

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

MARCOS FIORIN

**ESTRATÉGIAS DE CONTROLE COORDENADO DE TENSÃO PARA
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO EÓLICA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

PATO BRANCO

2014

MARCOS FIORIN

**ESTRATÉGIAS DE CONTROLE COORDENADO DE TENSÃO PARA
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO EÓLICA**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Área de Concentração: Análise de Sistemas e Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira

Co-orientador: Prof. Dr. Miguel Moreto

PATO BRANCO

2014

Dados Internacionais de Catalogação

F521e Fiorin, Marcos
Estratégias de controle coordenado de tensão para sistemas de distribuição com geração eólica / Marcos Fiorin. Pato Branco, PR : UTFPR, 2014.

178 f. : Il. 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira

Co-orientador: Prof. Dr. Miguel Moreto

Dissertação (Mestrado) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Pato Branco, PR, 2014.

Bibliografias: f. 171-178.

1. Engenharia elétrica. 2. Energia eólica – geração. 3. Energia elétrica – distribuição. 4. Energia elétrica – qualidade. 5. Energia alternativa. I. Oliveira, Ricardo Vasques de, orient. II. Moreto, Miguel, coorient. III. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD 22: 621.3

Ficha Catalográfica elaborada por: Leandro Pandini 2014

CRB – 9/1473

Biblioteca da UTFPR Câmpus Pato Branco



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Câmpus Pato Branco
Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica



TERMO DE APROVAÇÃO

Título da Dissertação nº 029

Estratégias de controle coordenado de tensão para sistemas de distribuição com geração eólica

por

Marcos Fiorin

Dissertação apresentada às nove horas do dia vinte e um de julho de dois mil e quatorze, como requisito parcial para obtenção do título de MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (Área de Concentração: Sistemas e Processamento de Energia), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Câmpus Pato Branco. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho APROVADO.

Banca examinadora:

**Prof. Dr. Edgar Manuel Carreño
Franco**
UNIOESTE/Foz do Iguaçu

Prof. Dr. César Rafael Claire Torrico
UTFPR/PB

Prof. Dr. Rafael Cardoso
UTFPR/PB

**Prof. Dr. Ricardo Vasques de
Oliveira**
UTFPR/PB (Orientador)

Prof. Dr. Emerson Giovani Carati
Coordenador do PPGE

*O Termo de Aprovação assinado encontra-se na coordenação do PPGE.

Dedico este trabalho à minha família e à
minha noiva, pelos momentos de
ausência.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela benção nos momentos difíceis e nas muitas viagens.

À UTFPR e em especial aos professores do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, pela oportunidade e por compartilharem seus conhecimentos.

Ao Professor Orientador Dr. Ricardo Vasques de Oliveira, pelos muitos ensinamentos e pela compreensão diante das dificuldades.

Gratidão ao Professor Co-orientador Dr. Miguel Moreto e aos Professores, Dr. César Rafael Claire Torrico, Dr. Rafael Cardoso e Dr. Edgar Manuel Carreño Franco, por suas contribuições no desenvolvimento desta dissertação.

Ao meu pai Norival, minha mãe Mirna e a minha noiva Evelin, pelo apoio incondicional diante das dificuldades e compreensão durante minha ausência.

Ao colega de trabalho e também de mestrado Jessé de Pelegrin, pela companhia nas viagens com longas conversas e a seu irmão Juliano pelo acolhimento em sua morada.

Aos colegas de trabalho e do PPGEE pelo apoio e incentivo.

RESUMO

FIORIN, Marcos. **Estratégias de controle coordenado de tensão para sistemas de distribuição com geração eólica**. 2014. 178. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2014.

A conexão da geração eólica aos sistemas de distribuição pode causar problemas de qualidade de energia, tais como afundamentos e flutuações de tensão. A geração eólica pode também interferir de forma prejudicial nas estratégias operacionais e de controle utilizadas nos sistemas de distribuição. Por outro lado, o uso de estratégias de controle adequadas pode permitir que a geração eólica mitigue problemas de qualidade de energia relacionados com a regulação de tensão e contribua para melhorar a confiabilidade dos sistemas de distribuição. Neste contexto, esse trabalho propõe estratégias de controle coordenado de tensão para sistemas de distribuição com unidades eólicas de geração distribuída. As estratégias de controle propostas visam possibilitar que a geração eólica contribua de forma coordenada com a regulação de tensão no sistema de distribuição. O controle proposto coordenado com a operação típica de transformadores com controle automático de *tap* e banco de capacitores chaveados permite que a geração eólica atenuar variações e flutuações de tensão causadas pelas variações normais de vento e carga do sistema. O foco do trabalho é a regulação de tensão na barra de média tensão da subestação, considerando a conexão da geração eólica nesse ponto do sistema. Estratégias de controle envolvendo a previsão da velocidade do vento também são propostas para melhorar o desempenho do sistema de controle de tensão. As estratégias propostas podem ser implementadas por meio de uma malha de controle suplementar inserida na unidade eólica de geração. As avaliações e validações realizadas foram baseadas em um sistema de distribuição com topologia típica e considerando dados reais para a linha de transmissão e transformador com comutação de *tap* com carga (OLTC, do Inglês, *On-Load Tap Changer*), assim como dados reais de velocidade de vento e curva de carga para o sistema. O estudo também avalia o impacto causado pela conexão da geração eólica na tensão de sistemas de distribuição considerando diferentes níveis de inserção da geração eólica e diferentes classes de vento. Os resultados obtidos demonstram a eficiência das estratégias propostas na regulação da tensão e redução do número de comutações de *tap*.

Palavras-chave: Geração distribuída, Geração eólica, Sistemas de distribuição, Controle de tensão, Previsão do vento.

ABSTRACT

FIORIN, Marcos. **Strategies for coordinated voltage control in distribution systems with wind generation**. 2014. 178. Dissertation – Graduate Program in Electrical Engineering, Federal Technological University of Paraná, Pato Branco, Brazil, 2014.

The connection of wind generation to distribution systems can cause power quality problems such as voltage sags and voltage fluctuations. The wind generation can also detrimentally affect the operational and control strategies employed in the distribution systems. On the other hand, the use of suitable control strategies may allow wind generation to mitigate power quality problems related to voltage regulation and to improve the reliability of distribution systems. In this context, this work proposes strategies for coordinated voltage control in distribution systems with wind generation. The proposed control strategies aim at enabling wind generation to contribute to coordinated voltage regulation in the distribution system. The proposed coordinated control with the typical operations of On Load Tap Changer (OLTC) transformers and switched capacitor bank, allows the wind power attenuates voltage variations and voltage fluctuations caused by normal changes in system load and wind speed. The focus of this work is the voltage regulation at the medium voltage bus in the substation, considering the connection of wind generation at this point the system. Control strategies involving the prediction of wind speed are also proposed to improve the performance of the voltage control system, and can be implemented by means of a supplementary control loop add to wind generation unit. The evaluations and validations were based on a distribution system with typical topology and considering actual data for the transmission line and OLTC transformer, as well as real data of wind speed and load curve. The study also evaluates the impact caused by the connection of wind generation, for different penetration levels of generation and different wind power classes, on the voltage magnitude of a distribution system. The obtained results have demonstrated the effectiveness of the proposed strategies in regulating the system voltage and reducing the number of tap changes.

