-4.571	31.296	69.329	108.842

a - Perdas totais (Caso Base): 110.70 kW e 322.83 kVAr

b - Perdas totais (PQ constante): 97.771 kW e 281.004 kVAr

c - Perdas totais (Z constante): **94.067 kW e 270.264 kVAr**

d - Perdas totais (I constante): 96.869 kW e 278.418 kVAr

O que se pode inferir analisando a tabela acima é que a simulação da inserção do gerador síncrono na barra 680 do também diminui as perdas de potência ativa e reativa nas três fases do sistema, com as cargas sendo modeladas com PQ, Z ou I constante, e em relação ao caso base, porém os resultados são um pouco inferiores do que os encontrados para a máquina do tipo I (principalmente em termos de potência reativa). Para este caso há uma queda de 15,03 % nas perdas totais de potência ativa e de 16,28 % nas perdas totais de potência reativa. Novamente a modelagem das cargas com impedância constante apresenta os melhores resultados. Por fim a tabela 11 abaixo, semelhantemente à tabela 10, mensura a influência do gerador síncrono, operando com fator de potência 0,98 capacitivo, e da modelagem das cargas, nas perdas elétricas do sistema IEEE 13 barras.

Tabela 11 - Total de Perdas – Máquina do tipo IV e Fator de potência 0,98 Capacitivo com as modelagens das cargas

	FASE A	FASE A	FASE B	FASE B	FASE C	FASE C
	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)
Base	39.12	152.27	-4.562	42.11	76.14	128.45
PQ	31.008	139.439	-6.395	28.548	71.328	107.555
Z	32.489	128.970	-4.165	34.059	63.558	100.445
I	32.313	134.495	-5.130	31.732	66.935	103.837

a - Perdas totais (Caso Base): 110.70 kW e 322.83 kVAr

b - Perdas totais (PQ constante): 95.941 kW e 275.541 kVAr

c - Perdas totais (Z constante): **91.883 kW e 263.474 kVAr**

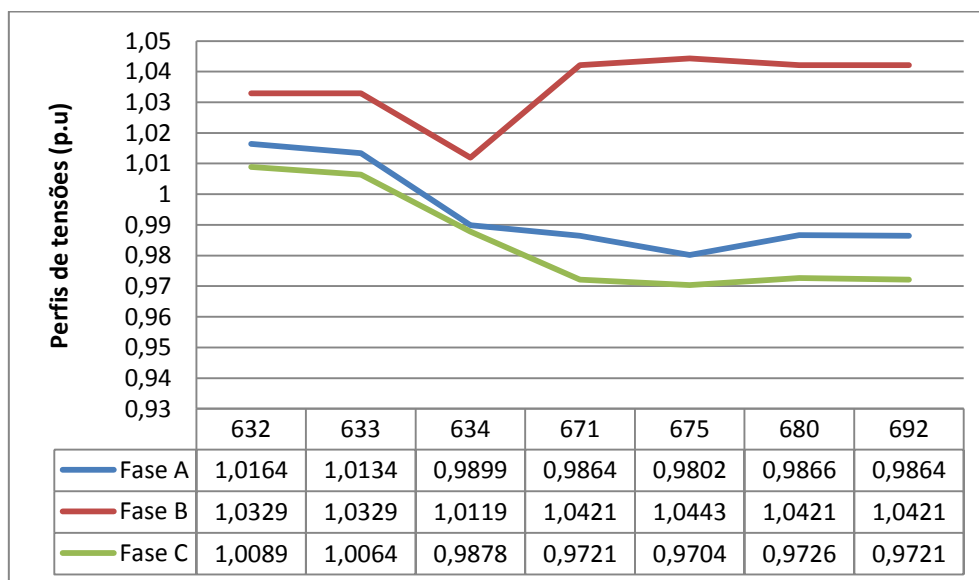
d - Perdas totais (I constante): 94.119 kW e 270.063 kVAr

Analisando a tabela 11, percebe-se que os melhores resultados mais uma vez são encontrados para a modelagem com Z constante, ficando apenas atrás em termos de menores perdas da modelagem do gerador de indução operando com fator de potência 0,98 capacitivo. De uma forma geral pode-se concluir que a modelagem das cargas se mostra uma alternativa interessante na busca de se diminuir as perdas do sistema elétrico, tanto em termos de potência ativa quanto em termos de potência reativa, independentemente se o aerogerador escolhido para ser instalado no sistema é do tipo I ou do tipo IV.

6.10 COMPARAÇÃO DOS PERFIS DE TENSÕES COM A INSERÇÃO DE GERADORES EÓLICOS TIPO I E IV E COM A MODELAGEM DAS CARGAS

Quando foi simulada a máquina tipo I com as três modelagens das cargas adotadas neste trabalho, alguns casos em particular não surtiram efeito no que diz respeito à diminuição da tensão para os níveis aceitáveis de acordo com a resolução n° 505 (entre 0,95 e 1,05 p.u). Particularmente na barra 680, que possui um perfil de tensão para o caso base de 1,0529 p.u, as modelagens com fator de potência 0,98 indutivo e com PQ constante e com fator de potência 0,98 capacitivo também para potência constante, que apresentaram perfis de tensões respectivamente de 1,0534 e 1,0510 p.u, não conseguiram, portanto, rebaixar seus valores para níveis permitidos pela legislação vigente. Já os melhores resultados, na barra 680, obtiveram-se com as modelagens de I constante nas cargas (1,0486 p.u) e Z constante (1,0462 p.u), para a máquina operando com fator de potência 0,98 capacitivo. E para I constante (1,0445 p.u) e Z constante (1,0421 p.u) com a máquina funcionando desta vez com fator de potência 0,98 indutivo. Esta última configuração inclusive esta sendo mostrada na figura 49.

Figura 49 - Perfis de tensões da máquina tipo I operando com FP =0,98 indutivo e Z constante

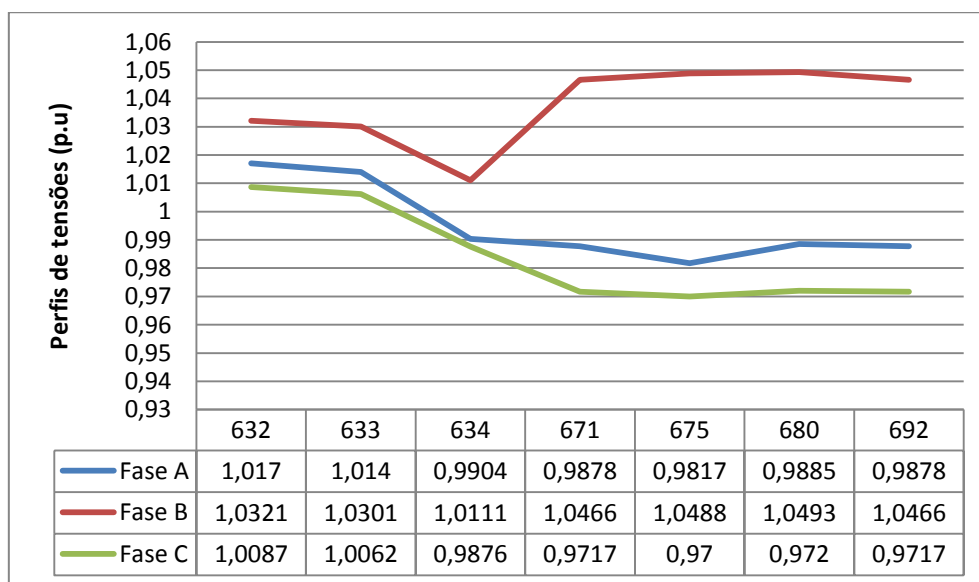


Pode-se perceber facilmente analisando figura 49 que, quando as cargas em todas as barras foram simuladas com impedância constante, todos os perfis de tensões nas barras e nas três fases ficaram situados dentro da faixa de operação da resolução n° 505 da ANEEL.

De forma semelhante simulando desta vez a máquina tipo IV, com as três modelagens das cargas adotadas neste trabalho, a maioria dos casos testados não produziram perfis de tensões dentro dos níveis aceitáveis na resolução nº 505. Particularmente na barra 680, os valores encontrados foram nas metades das simulações superiores a 1,05 p.u. As modelagens com fator de potência 0,98 indutivo e com PQ, Z e I constantes apresentaram perfis de tensões respectivamente de 1,0559, 1,0509 e 1,0537 p.u, mostrando, portanto que esta máquina operando com tais configurações tecnicamente não se mostrou viável para ser inserida no sistema de distribuição IEEE 13 barras, pelos motivos citados acima.

Por fim, quando foi simulado o gerador síncrono operando com fator de potência capacitivo, obteve-se apenas um resultado condizente com o que rege a norma no que diz respeito à variação de tensão, uma vez que, considerando a barra 680, para a modelagem com PQ, Z e I constantes, os perfis de tensões foram de 1,0621 p.u, 1,0493 p.u e 1,0519 p.u respectivamente. O melhor resultado (para fator de potência capacitivo e Z constante) é mostrado na figura 50 logo abaixo.

Figura 50 - Perfis de tensões da máquina tipo IV operando com FP =0,98 capacitivo e Z constante



De acordo com a figura 50, quando todas as cargas nas barras foram simuladas com impedância constante e com máquina do tipo IV operando com fator de potência 0,98 capacitivo, os perfis de tensões nas barras e nas três fases ficaram situados dentro da faixa de

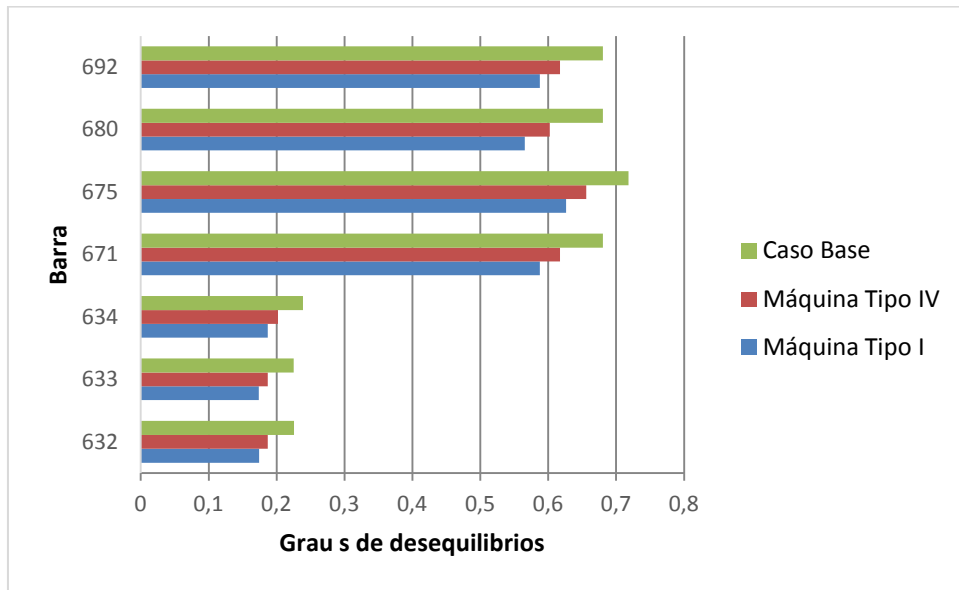
operação da resolução nº 505 da ANEEL, porém este caso se configurou uma exceção, uma vez que na maioria das simulações os perfis de tensões ficaram superiores aos admissíveis, o que implica em uma restrição técnica bastante importante na utilização do gerador síncrono operando com umas das três modelagens de cargas propostas.