Keywords: Distributed generation, Wind generation, Distribution systems, Voltage Control, Wind speed forecasting.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução das turbinas e geradores eólicos.....	31
Figura 2 – Curva de densidade de probabilidade para diferentes valores de k	38
Figura 3 – Curva de densidade de probabilidade para diferentes valores de c	38
Figura 4 – Regiões de operação das unidades eólicas com turbina de velocidade variável.....	40
Figura 5 – Unidade eólica baseada em Geradores de Indução Duplamente Alimentados (GIDA)	43
Figura 6 – Unidade eólica baseada em geradores síncronos	46
Figura 7 – Curva P-V.....	55
Figura 8 – Circuito de duas barras	56
Figura 9 – Curva Q-V	58
Figura 10 – Modelo básico do OLTC.....	63
Figura 11 – Ilustração dos parâmetros ajustáveis de um OLTC.....	65
Figura 12 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição adotado	82
Figura 13 – Curva de carga do sistema de distribuição	83
Figura 14 – Fluxograma do algoritmo computacional adotado para avaliar o impacto da geração distribuída eólica em sistemas de distribuição	88
Figura 15 – Fluxograma do algoritmo computacional desenvolvido para a estratégia de despacho de potência reativa através da geração eólica distribuída	92
Figura 16 – Fluxograma do algoritmo computacional desenvolvido para a estratégia de despacho de potência reativa com a função redução, através da geração eólica distribuída.....	94
Figura 17 – Fluxograma do algoritmo referente à estratégia de regulação de tensão coordenada baseada no modo de operação PV	97
Figura 18 – Fluxograma do algoritmo computacional desenvolvido para a estratégia de regulação de tensão coordenada utilizando dados de vento e carga previstos .	102
Figura 19 – Fluxograma do algoritmo para a estratégia de regulação de tensão coordenada considerando banco de capacitores operando no modo de controle de tensão	105
Figura 20 – Histograma e Distribuição de Weibull que determina os ventos de classe 5	110
Figura 21 – Histograma e Distribuição de Weibull que determina os ventos de classe 6	110
Figura 22 – Histograma e Distribuição de Weibull que determina os ventos de classe 7	111
Figura 23 – Curva P-V do sistema de distribuição adotado para as condições de operação com FP 1,0 e FP 0,85 indutivo	114
Figura 24 – Curva Q-V do sistema de distribuição adotado para as condições de operação com potência ativa de 0,0 p.u. e 1,0 p.u.....	115
Figura 25 – Curvas de potência da unidade eólica em função da velocidade do vento	116

Figura 26 – Velocidades de vento classe 5 previstas com erros de 5 e 10%.....	119
Figura 27 – Curva de carga de potências ativa e reativa previstas com erros de 5 e 10%	120
Figura 28 – Perfil de potência ativa gerada pela unidade eólica considerando o vento de classe 5	121
Figura 29 – Perfil de potência ativa gerada pela unidade eólica considerando o vento de classe 6	121
Figura 30 – Perfil de potência ativa gerada pela unidade eólica considerando o vento de classe 7	122
Figura 31 – Magnitude de tensão na barra de referência considerando a ação reguladora do OLTC, carga constante e 75% de inserção da geração eólica	124
Figura 32 – Magnitude de tensão na barra de referência com e sem a ação reguladora do OLTC, considerando o sistema sem geração eólica e carga variável	124
Figura 33 – Magnitude da tensão com e sem a ação reguladora do OLTC, considerando carga variável, classe de vento 5 e 75% de inserção da geração eólica	125
Figura 34 – Magnitude da tensão do sistema considerando a ação do OLTC, variação de carga, inserção de 25, 50 e 75% da geração eólica e vento de classe 5	126
Figura 35 – Afundamento de tensão devido a uma rajada de vento	127
Figura 36 – Perda da geração eólica devido à ocorrência de rajada de vento.....	128
Figura 37 – Perfis da tensão na barra de referência considerando a ação da estratégia de controle baseada no despacho de potência reativa.....	132
Figura 38 – Curvas de potência ativa e reativa gerada e disponibilidade de potência reativa considerando a estratégia baseada no despacho de potência reativa	132
Figura 39 – Comutações de <i>tap</i> do transformador OLTC considerando a ação da estratégia de controle baseada no despacho de potência reativa.....	133
Figura 40 – Potência gerada em um momento em que é possível reduzir a potência reativa injetada pela geração eólica	135
Figura 41 – Magnitude da tensão para um período em que é possível reduzir a potência reativa injetada	135
Figura 42 – Magnitude da tensão para a estratégia de controle PQ com e sem redução da referência de potência reativa	137
Figura 43 – Comparativo da potência reativa injetada para as estratégias PQ com e sem redução da referência de potência reativa.....	139
Figura 44 – Magnitude da tensão referente à ação da estratégia de controle baseada no modo de operação PV.....	142
Figura 45 – Magnitude da tensão referente à ação da estratégia de controle baseada no modo de operação PV considerando elevada disponibilidade de potência reativa	143
Figura 46 – Referência de tensão para a unidade eólica operando no modo PV e considerando elevada disponibilidade de potência reativa	144
Figura 47 – Potência reativa injetada pela geração eólica operando no modo PV e considerando elevada disponibilidade de potência reativa	144

Figura 48 – Comparativo do número de comutações de <i>tap</i> do transformador OLTC com e sem a ação da estratégia de controle baseada no modo de operação PV, considerando elevada disponibilidade de potência reativa	145
Figura 49 – Magnitude da tensão diante da perda súbita de disponibilidade de potência reativa para a estratégia PV	148
Figura 50 – Curva das potências ativa e reativa injetadas considerando a perda súbita de disponibilidade de potência reativa para a estratégia PV	149
Figura 51 – Curva de operação do transformador OLTC considerando a perda súbita de disponibilidade de potência reativa para a estratégia PV	149
Figura 52 – Comparação da magnitude da tensão para a estratégia PV com e sem sistemas de previsão de vento e carga	151
Figura 53 – Comparação da magnitude da tensão para a estratégia PV com e sem sistemas de previsão de vento e carga perante indisponibilidade de potência reativa	152
Figura 54 – Período em que a estratégia de regulação de tensão com estimativa de vento e carga não apresenta bons resultados.....	153
Figura 55 – Utilização da margem de potência reativa na estratégia com previsão de vento e carga.....	154
Figura 56 – Tensão de referência para a regulação de tensão no caso onde a margem de potência reativa é utilizada.....	155
Figura 57 – Comparativo do número de comutações de <i>tap</i> para a estratégia PV com e sem previsão de vento e carga considerando erro máximo de previsão de 10%. 156	
Figura 58 – Dados previstos e calculados utilizados pela estratégia para determinar ações de controle considerando vento de classe 6, inserção de 25% da geração eólica e erro da previsão de 10%.....	158
Figura 59 – Análise do impacto do erro da previsão do vento sobre a regulação de tensão	159
Figura 60 – Comparativo da magnitude da tensão para a estratégia PV com e sem banco de capacitores chaveados	163