6.11 RELAÇÃO ENTRE OS GRAUS DE DESEQUILÍBRIOS PARA O REGIME DE CARGA LEVE COM A INSERÇÃO DAS MÁQUINAS DO TIPO I E TIPO IV NA BARRA 680

Para obter resultados de simulações com o sistema de distribuição operando em regime de carga leve, todas as cargas (concentradas e distribuídas) do sistema 13 barras foram relacionadas numa planilha e o valor de cada potência por fase, tanto a parte ativa (kW) e reativa (kVAr), foi dividido por três e o resultado obtido foi colocado no respectivo nó do sistema no lugar dos valores de cargas originais. Novamente foram calculados os graus de desequilíbrios nas barras, as perdas elétricas e os perfis de tensões, tanto sem a presença de aerogeradores quanto como a inserção dos mesmos na rede de distribuição.

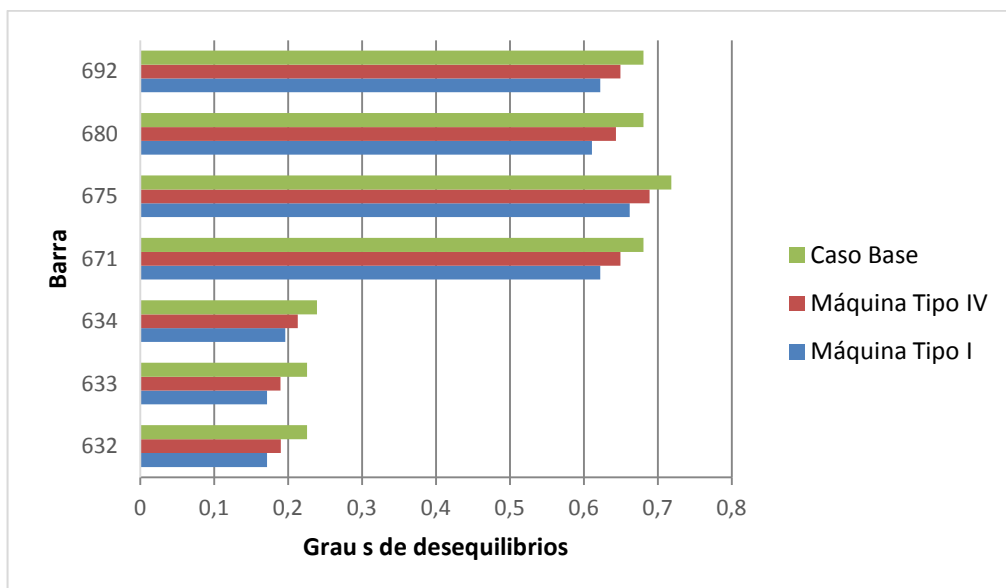
A figura 51 abaixo mostra que quando o sistema esta operando com o regime de cargas leves e com a operação das máquinas eólicas, os graus de desequilíbrios caem em relação ao caso base em todas as barras, tanto para a inserção (na barra 680) das máquinas tipo I quanto para o tipo IV, ambas operando com fator de potência indutivo, o que evidencia que para este tipo de modelagem a inserção de uma turbina eólica no sistema de distribuição não causará nenhum prejuízo técnico em termos de queda de tensão no sistema, ao contrário, os graus de desequilíbrios ficam situados numa faixa de valores bem mais aceitáveis em todas as barras do sistema, principalmente para o gerador de indução (máquina tipo I).

Figura 51 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção das máquinas tipo I e IV com CARGA LEVE e FP = 0,98 INDUTIVO



Por sua vez a figura abaixo também mostra praticamente os mesmos resultados da figura anterior, comprovando que com a inserção das máquinas tipo I ou tipo IV, desta vez com ambas operando com fator de potência 0,98 capacitivo, e com o regime de carga leve, os graus de desequilíbrios no sistema são melhorados, deixando-os numa faixa de valores menores do que o caso base, novamente com destaque para a simulação com o gerador de indução operando no sistema.

Figura 52 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção das máquinas tipo I e IV com CARGA LEVE e FP = 0,98 CAPACITIVO



De uma forma sucinta, pode-se concluir que quando o sistema de distribuição esta operando com uma demanda de carga a um terço da sua operação normal, mesmo com a inserção de uma turbina eólica na barra 680, os graus de desequilíbrios de tensões sofrem uma redução, uma vez que os condutores são menos solicitados em termos de condução de corrente (devido a potências menores nas barras), o que gera uma operação que se aproxima de condições vazias de funcionamento do sistema.

6.12 INFLUÊNCIA DA OPERAÇÃO EM CARGA LEVE DO SISTEMA NAS PERDAS ELÉTRICAS COM A INSERÇÃO DAS MÁQUINAS DO TIPO I E TIPO IV

Nesta seção são quantificadas as perdas de potência ativa e reativa quando o sistema esta operando com o regime de carga leve, em que se espera uma diminuição significativa das mesmas uma vez que o carregamento do sistema é reduzido a um terço em todas as fases e barras do sistema. É feito um comparativo nas tabelas 12 e 13 em relação ao caso base, para o gerador de indução e o gerador síncrono trabalhando com fator de potência 0,98 indutivo e 0,98 capacitivo, também com o regime de carga leve no sistema IEEE 13 barras.

Tabela 12 - Total de Perdas para as máquinas tipo I e IV com fator de potência 0,98 Indutivo operando em regime de carga leve

	FASE A (kW)	FASE A (kVAr)	FASE B (kW)	FASE B (kVAr)	FASE C (kW)	FASE C (kVAr)
Caso base	5.231	13.113	0.277	6.438	6.073	12.446
Tipo I	3.155	7.503	0.543	3.485	3.302	6.219
Tipo IV	2.882	7.738	0.482	3.288	3.703	6.394

a - Perdas totais (Caso Base): 11.582 kW e 31.997 kVAr

b - Perdas totais (Tipo I): **7.000 kW e 17.207 kVAr**

c - Perdas totais (Tipo IV): **7.066 kW e 17.420 kVAr**

Analisando a da tabela acima se pode concluir que a operação do sistema com carga leve e com a inserção do gerador de indução ou síncrono na barra 680 (operando com fator de potência indutivo), diminui consideravelmente as perdas de potência ativa e reativa nas três fases do sistema se comparado com o caso base. A maior queda das perdas em relação ao caso base ocorre com a máquina tipo I, com uma redução de 39,56 % nas perdas de potência ativa e de 46,22 % nas perdas de potência reativa.

Semelhantemente a tabela anterior, a próxima tabela desta vez mostra as perdas de potência para as máquinas operando com fator de potência capacitivo, e novamente com o regime de carga leve sendo simulado no sistema 13 barras da IEEE.

Tabela 13 - Total de Perdas para as máquinas tipo I e IV com fator de potência 0,98 Capacitivo operando em regime de carga leve

	FASE A (kW)	FASE A (kVAr)	FASE B (kW)	FASE B (kVAr)	FASE C (kW)	FASE C (kVAr)
Caso base	5.231	13.113	0.277	6.438	6.073	12.446
Tipo I	3.289	7.029	0.674	4.258	3.290	6.865
Tipo IV	3.140	7.568	0.472	4.283	3.763	6.734

a - Perdas totais (Caso Base): 11.582 kW e 31.997 kVAr

b - Perdas totais (Tipo I): **7.254 kW e 18.152 kVAr**

c - Perdas totais (Tipo IV): **7.375 kW e 18.585 kVAr**

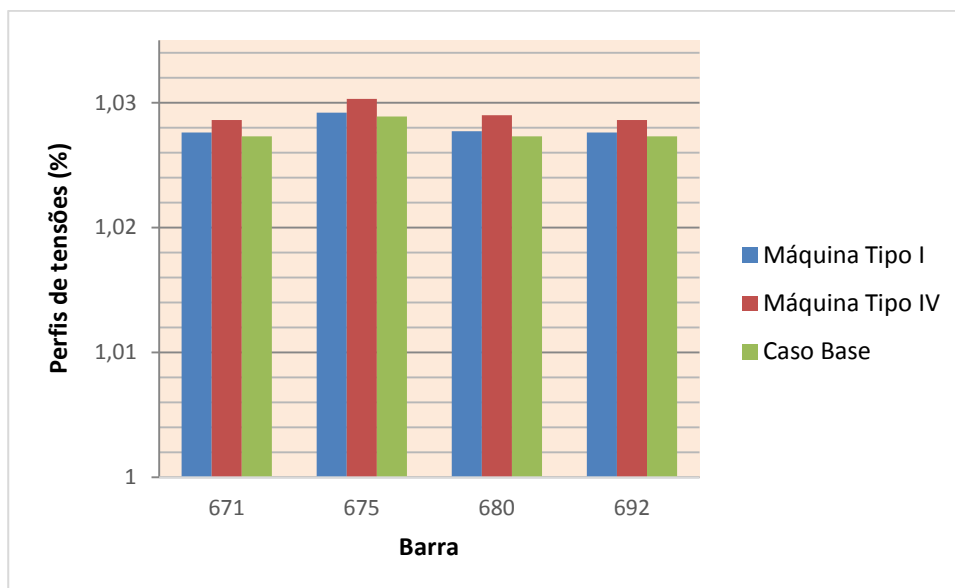
Nota-se novamente que de acordo com a tabela 13 a operação do sistema com carga leve e com a inserção do gerador de indução ou síncrono na barra 680, desta vez trabalhando com fator de potência de 0,98 capacitivo, também diminui eficientemente as perdas de potência ativa e reativa nas três fases do sistema se comparado com o caso base, possuindo valores um pouco superiores se comparados as simulações com fator de potência indutivo das máquinas. A maior queda das perdas em relação ao caso base ocorre mais uma vez para a máquina tipo I, com uma redução de 37,36 % nas perdas de potência ativa e de 43,27 % nas perdas de potência reativa.

Em suma, a inserção de um gerador eólico, e conseqüentemente mais potência injetada na rede elétrica, se mostra uma alternativa bastante eficaz para diminuir as perdas elétricas do sistema (neste caso com regime de cargas leves), o que é um fator importante a ser considerado principalmente para o caso de gerações de pequeno porte (até alguns MVA), em que a redução nas perdas de potência implica de forma mais intensa na parcela de potência gerada e transmitida pela rede elétrica.

6.13 ANÁLISE DOS PERFIS DE TENSÕES PARA O REGIME DE CARGA LEVE COM AS MÁQUINAS DO TIPO I E TIPO IV EM OPERAÇÃO

Para o regime de carga leve os perfis de tensões em todas as barras ficaram dentro dos limites estabelecidos por norma, mais precisamente na faixa de 1,02 a 1,03 p.u, independente do tipo da máquina (gerador de indução ou síncrono) e do fator de potência adotado (0,98 capacitivo ou indutivo). Nas próximas figuras serão mostradas os perfis de tensões apenas na fase B das barra 671, 675, 680 e 692 uma vez que, para o regime de cargas pesadas, apenas nessa fase e nessas barras os valores de tensões estavam acima de 1,05 p.u, desta forma pode-se traçar um comparativo dos benefícios ou impactos que as máquinas tipo I e IV operando com regime de carga leve do sistema, possam vir a ocasionar no sistema de distribuição de energia elétrica.