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Capacidade global instalada acumulada	32
Gráfico 2 – Potência ativa e reativa disponível para os ventos de classe 5, 6 e 7 na base de potência da unidade eólica	112
Gráfico 3 – Impacto da variação da geração eólica sobre o número médio diário de comutações de <i>tap</i> para o sistema com carga nominal constante	129
Gráfico 4 – Comparativo do número médio de comutações de <i>tap</i> /dia para as estratégias PQ com e sem redução da referência de potência reativa	140
Gráfico 5 – Comparativo do valor médio do módulo da potência reativa injetada pelas estratégias baseadas nos modos PQ e PV	146
Gráfico 6 – Comparativo do número médio de comutações de <i>tap</i> /dia para a operação sem estratégia da UEGD e para as estratégias PQ e PV	147
Gráfico 7 – Comparativo da potência reativa injetada pelas estratégias com e sem previsão de vento e carga	160
Gráfico 8 – Valor médio da potência reativa injetada pelas estratégias PV com e sem banco de capacitores	164

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação dos ventos	36
Tabela 2 – Faixas de classificação da magnitude da tensão de regime permanente	53
Tabela 3 – Sensibilidade dv/dQ do sistema para diferentes condições de carregamento	115
Tabela 4 – Número médio diário de comutações de <i>tap</i> com e sem a ação da estratégia de controle baseada no despacho de potência reativa.....	134
Tabela 5 – Comparativo da redução do desvio padrão da tensão na barra de referência para as estratégias PQ.....	138
Tabela 6 – Comparativo da potência reativa injetada (Q_{inj}) para as estratégias PQ	139
Tabela 7 – Comparativo do número médio de comutações diárias de <i>tap</i> para as estratégias com e sem previsão de vento e carga	157
Tabela 8 – Comparativo do número médio de comutações diárias de <i>tap</i> para as estratégias.....	161
Tabela 9 – Comparativo do número médio diário de comutações de <i>tap</i> para as estratégias PV com e sem banco de capacitores chaveados	164

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria (do Inglês, <i>Battery Energy Storage System</i>)
CC	Corrente Contínua
CO ₂	Dióxido de Carbono
DVR	Restaurador Dinâmico de Tensão (do Inglês, <i>Dynamic Voltage Restorer</i>)
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
FACTS	Sistemas Flexíveis de Transmissão (do Inglês, <i>Flexible Alternate Currents Transmission System</i>)
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
IPFC	Controlador de Fluxo de Potência entre Linhas (do Inglês, <i>Interline Power Flow Controller</i>)
MPPT	Máxima Extração de Potência (do Inglês, <i>Maximum Power Point Tracking</i>)
OLTC	Transformador com Comutação de <i>Tap</i> com Carga (do Inglês, <i>On-Load Tap Changer</i>)
ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PQ	Potência Ativa e Reativa
PV	Potência Ativa e Tensão
p.u.	Por unidade
RNA	Rede Neural Artificial
SF ₆	Hexafluoreto de Enxofre
SIN	Sistema Interligado Nacional
SVC	Compensador Estático de Reativos (do Inglês, <i>Static Var Compensator</i>)
STATCOM	Compensador Estático Síncrono (do Inglês, <i>Static Synchronous Compensator</i>)
SCADA	Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (do Inglês, <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>)
TCR	Reator Controlado à Tiristor (do Inglês, <i>Thyristor Controlled Reactor</i>)
TSC	Capacitor Chaveado à Tiristor (do Inglês, <i>Thyristor Switched Capacitor</i>)
UPFC	Controlador Unificado de Fluxo de Potência (do Inglês, <i>Unified Power Flow Controller</i>)

UGD Unidades de Geração Distribuída
VSC Conversor Fonte de Tensão (do Inglês, *Voltage Source Converter*)

LISTA DE SÍMBOLOS

E	Energia cinética do vento [J]
U	Velocidade do vento [m/s]
P_{mec}	Potência mecânica na turbina [p.u.]
m	Massa do ar [kg]
ρ	Massa específica do ar [g/cm ³]
A	Área da turbina [m ²]
\bar{P}_{mec}	Potência mecânica média na turbina [p.u.]
N	Número de amostras
p	Densidade de probabilidade
k	Parâmetro do formato da curva de Weibull
c	Parâmetro do fator de escala da curva de Weibull [m/s]
μ	Velocidade média do vento amostrado [m/s]
σ	Desvio padrão do vento amostrado
\bar{V}	Velocidade média do vento [m/s]
Γ	Função gama completa
t	Tempo [s]
C_p	Coefficiente de potência da turbina
U_1	Velocidade do vento de incidência na turbina eólica [m/s]
U_2	Velocidade do vento de extração de potência na turbina eólica [m/s]
U_3	Velocidade do vento de saída da turbina eólica [m/s]
P	Potência ativa gerada no estator do aerogerador [p.u.]
P_{ref}	Potência ativa de referência para o conversor do aerogerador [p.u.]
V	Tensão gerada no estator do aerogerador [p.u.]
V_{ref}	Tensão de referência para o conversor do lado do gerador [p.u.]
Q_s	Potência reativa gerada no estator do aerogerador GIDA [p.u.]
Q_g	Potência reativa gerada no estator do aerogerador GSIP [p.u.]
Q_r	Potência reativa no conversor do lado da rede [p.u.]
Q_{ref_s}	Potência reativa de referência para o conversor do lado do rotor do gerador GIDA [p.u.]
Q_{ref_g}	Potência reativa de referência para o conversor do lado do gerador GSIP [p.u.]
Q_{ref_r}	Potência reativa de referência para o conversor do lado da rede [p.u.]

V_{CC}	Tensão no barramento CC dos conversores do aerogerador [p.u.]
V_{CCref}	Tensão de referência no barramento CC para o conversor do lado da rede [p.u.]
D	Ponto de operação do sistema
V_0	Tensão do sistema para o ponto de operação D
V_{crit}	Tensão máxima de limite da estabilidade da tensão
P_0	Potência ativa do sistema para o ponto de operação D
P_{max}	Potência ativa máxima de limite da estabilidade da tensão
Z	Impedância [Ω]
I	Corrente [p.u.]
E	Tensão gerada [p.u.]
V	Tensão na barra da carga [p.u.]
R	Resistência [p.u.]
X	Reatância [p.u.]
S	Potência aparente [p.u.]
P	Potência ativa [p.u.]
P_k	Potência ativa na barra k [p.u.]
Q	Potência reativa [p.u.]
Q_k	Potência reativa na barra k [p.u.]
G_{km}	Susceptância entre as barra k e m [p.u.]
B_{km}	Condutância entre as barra k e m [p.u.]
θ_k	Ângulo da tensão na barra k [rad]
θ_m	Ângulo da tensão na barra m [rad]
θ_{km}	Diferença angular da tensão entre as barras k e m [rad]
ΔP	Variação no fluxo de potência ativa [p.u.]
ΔQ	Variação no fluxo de potência reativa [p.u.]
ΔV	Variação da magnitude da tensão [p.u.]
$\Delta \theta$	Variação do ângulo da tensão [rad]
∂	Derivada parcial de uma variável
P_{inj}	Potência ativa injetada no sistema pela geração eólica [p.u.]
V_{min}	Tensão mínima da largura de banda de tensão para a barra de referência [p.u.]
V_{max}	Tensão máxima da largura de banda de tensão para a barra de referência [p.u.]

V_{med}	Tensão medida na barra de referência [p.u.]
Q_{disp}	Limite de potência reativa disponível no gerador eólico [p.u.]
S_{nom}	Potência aparente nominal do gerador eólico [p.u.]
K_p	Coefficiente de impacto da potência reativa injetada na magnitude da tensão
Q_{inj}	Potência reativa injetada no sistema pela geração eólica [p.u.]
V_{ref}	Tensão de referência para a barra de referência [p.u.]
ΔV_{ref}	Constante de variação da tensão de referência para a barra de referência [p.u.]
P_{prev}	Potência ativa prevista a ser produzida pelo gerador [p.u.]
U_{prev}	Velocidade do vento prevista [m/s]
Q_{prev}	Limite de potência reativa disponível prevista para o gerador eólico [p.u.]
V_{prev}	Tensão prevista para a barra de referência [p.u.]
Q_{disp10}	Margem de reserva de potência reativa [p.u.]
ΔV_{mod}	Varição de tensão causada pela operação de 1 módulo capacitivo do banco de capacitores chaveados [p.u.]
Q_{mod}	Potência reativa de um módulo capacitivo do banco de capacitores chaveados [p.u.]

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	21
1.1 OBJETIVOS.....	28
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	29
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	30
2 GERAÇÃO EÓLICA	31
2.1 O VENTO.....	33
2.2 ANÁLISE ESTATÍSTICA E PROBABILÍSTICA DO VENTO.....	34
2.2.1 Distribuição de Weibull.....	36
2.3 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS DE UNIDADES EÓLICAS TÍPICAS.....	39
2.4 GERADORES ELÉTRICOS PARA TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL.....	41
2.4.1 Geradores de Indução Duplamente Alimentados.....	41
2.4.2 Geradores Síncronos.....	44
2.5 PREVISÃO DO VENTO.....	47
3 REGULAÇÃO DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	51
3.1 CONCEITOS DE QUALIDADE DA TENSÃO.....	52
3.2 COMPORTAMENTO DA TENSÃO EM FUNÇÃO DA CARGA E ÍNDICES DE SENSIBILIDADE DE TENSÃO.....	54
3.2.1 Sensibilidade V-Q.....	58
3.3 DISPOSITIVOS REGULADORES DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	61
3.3.1 Transformador com Comutação de <i>Tap</i> com Carga.....	62
3.3.2 Banco de Capacitores.....	65
3.3.2.1 Bancos de Capacitores Chaveados.....	67
3.3.3 Sistemas Flexíveis de Transmissão CA - <i>FACTS</i>	70
3.4 IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	72
3.4.1 O Impacto da Geração Eólica Distribuída sobre a Magnitude da Tensão de Sistemas de Distribuição.....	75
4 ANÁLISE DAS CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO DE UNIDADES EÓLICAS E PROPOSIÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	81
4.1 TOPOLOGIA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ADOTADO.....	82
4.2 REGULAÇÃO DE TENSÃO UTILIZANDO A GERAÇÃO EÓLICA DISTRIBUÍDA ...	83
4.3 INCERTEZAS NA OPERAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA E A PREVISÃO DO VENTO.....	85
4.4 METODOLOGIA PARA AVALIAR O IMPACTO DA GERAÇÃO EÓLICA DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	86
4.5 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PROPOSTAS PARA A REGULAÇÃO DE TENSÃO EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO EÓLICA DISTRIBUÍDA	88

4.5.1 Estratégia de Regulação de Tensão Considerando a Unidade Eólica Operando no Modo PQ	89
4.5.2 Estratégia de Regulação Baseada no Modo de Operação PQ Considerando a Redução da Referência de Potência	92
4.5.3 Estratégia de Regulação de Tensão Considerando a Unidade Eólica Operando no Modo PV	94
4.5.4 Estratégia de Regulação de Tensão Considerando a Unidade Eólica Operando no Modo PV e Estimativa de Vento e Carga	97
4.5.5 Estratégia de Regulação de Tensão Baseada no Modo de Operação PV para a Geração Eólica Considerando Banco de Capacitores Chaveados com Malha de Controle de Tensão	101
4.6 METODOLOGIA	105
4.6.1 Metodologia de Avaliação do Desempenho das Estratégias Propostas	107
5 RESULTADOS	109
5.1 RESULTADOS DA ANÁLISE ESTATÍSTICA E PROBABILÍSTICA DO VENTO....	109
5.2 ANÁLISE DO IMPACTO DAS POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA NA TENSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	112
5.3 PREVISÃO DO VENTO	117
5.4 ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO EÓLICA DISTRIBUÍDA NA TENSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	120
5.5 ANÁLISE DAS ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PROPOSTAS PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO	130
5.5.1 Avaliação da Estratégia de Regulação de Tensão Baseada no Despacho de Potência Reativa da Geração Eólica	130
5.5.2 Avaliação da Estratégia de Regulação de Tensão Baseada no Modo de Operação PQ Considerando a Redução da Potência Reativa Injetada	136
5.5.3 Avaliação da Estratégia de Regulação de Tensão Baseada no Modo de Operação PV com Referência de Tensão Variável	140
5.5.4 Avaliação da Estratégia de Regulação de Tensão Baseada no Modo de Operação PV Considerando Estimativa de Vento e Carga	150
5.5.5 Avaliação da Estratégia de Regulação de Tensão Baseada no Modo de Operação PV Considerando Banco de Capacitores Chaveados	161
5.5.6 Considerações Finais	165
6 CONCLUSÃO	166
7 REFERÊNCIAS	171

1 INTRODUÇÃO

A modernização dos processos produtivos industriais, agrícolas e comerciais em busca do crescimento econômico e o fácil acesso às novas tecnologias de dispositivos eletroeletrônicos são fatores que contribuem para o aumento do consumo de energia elétrica ao redor do mundo, especialmente em países em desenvolvimento, como é o caso do Brasil. Além das dimensões continentais, o crescimento da economia brasileira verificado nas últimas décadas posiciona o país entre os 10 maiores países consumidores de energia elétrica, com a marca de 464,8 TWh atingidos no ano de 2010, de acordo com o levantamento estatístico feito pela empresa de pesquisa energética (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2013). Segundo relatórios anuais elaborados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para o Sistema Interligado Nacional (SIN), o consumo de energia elétrica em 2013 apresentou um crescimento de 93,82% quando comparado ao consumo registrado em 1994 (ONS, 2014).