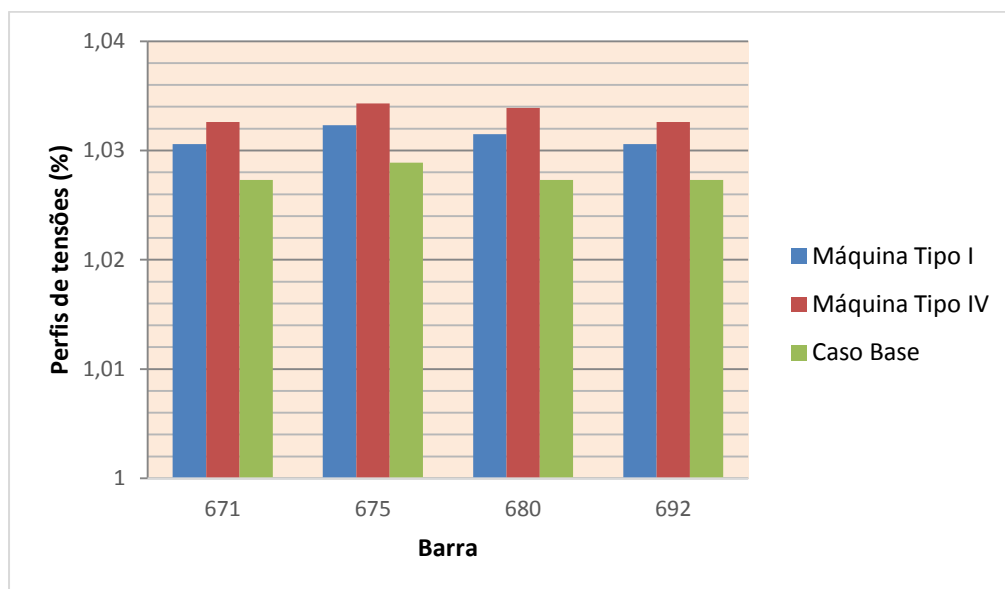
Figura 53 - Perfis de tensões para o regime de carga leve e com a inserção das máquinas eólicas operando com fator de potência 0,98 Indutivo



Investigando a figura acima, pode-se constatar que para o regime de cargas leve e com a inserção das máquinas tipo I e IV todos os perfis de tensões nas barras que apresentavam valores críticos passaram a operar com níveis de tensões próximas de 1,03 p.u, principalmente para a máquina tipo IV, o que caracteriza o modo de cargas leve como uma boa alternativa para induzir o sistema a operar dentro dos limites admissíveis de tensões, proporcionando então uma maior qualidade das tensões entregues nos terminais consumidores

do sistema. Já a próxima figura mostra as máquinas desta vez operando com fator de potência capacitivo, também para o regime de cargas leve.

Figura 54 - Perfis de tensões para o regime de carga leve e com a inserção das máquinas eólicas operando com fator de potência 0,98 Capacitivo



Novamente tomando-se como base a figura acima, percebe-se que as tensões ficaram um pouco superiores a 1,03 p.u em todas as barras, exceto para o caso base do regime de cargas leves, com a máquina tipo IV, operando com o nível um acima da máquina do tipo I, de qualquer forma os valores em todas as barras ficaram dentro dos limites aceitáveis pela resolução n° 505 de 2001.

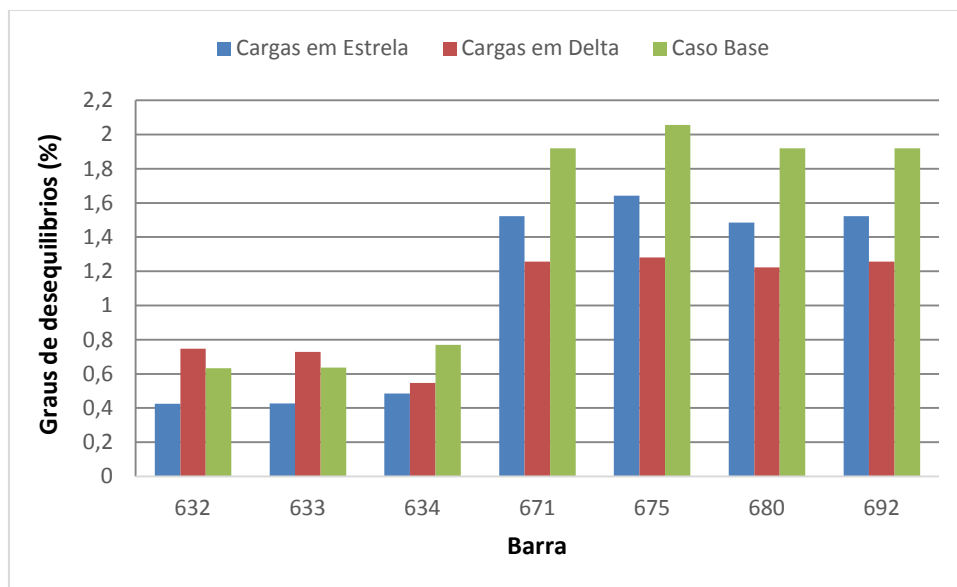
Durante todas as simulações o regime de cargas leve se mostrou como uma possibilidade eficaz para conduzir o sistema a operar de acordo com alguns limites técnicos impostos pela legislação vigente, como no caso dos limites para os módulos das tensões nas barras, e também a viabilidade da diminuição dos desequilíbrios de tensões e das perdas elétricas nos sistemas de distribuição de energia, porém este regime nem sempre pode ser utilizado na prática uma vez que o sistema elétrico está em constante crescimento com a adesão de novos consumidores com novas cargas aumentando assim a demanda de consumo de energia elétrica e conseqüentemente piorando esses parâmetros técnicos.

6.14 COMPARAÇÃO DOS GRAUS DE DESEQUILÍBRIOS COM A INSERÇÃO DAS MÁQUINAS DO TIPO I E IV COM A MUDANÇA DE CONEXÕES DAS CARGAS

Outra forma de verificar o comportamento do sistema operando com os geradores estudados é averiguar a influência que a forma de conexão tanto das cargas concentradas quanto das cargas distribuídas causa no processo de fluxo de potência trifásico. Foi realizado o seguinte procedimento: todas as cargas do sistema inicialmente foram simuladas conectadas em Y (estrela), e os principais parâmetros tais com graus de desequilíbrios, perfis de tensões e perdas globais foram calculados tanto para o gerador de indução quanto para o síncrono. Em seguida todas as cargas do sistema foram conectadas em D (delta) e novamente foi processado o fluxo de potência trifásico, sendo coletados mais uma vez os principais dados do sistema. Nesta seção será dado enfoque aos graus de desequilíbrios obtidos durante as simulações inicialmente com as máquinas operando com fator de potência 0,98 indutivo e 0,98 capacitivo, com as respectivas mudanças de conexões das cargas propostas.

A primeira figura mostra os graus de desequilíbrios obtidos com a inserção do gerador de indução na barra 680, operando com fator de potência indutivo, e com a modelagem do tipo de conexão das cargas nas barras (em estrela ou delta).

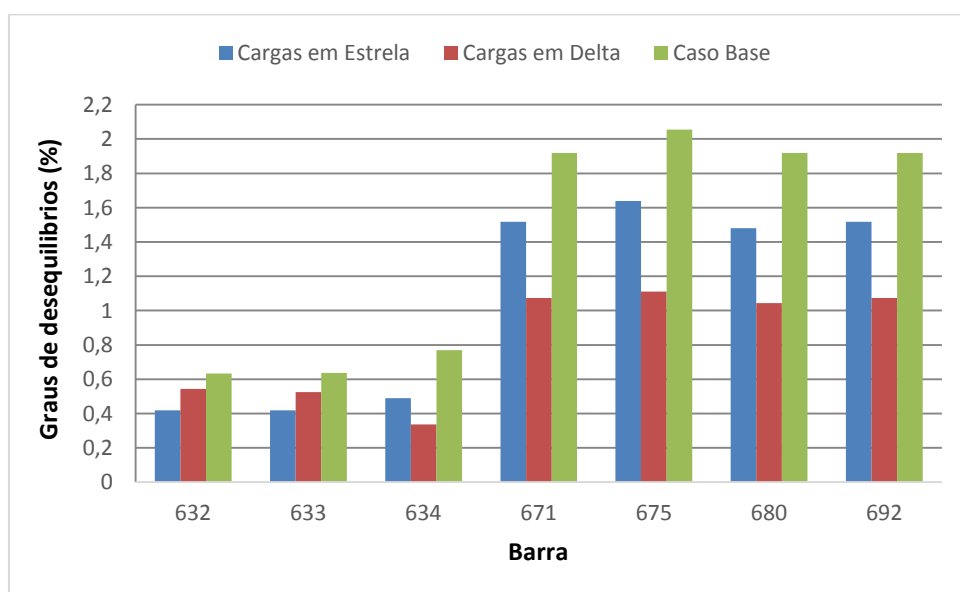
Figura 55 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção do gerador de indução com cargas ligadas em DELTA ou ESTRELA e FP = 0,98 INDUTIVO



A figura 55 mostra que quando as cargas estão modeladas com apenas um tipo de conexão os graus de desequilíbrios na maioria das barras são menores que para o caso base, isto porque, apesar da conexão em estrela apresentar desequilíbrios menores que o caso base em todas as barras, os resultados obtidos com a ligação em delta, ficaram acima do caso base e da conexão em estrela, em termos absolutos, nas barras 632 e 633, mesmo sendo melhores nas barras mais distantes da geração ou nó fonte (nó 651). Considerando a barra 680 (onde a máquina esta ligada), têm-se os seguintes valores: 1,48 % (para a conexão em estrela), 1,22 % (para a conexão em delta), contra 1,92 % (para o caso base).

Já a próxima figura apresenta os graus de desequilíbrios encontrados com a simulação do gerador de indução trabalhando desta vez com fator de potência de 0,98 capacitivo, e novamente é feita modelagem do tipo de conexão das cargas nas barras.