Atualmente 66,5% de toda a energia elétrica consumida no mundo é gerada a partir de combustíveis fósseis, 16,8% é gerada a partir de energia hidráulica, 12,9% a partir de energia nuclear, 1,7% a partir de energia eólica e 2,1% a partir de outras fontes energéticas, tais como solar, geotérmica e biomassa (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2013). Entretanto, este perfil de matriz energética mundial vem se tornando cada vez mais discutido sob o aspecto da poluição ambiental, principalmente devido à emissão de dióxido de carbono (CO₂).

No Brasil, a abundância do sistema hídrico favorece a geração de energia elétrica hídrica, que atualmente compreende 66% de todo o potencial elétrico instalado no país e torna-o o segundo país no mundo que mais utiliza a geração hidrelétrica (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2013). Mesmo assim o país não está livre de uma reestruturação da matriz energética em busca de uma maior participação das fontes de energia renováveis. Diante destes fatos, especificamente no Brasil, novos empreendimentos energéticos estão sendo instalados considerando a baixa emissão de gases, como por exemplo, a hidrelétrica Belo Monte. Além desta, inúmeros outros empreendimentos de médio e pequeno porte estão sendo construídos com base na geração hidráulica, eólica, solar e biomassa, diversificando a matriz energética brasileira.

Os empreendimentos energéticos de pequeno porte são caracterizados pela potência instalada reduzida e por serem sistemas descentralizados, ou seja, afastados geograficamente dos grandes centros de transmissão e subtransmissão de energia elétrica, normalmente por serem construídos em locais ótimos para o aproveitamento energético de quedas d'água ou condições climáticas ideais para a geração de energia. Em consequência disso, faz-se necessária a conexão elétrica destes pequenos centros de geração ao sistema elétrico mais próximo, normalmente sistemas de distribuição de energia elétrica. A combinação das características de potência reduzida (quando comparada a grandes sistemas de geração) e localização distanciada de grandes sistemas de transmissão de energia denomina uma categoria de geração de energia, a geração distribuída (GAONKAR, 2010).

O aproveitamento da energia eólica tem se destacado no mundo e no Brasil, onde os ventos ideais para tanto estão presentes em grande parte do território. A energia eólica disponível no Brasil já motivou a instalação de várias usinas eólicas nos últimos anos, sendo que em 2012 essas usinas tornaram-se responsáveis por 1,6% da capacidade total de geração instalada no país (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2013). No mundo, ao final de 2013 a potência instalada por meio de unidades eólicas correspondia a aproximadamente 318 GW e, de acordo com as previsões atuais, a geração eólica pode atingir a marca de 596 GW de potência total instalada até o final do ano de 2018 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2013).

O crescimento almejado para os próximos anos em geração eólica se dará através da criação de novos parques eólicos, com o emprego de unidades eólicas com as mais novas tecnologias para o setor, que está em constante evolução em tamanho e em potência desde o seu surgimento no século XIX (BURTON et al., 2001). Atualmente, a tecnologia desenvolvida permite unidades eólicas com torres de sustentação com mais de 170 m de altura e rotores com 150 m de diâmetro, que possibilitam atingir potências da ordem de 7,5 MW, e com perspectivas de que estes números possam crescer num futuro próximo (ANAYA-LARA et al., 2009), (MANWELL; MACGOWAN; ROGERS, 2009).

A evolução tecnológica dos aerogeradores, especialmente o aumento da potência dos aerogeradores apresentam vantagens como o melhor aproveitamento do potencial energético de uma determinada região, maior capacidade de geração, e também a melhora do retorno financeiro, diminuindo o tempo de amortização do investimento. O aumento do número de unidades de geração distribuída e o

aumento da potência instalada nos parques eólicos distribuídos oportunizam também o crescimento da capacidade de fornecimento de energia elétrica, redução de perdas e o aumento da confiabilidade do sistema elétrico quanto à dependência de apenas uma fonte de energia e também perante faltas de energia elétrica (RIZY et al, 2011), (BAGGINI, 2008). Entretanto, também surgem desafios para a conexão destas unidades de geração distribuída a um sistema elétrico. A instalação de unidades de geração de energia distribuída ao longo de sistemas elétricos alteram suas características de operação e controle e podem interferir na qualidade do fornecimento de energia aos consumidores (ACKERMANN, 2005), (VIAWAN, 2008), (GAONKAR, 2010).

A avaliação do impacto da geração distribuída sobre o sistema elétrico é baseado principalmente no percentual de participação da geração distribuída no sistema elétrico, ou seja, o nível de inserção da geração eólica. Em virtude do progresso tecnológico que possibilitou o aumento da potência e o ganho de eficiência dos aerogeradores, índices de inserção cada vez maiores são obtidos, o que pode causar um grande impacto no sistema elétrico.

As alterações das características de operação e controle do sistema elétrico e a possível perda de qualidade de energia são decorrentes das características da geração distribuída. Para o caso da geração distribuída eólica, as diferentes condições de vento acarretam em variações na geração de energia que causam a alternância do fluxo de potências do sistema elétrico (BAGGINI, 2008). Em consequência disso, há o aumento da complexidade da operação, a confiabilidade pode ser comprometida devido a possível instabilidade do sistema, os sistemas de proteção tornam-se muito mais complexos e a qualidade da energia elétrica pode ser prejudicada (SALMAN, 1996), (BURTON et al., 2001), (ANAYA-LARA et al., 2009), (GAONKAR, 2010), (JENKINS; EKANAYAKE; STRBAC, 2010).

Dentre os efeitos da inserção da geração eólica distribuída, este trabalho detém-se no estudo do impacto sobre a qualidade da energia do sistema elétrico de distribuição. A qualidade da energia fornecida aos consumidores brasileiros é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que estabelece os padrões de qualidade de energia elétrica a serem garantidos aos consumidores. Contudo, a geração distribuída eólica pode causar distorções destes parâmetros e, por isso, o estudo a ser apresentado visa abordar

tais efeitos negativos na qualidade da energia, mais especificamente na magnitude da tensão do sistema de distribuição.