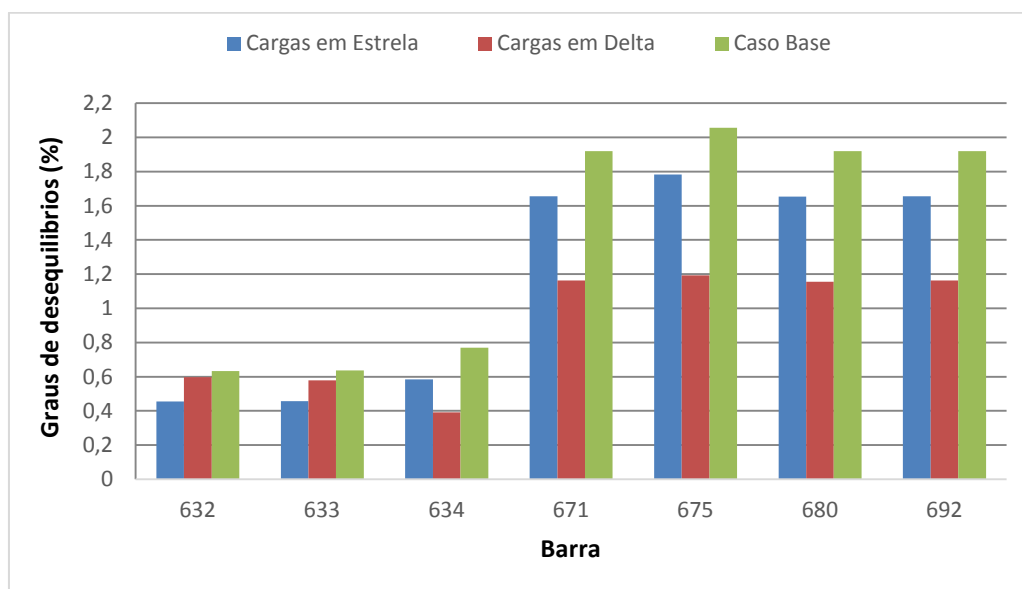
Figura 56 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção do gerador de indução com cargas ligadas em DELTA ou ESTRELA e FP = 0,98 CAPACITIVO



Analisando a figura acima se percebe que quando as cargas estão modeladas com apenas um tipo de conexão os graus de desequilíbrios em todas as barras são menores que para o caso base, sendo que conexão em estrela mostrou-se mais eficaz que o caso base nas barras 632 e 633, enquanto que os resultados encontrados com a modelagem das cargas ligadas em delta foram melhores que o caso base nas barras 634, 671, 675, 692 e 680, esta última particularmente com os seguintes valores de desequilíbrios: também de aproximadamente 1,48 % para a conexão em estrela e de 1,04 % para a conexão em delta.

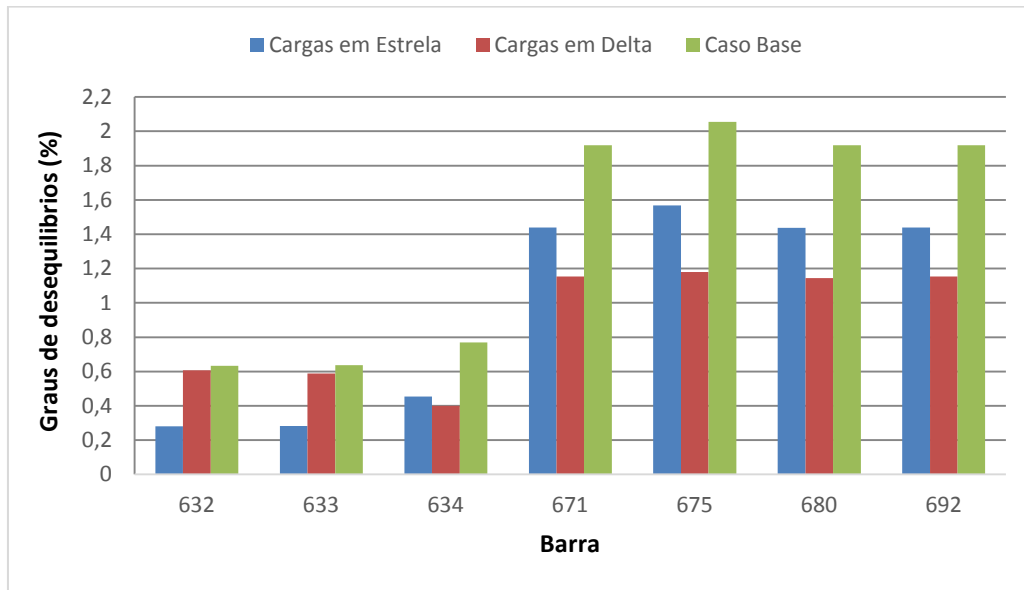
Foram comparadas também as características de funcionamento, em termos de graus de desequilíbrios das barras do gerador síncrono (máquina do tipo IV) operando com fator de potência de 0,98 indutivo e capacitivo, com a mudança de conexão das cargas para em estrela ou delta. E por fim, realizou-se um comparativo com as duas máquinas testadas, identificando qual configuração apresenta melhores resultados quanto inserida no sistema de distribuição de energia elétrica. Na figura abaixo, são mostrados os resultados conseguidos com a máquina tipo IV trabalhando com fator de potência 0,98 indutivo inicialmente, com as respectivas conexões das cargas.

Figura 57 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção do gerador síncrono com cargas ligadas em DELTA ou ESTRELA e FP = 0,98 INDUTIVO



Nota-se que de acordo com a figura acima os graus de desequilíbrios em todas as barras são menores que para o caso base, também para o gerador síncrono, juntamente com a mudança da conexão das cargas, sendo que a ligação em delta foi a que apresentou o menor percentual de desequilíbrios na maioria das barras, especialmente para a barra 680 os valores foram de: 1,65 % para a conexão em estrela, de 1,15 % para a conexão em delta, menores, portanto que o caso base (1,92 %). Por sua vez a figura 58, mostra os graus de desequilíbrios, com a máquina tipo IV operando com fator de potência 0,98 capacitivo e com as respectivas conexões das cargas.

Figura 58 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção do gerador síncrono com cargas ligadas em DELTA ou ESTRELA e FP = 0,98 CAPACITIVO



Desta vez com a simulação do gerador trabalhando com fator de potência 0,98 capacitivo, os resultados foram praticamente os mesmos já descritos acima, uma vez que os graus de desequilíbrios em todas as barras são menores que para o caso base, a maior diferença se deu nas barras 632 e 633, pois os graus de desequilíbrios para a conexão em estrela foram de 0,280 % e 0,283 % respectivamente, ficando abaixo da metade se comparado com o caso base (0,633 % e 0,637 %) e abaixo da própria conexão em delta (0,597 % e 0,579 %).

De uma forma geral a prática de conectar as cargas do sistema de distribuição com apenas uma tipo de configuração (delta ou estrela), se mostrou eficaz para diminuir os desequilíbrios de tensões em todas as simulações realizadas durante este trabalho, sendo portando uma ação que pode ser exigida pela concessionária de energia e executada pelos consumidores durante um possível planejamento de extensão de uma rede elétrica.

6.15 COMPARAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS COM A MUDANÇA DE CONEXÕES DAS CARGAS

Nesta seção foram simuladas quatro situações de operação dos aerogeradores, tanto para as máquinas tipo I quanto para o tipo IV, são elas: fator de potência de 0,98 indutivo ou capacitivo, juntamente com a conexão das cargas em delta ou estrela. Em todos os casos os resultados de perdas obtidos ficaram abaixo do caso base. As tabelas 14 e 15 abaixo mostram um comparativo das perdas totais, em termos de potência ativa (kW) e de potência reativa (kVAr), para o gerador de indução operando com fator de potência indutivo e capacitivo respectivamente, com as possíveis ligações das cargas.

Tabela 14 - Total de Perdas – Gerador de indução com FP = 0,98 – Indutivo e com a mudança de conexão das cargas

	FASE A (kW)	FASE A (kVAr)	FASE B (kW)	FASE B (kVAr)	FASE C (kW)	FASE C (kVAr)
Caso base	39.12	152.27	-4.562	42.11	76.14	128.45
Delta	33.091	69.075	13.187	64.878	29.590	85.408
Estrela	19.638	111.196	8.828	40.539	71.784	130.788

a - Perdas totais (Caso Base): 110.70 kW e 322.83 kVAr

b - Perdas totais (Ligação em delta): **75.869 kW e 219.361 kVAr**

c - Perdas totais (Ligação em estrela): **100.250 kW e 282.523 kVAr**

Tabela 15 - Total de Perdas – Gerador de indução com FP = 0,98 – Capacitivo e com a mudança de conexão das cargas

	FASE A (kW)	FASE A (kVAr)	FASE B (kW)	FASE B (kVAr)	FASE C (kW)	FASE C (kVAr)
Caso base	39.12	152.27	-4.562	42.11	76.14	128.45
Delta	31.771	65.272	13.337	62.760	28.379	83.598
Estrela	19.906	108.317	7.744	39.761	69.267	123.957

a - Perdas totais (Caso Base): 110.70 kW e 322.83 kVAr

b - Perdas totais (Ligação em delta): **73.486 kW e 211.629 kVAr**

c - Perdas totais (Ligação em estrela): **96.917 kW e 272.035 kVAr**

Por meio da análise das tabelas acima, pode-se perceber que as melhores reduções das perdas se deram para a máquina do tipo I operando com fator de potência indutivo com as conexões das cargas em delta em que houve uma queda de 31,46 % nas perdas totais de potência ativa e uma diminuição de 32,05 % nas perdas totais de potência reativa. E para o

fator de potência capacitivo, também com cargas ligadas em delta com uma redução de 33,61 % nas perdas totais de potência ativa e uma queda de 34,44 % nas perdas totais de potência reativa

Já as tabelas 16 e 17 logo abaixo são análogas as anteriores e quantifica a influência que o gerador síncrono, juntamente com a conexão das cargas, produz nas perdas elétricas do sistema. Inicialmente são mostrados os resultados na tabela 16 para a máquina trabalhando com fator de potência indutivo e a tabela 17 mensura as perdas para uma operação com fator de potência capacitivo.

Tabela 16 - Total de Perdas – Gerador síncrono com FP = 0,98 – Indutivo e com a mudança de conexão das cargas

	FASE A (kW)	FASE A (kVAr)	FASE B (kW)	FASE B (kVAr)	FASE C (kW)	FASE C (kVAr)
Caso base	39.12	152.27	-4.562	42.11	76.14	128.45
Delta	31.402	66.329	14.101	63.496	30.349	89.849
Estrela	17.054	117.604	5.915	34.945	79.590	137.392

a - Perdas totais (Caso Base): 110.70 kW e 322.83 kVAr

b - Perdas totais (Ligação em delta): **75.851 kW e 219.673 kVAr**

c - Perdas totais (Ligação em estrela): **102.559 kW e 289.941 kVAr**

Tabela 17 - Total de Perdas – Gerador síncrono com FP = 0,98 – Capacitivo e com a mudança de conexão das cargas

	FASE A (kW)	FASE A (kVAr)	FASE B (kW)	FASE B (kVAr)	FASE C (kW)	FASE C (kVAr)
Caso base	39.12	152.27	-4.562	42.11	76.14	128.45
Delta	29.752	63.158	13.629	60.362	29.730	87.408
Estrela	17.552	114.058	5.072	35.139	76.572	130.232

a - Perdas totais (Caso Base): 110.70 kW e 322.83 kVAr

b - Perdas totais (Ligação em delta): **73.112 kW e 210.928 kVAr**

c - Perdas totais (Ligação em estrela): **99.196 kW e 279.428 kVAr**

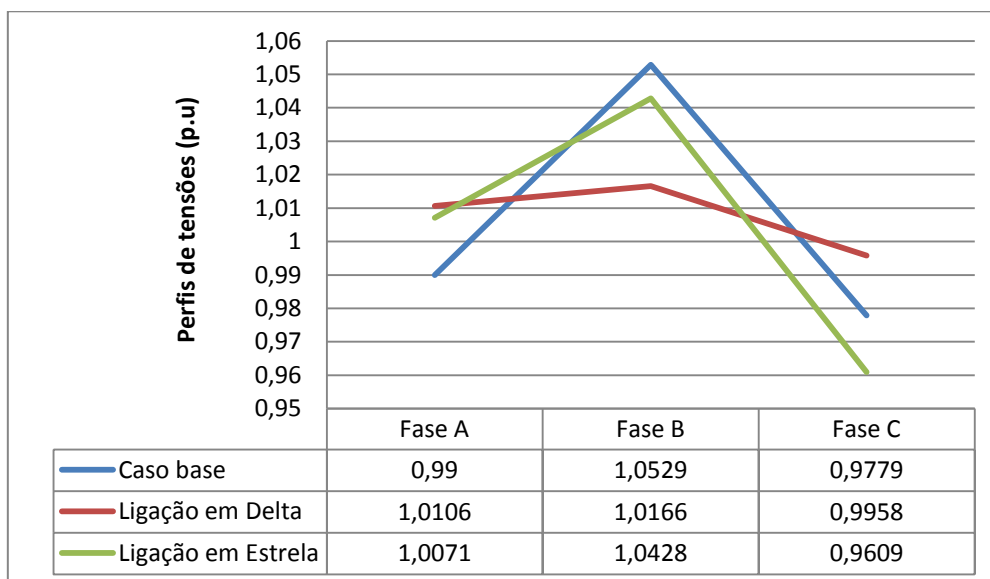
Analisando as tabelas, percebe-se novamente que as menores perdas são encontradas quando as cargas do sistema IEEE13 barras estão todas conectadas em delta, independente se o fator de potência dos geradores é indutivo ou capacitivo. Os resultados em termos de porcentagem de diminuição das perdas são praticamente iguais para o gerador síncrono e o de

indução, com as respectivas conexões das cargas, o que evidencia mais uma vez que a manutenção de apenas um tipo conexão durante a operação do sistema elétrico é vantajosa em termos de queda nas perdas elétricas, pois as mesmas chegam a cair mais de um terço em relação ao caso base dependendo a configuração da máquina que for adotada.

6.16 ANÁLISE DOS PERFIS DE TENSÕES COM A MUDANÇA DE CONEXÕES DAS CARGAS

Com o objetivo de realizar uma análise mais direta do impacto da mudança de conexão das cargas (delta ou estrela) nos perfis de tensões do sistema de distribuição teste, serão analisadas as tensões obtidas na barra 680, justamente onde foram inseridas as máquinas tipo I e em seguida a máquina tipo IV. As figuras 59 e 60 abaixo mostram os perfis de tensões obtidos na barra 680 para a operação da máquina tipo I operando com o fator de potência 0,98 indutivo e 0,98 capacitivo respectivamente, com as duas ligações das cargas testadas.

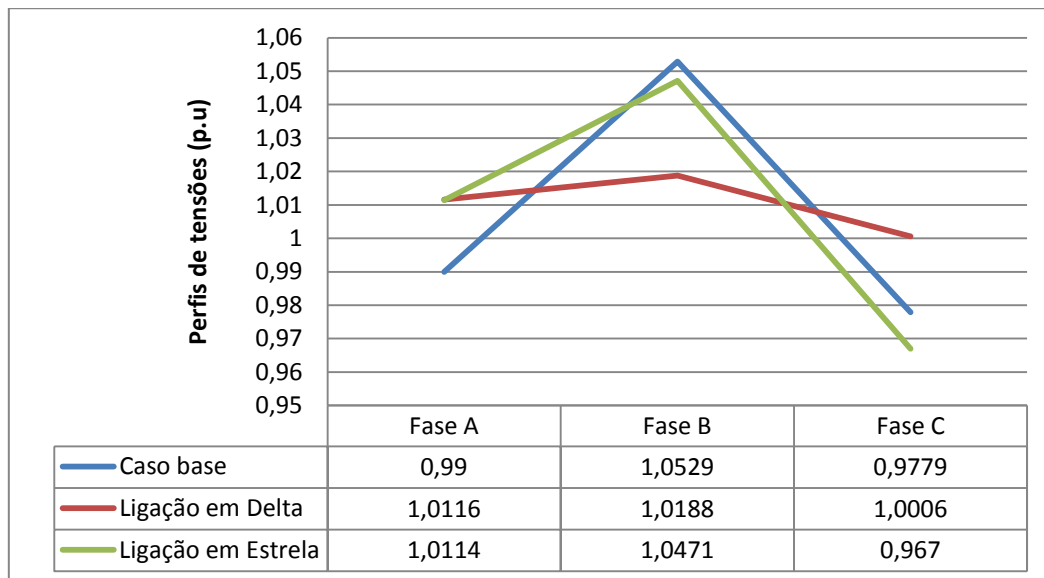
Figura 59 - Perfis de tensões com a conexão da máquina tipo I operando com FP = 0,98 Indutivo e com a mudança de conexão das cargas



Analisando estas duas figuras percebe-se que os perfis de tensões para os dois tipos de ligações das cargas ficaram dentro dos limites estabelecidos pela resolução n° 505, nas três fases, inclusive com os módulos muito próximos nas respectivas fases, independente se o fator de potência da máquina foi indutivo ou capacitivo. Principalmente para a fase B onde o caso base registra 1,0529 p.u (valor acima do aceito pela resolução), a ligação em delta apresentou uma melhora significativa nessa fase fixando uma perfil de tensão de 1,0166 p.u

para o fator de potência indutivo e de 1,0188 p.u para o fator de potência capacitivo, estando, portanto, dentro dos limites admissíveis.

Figura 60 - Perfis de tensões com a inserção da máquina tipo I operando com FP = 0,98 Capacitivo e com a mudança de conexão das cargas



Já de acordo com as figuras 61 e 62, quando é simulada a inserção da máquina síncrona no sistema de distribuição com as respectivas conexões das cargas, percebe-se que a ligação estrela na fase B, independente do tipo de fator de potência, não conseguiu fazer com que o perfil de tensão ficasse dentro da norma, pois o seu valor foi de 1,0531 p.u para a máquina operando com fator de potência indutivo e de 1,0504 p.u para a máquina trabalhando com fator de potência capacitivo, o que evidencia que a máquina síncrona não deve ser empregada quando todas as cargas do sistema estão ligadas em Y. Por sua vez a ligação em delta conseguiu controlar o perfil de tensão dentro de uma faixa tolerável na fase B, sendo de 1,0138 p.u para o fator de potência indutivo e de 1,0193 p.u para o fator de potência capacitivo, mostrando que este tipo de ligação de todas as cargas juntamente com a inserção do gerador síncrono se configura uma boa alternativa para manter os níveis de tensões dentro dos limites aceitáveis pela resolução n° 505.

Figura 61 - Perfis de tensões da máquina tipo IV operando com FP = 0,98 Indutivo e com a mudança de conexão das cargas

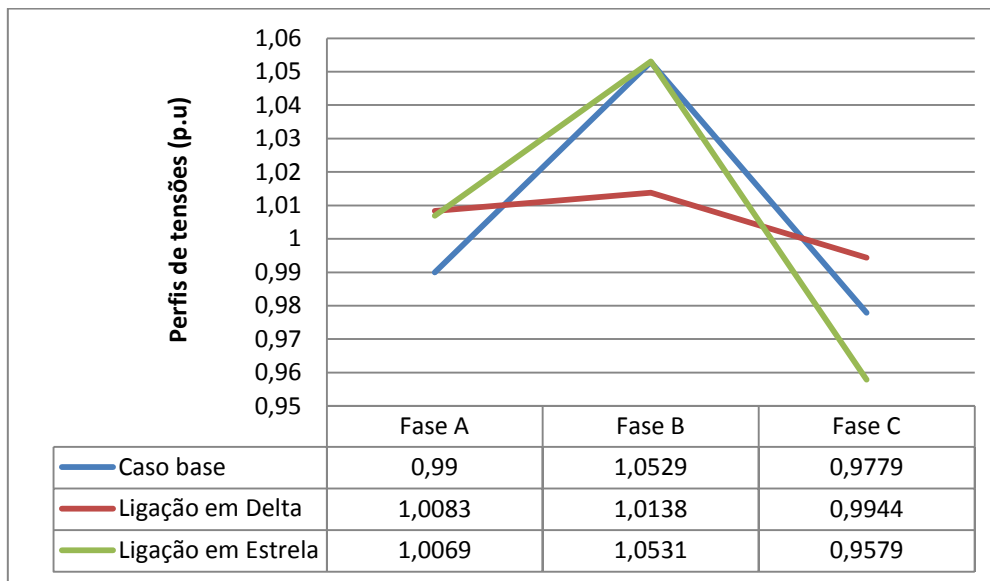
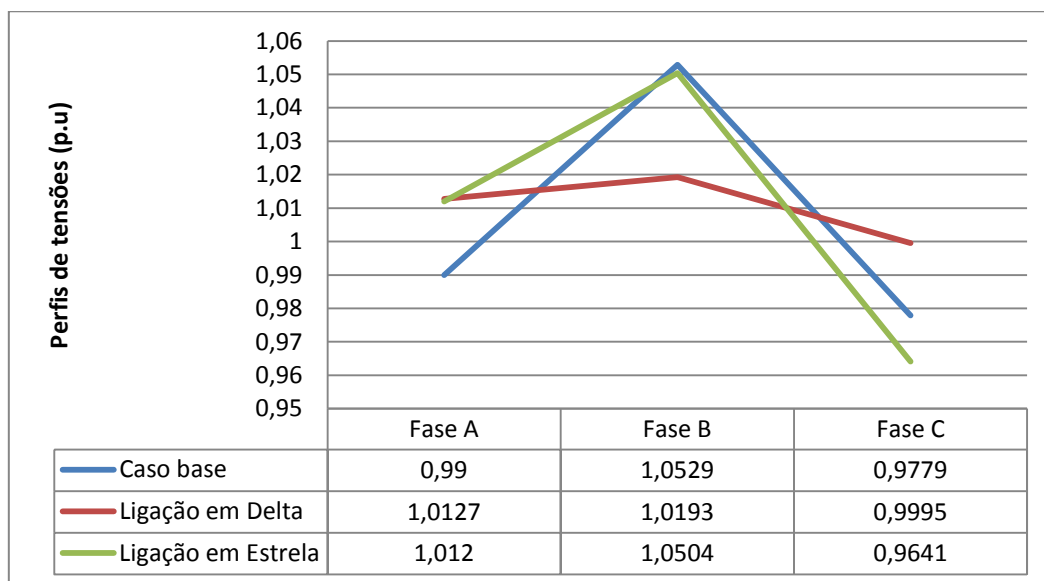


Figura 62 - Perfis de tensões da máquina tipo IV operando com FP = 0,98 Capacitivo e com a mudança de conexão das cargas



6.17 GRAUS DE DESEQUILIBRIOS COM A INSERÇÃO DAS MÁQUINAS DO TIPO I E IV E COM O REGIME DE CARGAS EQUILIBRADAS

Com o intuito de estudar o sistema de distribuição operando com carga equilibrada, todas as cargas do sistema (concentradas e distribuídas) do sistema 13 barras foram balanceadas da seguinte forma: em cada barra foi somada as potências ativas (das três fases), o resultado foi dividido por três e colocado nas respectivas fases A, B e C (o mesmo valor foi utilizado nas três fases do nó), o mesmo procedimento foi adotado para as potências reativas presentes em cada nó do sistema. Novamente foram calculados os grau de desequilíbrio nas barras, as perdas elétricas e os perfis de tensões para o caso de cargas equilibradas, realizando-se as devidas comparações com o regime de cargas pesadas (caso base).