De acordo com Baggini (2008) e Venmathi et al. (2011), a conexão de unidades eólicas aos sistemas de distribuição pode causar problemas de qualidade de energia tais como: distorções harmônicas nas formas de onda das tensões e correntes; variações de tensão de curta duração caracterizadas também como afundamentos e elevações de tensão; variações de tensão de longa duração caracterizadas por interrupções, sub e sobretensões; e também o surgimento de flutuações de tensão esporádicas em virtude da variação do fluxo de potências. Entretanto, a intensidade dos efeitos causados em tais parâmetros da qualidade de energia elétrica, também entendido como o impacto negativo na qualidade da energia elétrica, depende de fatores como o tipo da turbina eólica, o perfil do vento local, o índice de inserção eólica no sistema elétrico e a forma de controle das unidades eólicas.

Em uma turbina eólica de velocidade variável, por exemplo, é possível produzir energia elétrica em uma maior gama de velocidades de vento, porém ainda com variação de potência gerada. O vento incidente sobre a turbina também pode apresentar perfis diferenciados, em turbinas com velocidades constantes ou variáveis, influenciando diretamente na energia elétrica gerada (MARQUES, 2004). Além disso, a potência elétrica gerada é definida pela inserção da geração eólica, que quanto maior for, maior será o impacto negativo na qualidade do fornecimento de energia elétrica.

A inserção da geração eólica em sistemas de distribuição pode ser desfavorável para a manutenção da qualidade da energia. Dentre os principais impactos pode-se citar a variação da potência demandada pelo sistema de distribuição e interferência negativa no controle dos dispositivos reguladores de tensão, tais como transformadores OLTC (do Inglês, *On-Load Tap Changer*), reguladores série e bancos de capacitores.

A variação do fluxo das potências no sistema de distribuição introduzida pela variabilidade da potência gerada pelas unidades eólicas, associada à variação típica de carga do sistema interfere na magnitude da tensão, que podem variar tanto de forma rápida ou lenta, dependendo do perfil da curva de potência gerada. No caso de variações rápidas na magnitude da tensão do sistema de distribuição, estas

impossibilitam que dispositivos reguladores de tensão mantenham a tensão dentro dos padrões exigidos pelo órgão regulador.

Em sistemas de distribuição de energia convencionalmente compostos por transformadores OLTC e reguladores série também sob o modo de controle tradicional, a introdução da geração distribuída eólica pode prejudicar a eficácia destes dispositivos (KOJOVIC, 2003), (CHENSONG DAI; BAGHZOUZ, 2004). Ambos os controles destes dispositivos são parametrizados com valores de largura de banda, faixa que delimita a variação de tensão permissível, e também com o tempo morto, que é o tempo de espera entre a violação da largura de banda e a realização da manobra de *tap*.

Estes parâmetros são ajustados com base no perfil de carga do sistema de distribuição e de forma a atender as regulamentações de qualidade de energia. Porém as variações e flutuações de tensão causadas pela geração eólica podem tornar ineficientes a operação de transformadores OLTC e reguladores série na regulação da tensão com base em valores da largura de banda. Isso normalmente resulta no aumento excessivo do número de comutações de *tap*.

De forma análoga, a operação de bancos de capacitores destinados à regulação de tensão e/ou fator de potência da rede de distribuição, em operação conjunta com a geração distribuída eólica pode torná-los ineficientes, pois o despacho dos bancos de capacitores normalmente é realizado com base no perfil da carga ao invés de níveis de tensão. Conseqüentemente neste perfil de operação e controle podem surgir períodos com magnitude de tensão inadequada, fator este que agrava o controle da qualidade da energia fornecida (KOJOVIC, 2003).

A operação ineficiente dos dispositivos reguladores como o transformador OLTC, regulador série e bancos de capacitores, além de aumentar os custos de manutenção podem agravar os problemas de variações e flutuações de tensão já originadas pela inserção da geração distribuída eólica. Para minimizar estes efeitos negativos, estratégias de controle específicas precisam ser adotadas para controlar os dispositivos reguladores considerando a geração distribuída. Também é possível utilizar equipamentos suplementares que permitem mitigar o impacto negativo causado pelas unidades eólicas de geração distribuída.

O progresso da tecnologia na área da eletrônica de potência permitiu que surgissem equipamentos para aplicações no controle da qualidade de energia elétrica em sistemas com geração distribuída, como os sistemas flexíveis de

transmissão AC (ou dispositivos FACTS, do Inglês, *Flexible Alternate Current Transmission System*). Os dispositivos FACTS são conversores estáticos de alta potência que surgiram na década de 80 por meio das inovações da eletrônica de potência e de sistemas de controle com a finalidade principal de ajustar grandezas elétricas como, por exemplo, a magnitude de tensão ou fator de potência de um sistema elétrico (HINGORANI; GYUGYI, 1999).

No decorrer dos anos, surgiram diferentes topologias de dispositivos, e atualmente já existem modelos capazes de efetuar ajustes na tensão de sistemas elétricos, permitindo uma regulação de tensão mais efetiva para casos de variações momentâneas de tensão (XUANXUAN LIU; PENG LI, 2007), (TOFIGH; RAHIM; KUMARAN, 2010). Em Tofigh, Rahim e Kumaran (2010), por exemplo, utiliza-se o compensador estático de reativos (ou STATCOM, do Inglês, *Static Synchronous Compensator*) para mitigar flutuações de tensão causadas por unidades eólicas de geração distribuída. Também em Xuanxuan Liu e Peng Li (2007) é proposto o uso do restaurador dinâmico de tensão (ou DVR, do Inglês, *Dynamic Voltage Restorer*) para a regulação de tensão em sistemas com geração distribuída. Entretanto, os dispositivos FACTS, por serem tecnologicamente avançados, em geral apresentam custo elevado e normalmente tornam-se inviáveis economicamente para grande parte das aplicações em sistemas de distribuição.

Como medida alternativa ao uso dos dispositivos FACTS, estratégias de controle que compreendam as características necessárias para a operação e controle do sistema de distribuição na presença da geração distribuída são propostas em pesquisas. Nestes casos, as estratégias propostas controlam o sistema de regulação de tensão de forma coordenada entre os dispositivos reguladores de tensão, de maneira a minimizar as variações e flutuações de tensão causadas pela geração distribuída eólica.