A figura 63 e 64 abaixo mostras os dos graus de desequilíbrios de tensão obtidos para a simulação do sistema IEEE 13 barras para o regime de cargas equilibrada, com a presença do gerador eólico conectado diretamente na barra 680.

Figura 63 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção das máquinas tipo I e IV com CARGA EQUILIBRADA e FP = 0,98 INDUTIVO

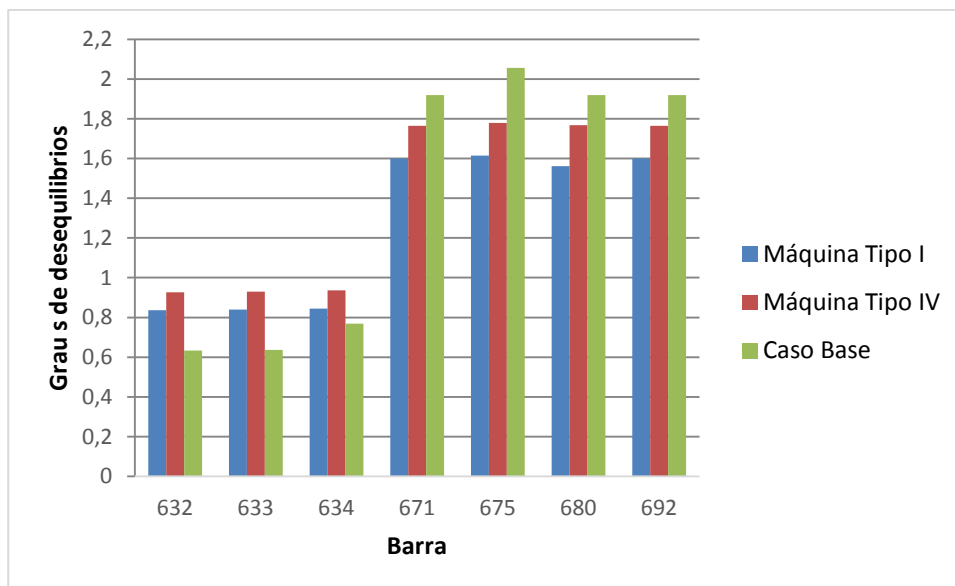
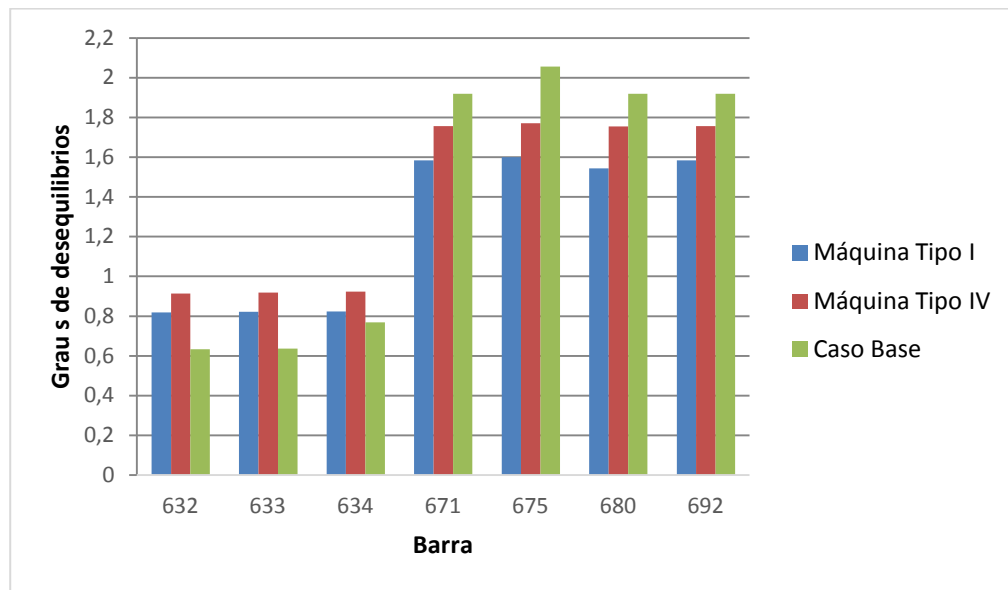


Figura 64 - Fator de desequilíbrio de tensão com a inserção das máquinas tipo I e IV com CARGA EQUILIBRADA e FP = 0,98 CAPACITIVO



Independente do tipo de máquina que foi utilizada durante as simulações o que se percebe é que para o regime de cargas equilibradas o desequilíbrio do sistema diminui na maioria das barras, particularmente na barra 680, para o fator de potência dos geradores sendo capacitivo, tem-se os seguintes valores: 1,5432 % (para a máquina tipo I) e 1,7554 % (para a máquina tipo IV), contra 1,9187 % do caso base.

6.18 DETERMINAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS PARA O REGIME DE CARGAS EQUILIBRADAS

As tabelas abaixo mostram um comparativo das perdas totais, tanto em termos de potência ativa quanto em termos da potência reativa, para o gerador de indução e o gerador síncrono, operando durante o regime de cargas equilibradas e com o fator de potência sendo inicialmente indutivo e em seguida mudado para capacitivo.

Tabela 18 - Total de Perdas para inserção da máquina tipo I com fator de potência 0,98 Indutivo e 0,98 Capacitivo para o regime de cargas equilibradas

	FASE A (kW)	FASE A (kVAr)	FASE B (kW)	FASE B (kVAr)	FASE C (kW)	FASE C (kVAr)
Caso base	39.12	152.27	-4.562	42.11	76.14	128.45
FP = 0,98 Ind	36.460	72.795	16.491	78.642	32.959	100.272
FP = 0,98 Cap	35.059	68.562	16.606	76.415	31.243	96.982

a - Perdas totais (Caso Base): 110.70 kW e 322.83 kVAr
b - Perdas totais (FP indutivo): **85.910 kW e 251.709 kVAr**
c - Perdas totais (FP capacitivo): **82.908 kW e 241.959 kVAr**

Tabela 19 - Total de Perdas para a inserção da máquina tipo IV com fator de potência 0,98 Indutivo e 0,98 Capacitivo para o regime de cargas equilibradas

	FASE A (kW)	FASE A (kVAr)	FASE B (kW)	FASE B (kVAr)	FASE C (kW)	FASE C (kVAr)
Caso base	39.12	152.27	-4.562	42.11	76.14	128.45
FP = 0,98 Ind	34.471	69.331	17.000	76.944	34.137	105.51
FP = 0,98 Cap	32.814	65.885	16.602	74.048	33.194	102.18

a - Perdas totais (Caso Base): 110.70 kW e 322.83 kVAr
b - Perdas totais (FP indutivo): **85.608 kW e 251.785 kVAr**
c - Perdas totais (FP capacitivo): **82.611 kW e 242.117 kVAr**

Independente do tipo de máquina e do fator de potência adotado durante as simulações o que se percebe é que com o regime de cargas equilibradas as perdas elétricas de potência ativa e reativa caem consideravelmente se comparado ao caso base. Tomando-se como parâmetro esta última tabela, por exemplo, com o gerador síncrono operando com fator de potência 0,98 capacitivo, tem-se as seguintes reduções nas perdas: 25,37% em termos de potência ativa e de 25,00% em termos de potência reativa (disperdiçada) na rede, ou seja, tem-se aproximadamente uma redução de um quarto nas perdas totais do sistema de distribuição de

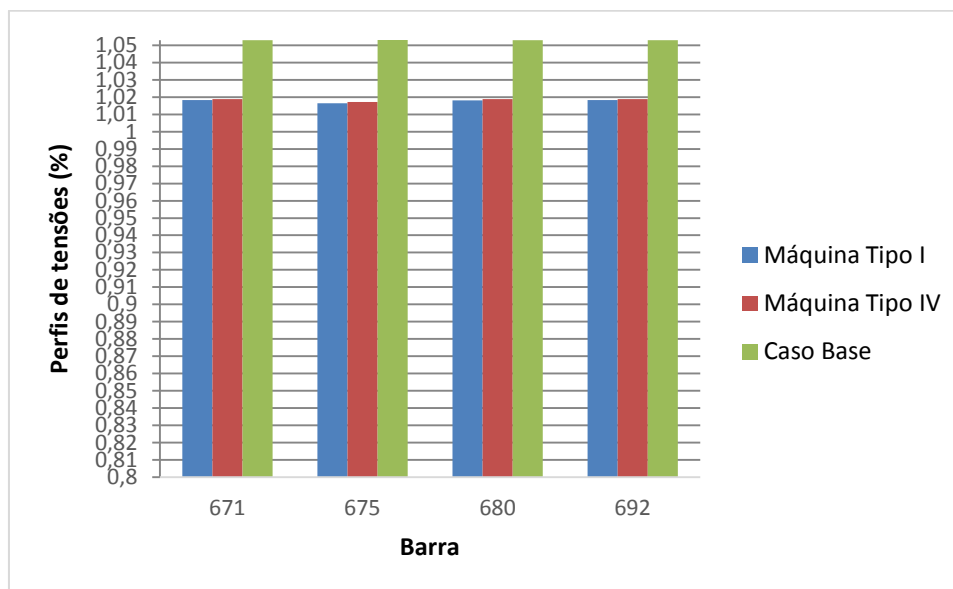
energia teste, somente com a prática de equilibrar as cargas que estão consumindo energia da rede.

6.19 ANÁLISE DOS PERFIS DE TENSÕES PARA O REGIME DE CARGAS EQUILIBRADAS

Durante as simulações para um regime de cargas equilibradas todos os perfis de tensões em todas as barras ficaram dentro dos limites estabelecidos pela resolução n° 505, independente de estar operando o gerador de indução ou o síncrono e do fator de potência que foi adotado (0,98 capacitivo ou indutivo). Mais uma vez serão mostradas os perfis de tensões na fase B das barra 671, 675, 680 e 692, pelo mesmo motivo já falado anteriormente, sendo feito um análise dos benefícios que o equilíbrio de cargas produz no sistema de distribuição de energia elétrica.

A próxima figura mostra as máquinas sendo simuladas operando com fator de potência de 0,98 indutivo, como já falado, para o regime de cargas equilibradas, pode-se então traçar um comparativo dos resultados em relação ao caso base.

Figura 65 - Perfis de tensões para o regime de cargas equilibradas e com a inserção das máquinas eólicas operando com fator de potência 0,98 Indutivo

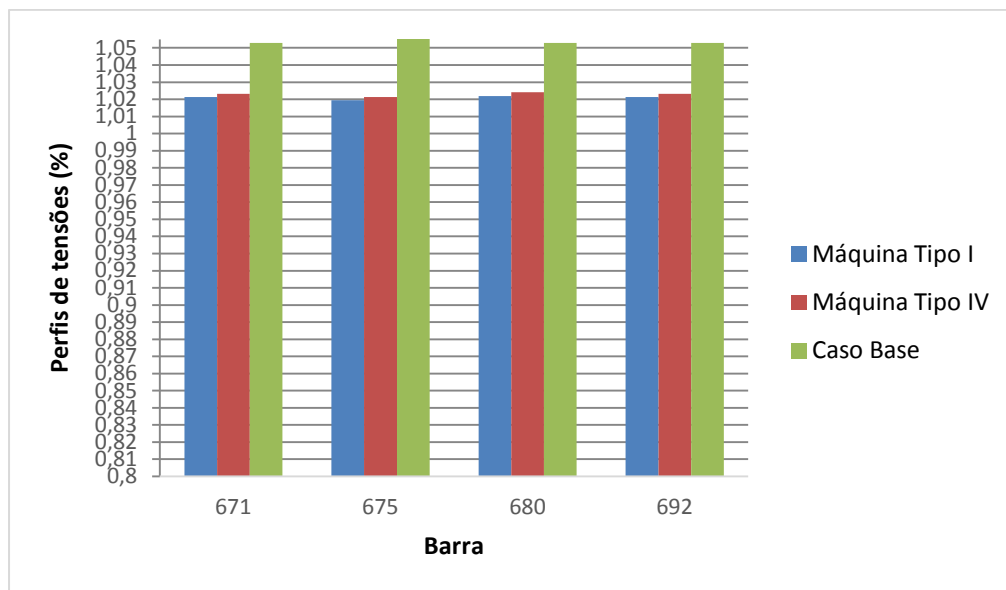


Investigando a figura 65, percebe-se que para o regime de cargas equilibradas e com a inserção das máquinas tipo I e IV, as barras passaram a trabalhar com tensões próximas de

1,02 p.u, o que torna o regime de cargas equilibradas uma boa forma de manter os perfis de tensões dentro dos limites normativos pertinentes.

Já a próxima figura mostra as máquinas desta vez operando com fator de potência capacitivo, também para o regime de cargas equilibradas.

Figura 66 - Perfis de tensões para o regime de cargas equilibradas e com a inserção das máquinas eólicas operando com fator de potência 0,98 Capacitivo





Mais uma vez, as tensões ficaram um na faixa a 1,02 p.u em todas as barras mostradas, com a máquina tipo IV trabalhando com valores um pouco acima da máquina do tipo I, todavia esses valores se enquadram nos limites da resolução n° 505 de 2001. De uma forma geral o regime de trabalho com as cargas equilibradas se mostrou eficiente para a manutenção dos parâmetros elétricos do sistema de distribuição de acordo com o que regem as normas, podendo, portanto ser posto em prática pelas concessionárias de energia visando uma maior qualidade operacional do sistema como um todo.

A tabela 20 mostra de forma resumida um comparativo dos impactos com a inserção dos três tipos de geradores eólicos operando tanto com fator de potência 0,98 indutivo quando com fator de potência de 0,98 capacitivo, para as mais diversas características operativas simuladas durante este trabalho.

Tabela 20 - Impacto da geração eólica no sistema de distribuição para FP = 0,98 Ind. e FP = 0,98 Cap.

		Inserção de um gerador	Modelagem das cargas	Ausência de regulador de tensão	Cargas leves	Modo de ligação das cargas	Cargas equilibradas
Máquina tipo I	Ind.	✓	✓	✗	✓	✓	✓
	Cap.	✗	✓	✗	✓	✓	✓
Máquina tipo II	Ind.	✓	Não simulado	Não simulado	Não simulado	Não simulado	Não simulado
	Cap.	✓	Não simulado	Não simulado	Não simulado	Não simulado	Não simulado
Máquina tipo IV	Ind.	✗	✗	✗	✓	✓	✓
	Cap.	✗	✗	✗	✓	✓	✓

Os ícones  e  representam respectivamente a possibilidade ou não de operação das máquinas eólicas no sistema de distribuição dentro dos limites técnicos aceitáveis como, por exemplo, em relação aos perfis de tensões (com limite de 1,05 p.u), para cada condição de trabalho citado na tabela. A máquina do tipo I não é recomendada para operação com fator de potência capacitivo devido ao seu alto perfil de tensão como mostrado na figura 40. Também a máquina tipo IV para os dois casos não deve ser utilizada, também por exceder os perfis de tensões conforme mostrado nas figuras 41 e 42. Na modelagem das cargas para a máquina tipo I os resultados foram satisfatórios, em termos de perfis de tensões, para as modelagens com Z ou I constante (independente do tipo de fator de potência). Para o caso específico do modo de ligação das cargas o que se percebeu para a máquina do tipo IV, particularmente no que se refere aos perfis de tensões é que apenas a conexão tipo delta é que mantém esses valores em níveis aceitáveis (maior que 0,95 e menor que 1,05 p.u) sendo por isso que esse tipo de modelagem foi considerada como possível, em termos técnicos, de ser implementada no sistema de distribuição.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Durante esse trabalho foram realizadas diversas simulações utilizando-se como base o sistema de distribuição padrão denominado IEEE 13 barras juntamente com a conexão de um gerador eólico na barra 680 do sistema, sendo realizada uma modelagem matemática dos principais componentes desta rede, tais como, regulador de tensão, banco de capacitores, transformador, linhas (aéreas e subterrâneas) e do próprio gerador de indução que serve como base para o entendimento da operação das máquinas tipo I e II.

Para tais simulações foi utilizado o ANAREDGEE, em que inicialmente foram coletados os dados para o modelo de operação padrão do sistema IEEE 13 barras (sem geradores eólicos) e em seguida foram inseridas, em nível de estudo, as máquinas eólicas tipo I, II e IV (uma por vez), operando com fator de potência de 0,98 indutivo ou capacitivo, a fim de quantificar os impactos positivos ou negativos da conexão direta desses geradores nos perfis de tensões, graus de desequilíbrios e perdas de potência ativa e reativa em cada barra do sistema.

Também foram simuladas várias configurações possíveis do sistema de distribuição tais como mudança de conexão das cargas, modelagem das cargas, operação em regime de carga leve ou de carga equilibrada, ausência de regulador de tensão na rede, entre outras, a fim de quantificar as influências que esses arranjos, juntamente com a conexão das turbinas eólicas, produzem na rede elétrica. Os principais resultados obtidos com a conexão das turbinas eólicas no sistema elétrico estão descritas a seguir:

- Pode-se perceber durante as simulações que a presença de um aerogerador operando com fator de potência de 0,98 indutivo ou 0,98 capacitivo no sistema de distribuição, independente se a máquina é do tipo I, II ou IV, melhora os graus de desequilíbrios do modelo simulado.
- A inserção da turbina eólica do tipo II operando com fator de potência indutivo ou capacitivo, juntamente com a variação da resistência externa da máquina e por consequência do aumento da potência ativa injetada na rede, contribui para a operação do sistema com menores graus de desequilíbrios em todas as barras se comparado com o caso base. A medida que o escorregamento da máquina vai sendo regulado,

juntamente com o acréscimo da resistência externa, o desequilíbrio vai sofrendo graduais quedas, em especial para a barra 680 onde esta inserida a máquina.

- Pode-se constatar também que a inserção de um gerador eólico na barra 680 do sistema, independente do tipo de máquina simulada (tipo I, II ou IV) e do fator de potência ser indutivo ou capacitivo promove uma melhora nas perdas de potência ativa e reativa nas três fases do sistema se comparado com o caso base. O gerador eólico tipo II é o que apresenta uma melhor redução das perdas elétricas de todas as seis simulações implementadas.
- Observou-se que a inserção da máquina do tipo I, operando com fator de potência indutivo, melhora dos perfis de tensão do sistema, deixando as mesmas dentro dos limites aceitáveis. Já o funcionamento da mesma com fator de potência capacitivo, não é a mais indicada em termos de perfis de tensão, uma vez que os limites de tensões estão acima dos recomendados pela resolução nº 505. Já a conexão direta da máquina do tipo IV no sistema, operando com fator de potência indutivo ou capacitivo, não é recomendada, pois os perfis de tensões, principalmente na barra 680, pioraram se comparados com o caso base, ficando fora do limite de 1,05 p.u estabelecido na resolução nº 505. Por fim a inserção da máquina do tipo II, operando principalmente com fator de potência capacitivo, melhoram os perfis de tensão do sistema de distribuição, causando uma melhora significativa se comparado ao caso base, uma vez que esta configuração induz o sistema a operar dentro dos limites previstos pela resolução nº 505 da ANEEL.
- Com relação à modelagem das cargas (com PQ, Z ou I contante), conclui-se que presença de da máquina tipo I operando com fator de potência de 0,98 indutivo ou capacitivo no sistema de distribuição, melhora os níveis de tensões do modelo simulado. Já para a máquina tipo IV com fator de potência indutivo os níveis de tensão do sistema são melhorados, com destaque para a modelagem com potência constante e com impedância constante para o fator de potência capacitivo.
- A modelagem das cargas se mostrou uma alternativa viável para se diminuir as perdas do sistema elétrico, tanto em termos de potência ativa quanto em termos de potência reativa, com a inserção das máquinas do tipo I ou do tipo IV.

- Quando se trata de perfis de tensões a modelagem das cargas possui alguns pontos positivos e negativos, uma vez que, por exemplo, a máquina tipo I em alguns casos em não atingiu os níveis aceitáveis de acordo com a resolução n° 505, em que as situações com fator de potência 0,98 indutivo e com PQ constante e com fator de potência 0,98 capacitivo também para potência constante, apresentaram perfis de tensões respectivamente de 1,0534 e 1,0510 p.u, logo fora do limite. Na maioria dos outros casos os perfis de tensões ficaram nos limites aceitáveis, porém de qualquer forma, cada situação deve ser analisada individualmente para evitar operações inadequadas do sistema de distribuição. Com relação à máquina do tipo IV, na maioria das simulações os perfis de tensões ficaram superiores aos admissíveis, de forma que o gerador síncrono conectado diretamente a rede elétrica não é uma alternativa viável em termos técnicos.
- Foi mostrado claramente que quando o sistema teste foi simulado sem o regulador de tensão e com a presença dos geradores eólicos os graus de desequilíbrios e perfis de tensões ficaram completamente fora dos limites técnicos aceitáveis em praticamente todas as barras do sistema, o que mostra a importância de tal equipamento para a manutenção da tolerabilidade adequada do sistema de distribuição.
- Também os regimes de carga leve e o de carga equilibrada se mostraram bastante eficazes para controlar os graus de desequilíbrios, perfis de tensões e perdas elétricas em todas as barras do sistema de distribuição teste, juntamente com a conexão das turbinas eólicas, despontando como formas de se adequar a operação da rede elétrica as normas das concessionárias e das legislações vigentes.
- Por fim o que se percebeu de uma forma geral é que quando as cargas estão modeladas com apenas um tipo de conexão (delta ou estrela), com a operação dos geradores síncronos ou de indução, os graus de desequilíbrios nas barras são menores que para o caso base, as perdas elétricas de potência ativa e reativa também caem e os perfis de tensões melhoram, sempre com destaque para a ligação de todas as cargas em delta.