Muitas das estratégias propostas tiram proveito da capacidade da geração eólica de participar dos serviços ancilares do sistema através da geração de potência reativa, capacidade esta não restrita apenas aos geradores síncronos, mas também disponível em outras topologias em virtude do uso dos conversores eletrônicos e dos sistemas de controle embarcados (VENMATHI et al., 2011). A exemplo disso, inúmeros trabalhos são propostos com o objetivo de efetuar a regulação da tensão em regime permanente usando unidades de geração distribuída e considerando estratégias de controle coordenado entre diferentes dispositivos

reguladores de tensão e a geração distribuída. Em geral, estes estudos têm apresentado resultados positivos como redução de perdas de potência no sistema de transmissão e distribuição, redução do número de comutações de *tap* de transformadores OLTC e reguladores série, bem como a redução das variações e flutuações de tensão, contribuindo significativamente na melhora da magnitude da tensão do sistema (KIM; KIM, 2001), (CALDON et al., 2005), (KOJOVIC, 2006), (VIAWAN; KARLSSON, 2008), (VIJAYAN, 2010), (LIN; SUN; HOU, 2012), (CHEN; QIAO; LU, 2012), (CHIRAPONGSANANURAK et al., 2012).

As variações estocásticas da velocidade do vento são uma incerteza que pode afetar de forma significativa a operação e o controle coordenado de tensão em sistema de distribuição com geração eólica. Entretanto, técnicas de previsão da velocidade do vento para curtos períodos de tempo (15 minutos, por exemplo) podem ser utilizadas para auxiliar na operação e no controle de sistema de distribuição com geração eólica (NARAYANA et al., 2009), aumentando assim a confiabilidade do sistema elétrico e a qualidade da energia fornecida (AHLSTROM; JONES; ZAVADIL, 2005), (WU; HONG, 2007).

De maneira semelhante, variações bruscas de carga também causam perturbações nos sistemas elétricos. Uma das principais características de um sistema de distribuição de energia é a variabilidade da carga, que assume valores diferenciados em diferentes horas do dia, dias da semana, e também com variações sazonais, que influenciam diretamente no controle do sistema elétrico. As variações de carga alteram o fluxo de potência na rede elétrica, que por sua vez, assume valores de perdas de potência, de quedas de tensão e fatores de potência diferentes, exigindo a regulação de tais parâmetros a fim de garantir a qualidade da energia fornecida aos consumidores.

Como o perfil da carga de um sistema elétrico depende do tipo de consumidores, seja residencial, comercial, ou industrial, e dos tipos de cargas acionadas, a carga de um sistema elétrico é uma variável que não pode ser controlada, e em consequência disso, esta incerteza é transferida para os sistemas de controle e operação do sistema elétrico de distribuição. Uma das soluções encontradas para amenizar os efeitos da variação da carga em sistemas elétricos é a utilização de sistemas de previsão de carga, que atualmente é considerada como uma ferramenta essencial para a operação e planejamento de sistemas elétricos,

resultando também em benefícios econômicos (ALFUHAID; EL-SAYED; MAHMOUD, 1997), (SENJYU et al., 2002).

Devido ao fato de que as variações do vento e da carga interferem na operação e controle do sistema elétrico e conseqüentemente na qualidade da energia, é necessário adotar ações de controle específicas que considerem as características operacionais dos sistemas de distribuição e da geração eólica.

1.1 OBJETIVOS

Neste contexto, o presente trabalho tem o objetivo de analisar e discutir o impacto da variação do vento e a conseqüente variação da geração em unidades eólicas distribuídas sobre a magnitude da tensão de regime permanente, quando inseridas em sistemas de distribuição. No Brasil, a conexão das unidades eólicas de geração distribuída na barra de média tensão (tensão de 13,8kV à 34,5kV, tipicamente) de subestações de distribuição é predominante. Motivado por esta prática, o trabalho considera a conexão da geração eólica na barra da subestação e foca na análise do impacto da geração distribuída na magnitude da tensão da barra de média tensão, bem como na operação do transformador OLTC.

Identificados os efeitos da inserção da geração eólica na magnitude da tensão de regime permanente do sistema de distribuição e na operação do transformador OLTC, estratégias para a regulação de tensão na barra da subestação são propostas utilizando a capacidade das unidades eólicas de participar de serviços ancilares. O objetivo do controle proposto é possibilitar que a geração eólica contribua de forma coordenada com a regulação de tensão do sistema de distribuição, mitigando as variações e flutuações de tensão causadas pelas variações normais de vento e carga. Assume-se que a regulação da tensão ao longo da rede de distribuição é realizada por dispositivos como reguladores série de tensão e banco de capacitores, que não compreendem o sistema de controle coordenado proposto neste trabalho.

Devido à tendência da utilização de sistemas de previsão de vento e carga na programação e operação de sistemas elétricos, este trabalho pretende também abordar os sistemas de previsão de vento e carga no contexto do controle

coordenado de tensão em sistemas de distribuição. Considerando como entradas os dados estimados para a velocidade do vento e carga, análises e discussões serão realizadas com base nos resultados obtidos nos testes das estratégias propostas, de forma a estabelecer o impacto dos dados estimados sobre a magnitude de tensão do sistema e na operação e dos dispositivos reguladores.

Este trabalho visa contribuir com a avaliação do impacto da geração eólica distribuída na tensão de um sistema de distribuição típico brasileiro. Os testes são baseados em dados reais de velocidade do vento e carga, de modo a permitir análises quantitativas de tal impacto sobre a magnitude da tensão e na operação do transformador OLTC.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Com base no exposto anteriormente os objetivos específicos deste trabalho são:

- A partir de dados reais de velocidade de vento, efetuar a análise estatística e probabilística dos dados e classificá-los de acordo com a velocidade média e densidade média de potência;
- Determinar o impacto da inserção da geração eólica na magnitude da tensão de regime permanente, considerando a operação das unidades eólicas no modo de controle de potência reativa (PQ) onde Q é igual à zero;
- Propor estratégias de controle coordenado de tensão para sistemas de distribuição com geração eólica distribuída, considerando a operação das unidades eólicas sob o modo de controle de potência reativa (PQ) e controle de tensão (PV), para minimizar o impacto negativo da geração distribuída;
- Propor estratégias de controle coordenado de tensão para sistemas de distribuição com geração eólica distribuída, utilizando dados estimados de vento e carga, para minimizar o impacto negativo da geração eólica distribuída;

- Propor estratégias de controle coordenado de tensão para sistemas de distribuição com geração eólica distribuída, acrescido de bancos de capacitores chaveados.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta dissertação de mestrado está organizada de forma ordenada de maneira a facilitar o entendimento do estudo desenvolvido. O Capítulo 2 apresenta conceitos sobre a geração eólica e as características construtivas e operacionais das unidades eólicas típicas. Além disso, apresenta-se uma discussão sobre o comportamento estocástico do vento e a análise estatística e probabilística do vento. Definida a influência do vento sobre a geração eólica, uma revisão bibliográfica da previsão do vento é exposta. No Capítulo 3, fundamentos de regulação de tensão em sistemas de distribuição são discutidos, considerando as características de operação e controle dos dispositivos reguladores. É também abordado o impacto ocasionado pela geração distribuída eólica sobre estes dispositivos. Ainda no Capítulo 3, são apresentadas as principais estratégias de controle desenvolvidas para a mitigação do impacto negativo da geração eólica distribuída em sistemas de distribuição. No Capítulo 4 são descritas de forma detalhada as estratégias de controle coordenado propostas para a regulação da tensão em sistemas de distribuição com geração eólica distribuída. São descritas também as considerações feitas e metodologia utilizada no desenvolvimento deste trabalho. Os resultados obtidos através das simulações computacionais são apresentados e analisados no Capítulo 5. Ao final, o Capítulo 6 apresenta as conclusões obtidas no desenvolvimento desta dissertação e são descritos possíveis trabalhos futuros na área.