7.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Dentre alguns trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos, como continuação desta dissertação, podem-se citar os listados abaixo:

- 1 – Influência da quantidade de máquinas eólicas conectadas no sistema de distribuição nos vários parâmetros elétricos da rede, tais como graus de desequilíbrios e perdas elétricas;
- 2 – Influências da fase de referência e sequência de fase, juntamente com a inserção das máquinas eólicas nos parâmetros elétricos do sistema de distribuição;
- 3 – Impactos causados pela variação da velocidade do vento na quantidade de potência transmitida para rede, nos graus de desequilíbrios, perfis de tensões e nas perdas elétricas;
- 4 – Estudo do comportamento dos parques eólicos integrados no sistema elétrico, mediante transitórios eletromagnéticos na rede, necessitando da modelagem dinâmica da rede elétrica e da consideração dos transitórios do estator das máquinas;
- 5 – Desenvolvimento de esquemas de proteção específicos para os sistemas eólicos considerando as diversas configurações existentes.
- 6 – Analisar a influências das modelagens e técnicas testadas para as máquinas tipo I e IV também na máquina tipo II.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFIAS

- A. DADHANIA ; B. VENKATESH; A.B. NASSIF.; V.K. SOOD. **Modeling of doubly fed induction generators for distribution system power flow analysis**, Electrical Power and Energy Systems, 10 May, 2013.
- ACKERMANN, Thomas. **Wind Power in Power Systems**. Sweden: Ed. John Wiley and Sons, 2005.
- ALVES, A. S. G.; 1997. **Análise do Desempenho de Rotores Eólicos de Eixo Horizontal. Belém. Dissertação** (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal do Pará, p. 127.
- ANDERSON, P. M. **Analysis of faulted power systems**. Ames: The Iowa State University Press, 1973.
- ANEEL. Resolução no. 505, 26 de Novembro de 2001. 15 p. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/res2001505.pdf>. Acessado em: 05/04/2015
- AYODELE, T. et al "**Challenges of Grid Integration of Wind Power on Power System Grid Integrity: A Review**". INTERNATIONAL JOURNAL OF RENEWABLE ENERGY RESEARCH. Vol.2, No.4, 2012.
- BAUER, P.; HAAN, S. W. H.; MEYL, C. R. et al.; 2000. Evaluation of Electrical Systems for Offshore Windfarms. In: INDUSTRY APPLICATIONS CONFERENCE (Oct. 2000: Rome, Italy). *Proceedings*. Rome, 2000. v. 3, p. 1416-1423.
- BEAULIEU, G. et al. Power quality indices and objectives ongoing activities in CIGRE WG 36-07. In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2002, Chicago. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2002. v.2, p. 789-794.
- BOLLEN, M. H. J., HASSAN, F. "**Integration of Distributed Generation in the Power System**". IEEE press series on power engineering. 2011.
- CARLSON, O.; GRAURES, A.; SVENSSON, J. et al. 1994. A Comparison Between Electrical Systems for Variable Speed Operation of Wind Turbines. In: EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION CONFERENCE AND EXHIBITION (EWEC'94) (Oct. 1994, Greece). *Proceedings*. Greece, 1994. p. 500-505.
- CIDRÁS, J.; FEIJÓO, A. E. and GONZÁLEZ, C. C.; 2002. Synchronization of Asynchronous Wind Turbines. *IEEE Transaction on Power Systems*, v. 17, n. 4. (nov).

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.

CRAIG, L. M., DAVIDSON, M., JENKINS, N., VAUDIN, A., **Integration of Wind turbines on weak rural networks**, Opportunities and Advances in International - Power Generation – Conference Publication IEE, nº 419, 1996.

CRESESB. Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/>. Acessado dia 19 de Fevereiro de 2015.

DRIESEN, J., BELMANS, R., **Distribution generation challenges and possible solutions**, Power Engineering Society General Meeting IEEE, 2006.

DUGAN, R.C; McGRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. **Electrical power system quality**. New York: McGraw – Hill, 1996. 265p.

ELGERD, O. I. **Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica**. São Paulo: McGraw-Hill, 1977. 604 p.

ENERCON E-40 wind turbine of 500 kW. Disponível em < [http://www.kulak.com.pl/Wiatraki/pdf/enercon% 20e40% 20500.pdf](http://www.kulak.com.pl/Wiatraki/pdf/enercon%20e40%20500.pdf) >. Acessado 25 de Março de 2014.

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.

FRANCESCHETTI, N. N.; SIMÕES, M. G.; BOSE, B. K. 1999. Otimização de um Sistema de Geração de Energia Eólica Através de Controle Fuzzy. *SBA Controle & Automação*, v. 10, n. 01 (Jan., Fev., Mar., Abril), p. 48-58.

GALLARDO, J. A. M., **Impacto de Geradores Síncronos no Desempenho de Regime Permanente de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**, Universidade de Campinas – UNICAMP, 2005, 121p.

GALLEGO L. A.; CARRENO, E.; PADILHA-FELTRIN, A. **Distributed Generation Modelling for Unbalanced Three-phase Power Flow Calculations in Smart Grids**, Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), 2010 IEEE/PES, pp. 323-328.

GEORGILAKIS, P. S. "Technical Challenges Associated with The Integration of Wind Power into Power Systems" *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, pp. 852-863, 2008.

HANSEN, A.; HELLE, L.; BLAABJERG *et al.*; 2001 Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines. *Risø National Laboratory*, Roskilde, Denmark R-1205(EN), (Dec). 2001, p.5-91.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. Std. 1159 - 2009: IEEE recommended practice for monitoring electric power quality. New York, 2009. Revision of IEEE Std 1159-1995.

JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P. *et al.*; 2000. *Embedded Generation*. United Kingdom: Copyright, p. 260.

KERSTING, W. H.; CARR, W. **Induction Machine Phase Frame Model**, Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES, pp. 568-574, 2006.

KUNDUR, P.; 1994. *Power System Stability and Control*. USA. EPRI - Electric Power Research Institute: McGraw-Hill.

LI, F., BROADWATER, R., THOMPSON, J., GOODMAN, F. **Analysis of distributed resources operating in unbalanced distribution circuits**, Power Engineering Society Summer Meeting IEEE, Vol. 4, pp. 2315-2319, 2000.

LUIS FERNANDO, O. P. **Cálculo de Fluxo de Potência Em Redes de Distribuição Com Modelagem a Quatro Fios**. Ilha Solteira - SP, 2003. 120f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica – Sistemas de Energia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, UNESP – Universidade Estadual Paulista.

MAKRAM, E. B.; BOU-RABEE, M. A.; GIRGIS, A. A. Three-phase modeling of unbalanced distribution systems during open conductors and/or shunt fault conditions using the bus impedance matrix. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v.13, p.173-183, 1987.

MOURA A. A. F., **Impacto de parques eólicos na operação em regime Permanente de sistemas de distribuição com Modelagem trifásica** – Dissertação em engenharia elétrica – Universidade Federal do Ceará – UFC, 2009 , 162p.

MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. P.; 2001. Pitch- Controlled Variable-Speed Wind Turbine Generation. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 37, n 1 (Jan.), p. 240-246.

NUNES, M. V. A. **Avaliação do comportamento de aerogeradores de velocidade fixa e variável integrados em redes elétricas fracas**. Florianópolis – SC, 2003. 202f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica – Sistemas de potência) – Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC.

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.

OUHROUCHE, M. A.; DO X. D.; LÊ Q. M. et al.; 1998. EMTP Based Simulation of a Self-Excited Induction Generator After its Disconnection From the Grid. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 13, n. 1 (Mar.), p. 7-13.

PAVINATTO, E. F., **Ferramenta para Auxílio à Análise de Viabilidade Técnica da Conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica**, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, 2005, 165p.

PERALTA S.A. Disponível em < <http://www.peraltawind.com/web/pt-br/tecnologia> >. Acessado dia 12 de Dezembro de 2014.

PERSAUD, S., FOX, B., FLYNN, D., **Impact of remotely connected wind turbines on steady state operation of radial distribution networks**, Proceedings of the IEE Generation Transmission and Distribution, Vol. 147, nº 3, pp. 157-163, 2000.

PRYSMIAN. Disponível em < <http://br.prysmiangroup.com/br/index.html> >. Acessado dia 18 de Fevereiro de 2015.

RABELO, B.; HOFMANN, W.; 2001. Optimal Active and Reactive Power Control with the Doubly-Fed Induction Generator in the MW- Class Wind-turbines. In: IEEE PEDS (2001: Indonesia). *Proceedings*. Indonesia, 2001. p. 53-58.

RAMOS, Álvaro. **Impacto da geração distribuída eólica nos sistemas de distribuição e transmissão**. Revista O Setor Elétrico. Edição Nº 75, Fascículo III. São Paulo, 2012.

REGUSE, W.;1999. Panorama Atual da Utilização da Energia Elétrica: In: Fontes não convencionais de energia: as tecnologias solar e eólica e de biomassa. Organização e edição de Alexandre de A. Montenegro, 2ª ed. Florianópolis: Editora da UFSC. p. 47- 67.

REINERI, C. A., GOMEZ, J. C., BELENGUER, E., FELICI, M., **Revision of concepts and approaches for unbalance problems in distribution**, Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America IEEE, pp. 1-6, 2006.

ROCHA. E. P., **Análise trifásica de sistemas de distribuição com modelos de turbinas eólicas tipo IV**, Universidade Federal Rural do Semi-árido – UFERSA, 2015 , 123p.

SAADAT, H; 1999. *Power System Analysis*. McGraw-Hill Series in Electrical and Computer Engineering, p. 690.

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 Iguacu – Paraná). *Anais*. Foz do Iguacu. p. 1-6.

SØRENSEN, P.; HANSEN, A.; JANOSI, L. *et al.*; 2001 Simulation of Interaction between Wind Farm and Power System. *Risø National Laboratory*, Roskilde, p.3- 55, Dec. 2001.

TAKAHASHI, R.; TAMURA. J.; TADA, Y. *et al.*; 2002. A Model Derivation of an Adjustable Speed Generator and Its Excitation Control System. In: 14TH PSCC. (24-28. June 2002 Sevilla-Spain). *Proceedings*, 2002. Sevilla. p. 1-6.

W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, CRC press, 2nd Edition, New York, USA, 2007.

APÊNDICE A – DADOS ELÉTRICOS DOS GERADORES UTILIZADOS NA DISSERTAÇÃO

Toda a análise dos impactos dos geradores eólicos na rede de distribuição em 4,16 kV foi realizada tomando-se como base, os parâmetros técnicos para as máquinas tipo I e II (tabela A1) e tipo IV (tabela A2), de acordo com os dados contidos abaixo.

Tabela A1 – Dados do gerador de indução de 500 HP

Potência (HP)	500
base (MVA)	0,373250
Número de pólos	4
R_s (p.u)	0,018486
X_s (p.u)	0,085093
R_r (p.u)	0,0131940
X_r (p.u)	0,085093
X_m (p.u)	3,811520

Tabela A1 – Dados do gerador do gerador síncrono de 500 HP

Potência (HP)	500
base (MVA)	0,373250
Número de pólos	84
X_1 (p.u)	1,000
X_2 (p.u)	0,141
X_0 (p.u)	0,050
X_n (p.u)	0,050