2 GERAÇÃO EÓLICA

A crise do petróleo e a preocupação mundial com fontes de energia renováveis foram grandes motivadores do desenvolvimento das unidades eólicas de geração no mundo todo. Além disso, a flexibilidade no transporte e sua aplicação mais ampla na sociedade também motivaram o crescimento de novas formas de geração de energia elétrica.

Com o mesmo princípio dos moinhos de vento utilizados como fonte de energia mecânica na agricultura, a energia eólica partiu do princípio de que a energia mecânica proveniente do vento poderia servir como propulsor de geradores elétricos. Na década de 70, período em que a oferta de petróleo esteve em baixa, a energia eólica despertou o interesse de pesquisadores na busca por fontes de energia renovável.

Desde então a energia eólica se desenvolveu rapidamente em tecnologia e tamanho. As inovações tecnológicas propiciadas pelos investimentos trouxeram ao mercado da geração eólica produtos mais eficientes, mais leves e resistentes, e com maior capacidade de geração, como pode ser observado na Figura 1, que mostra o crescimento nas dimensões das torres e rotores, bem como o aumento de potência dos aerogeradores ao longo dos anos.

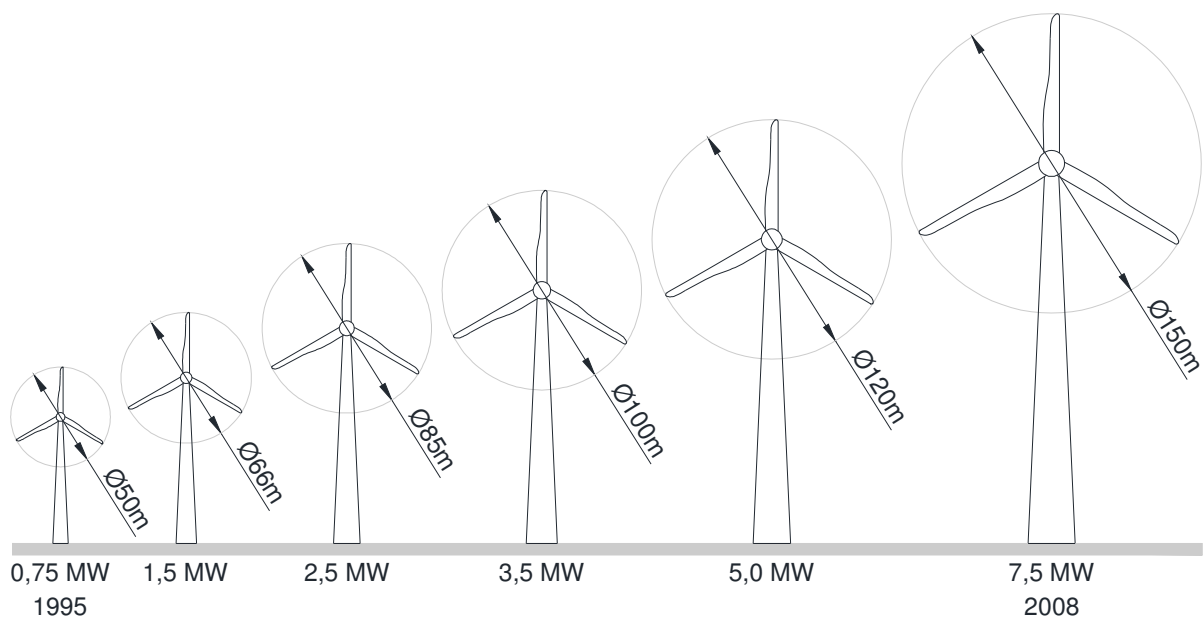


Figura 1 – Evolução das turbinas e geradores eólicos
 Fonte: Adaptado de Anaya-Lara et al. (2009).

Além do avanço tecnológico, a participação da energia eólica no mercado energético mundial também teve um crescimento expressivo nas últimas décadas, inclusive no setor energético nacional, tornando o Brasil, líder do mercado de energia eólica na América do Sul (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2013). No final do ano de 2013 o potencial eólico acumulado no mundo todo era aproximadamente 318 GW, e para o final de 2018 é previsto que a potência instalada ultrapasse a marca de 596 GW (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2013). O Gráfico 1 ilustra o crescimento da energia eólica no mundo durante as últimas décadas.

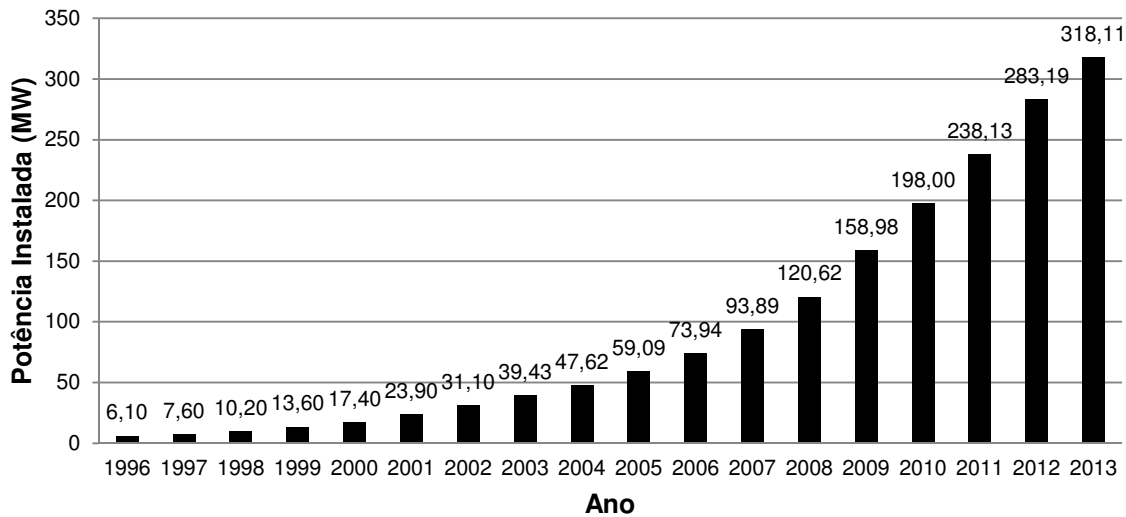


Gráfico 1 – Capacidade global instalada acumulada
Fonte: Adaptado de Global Wind Energy Council (2013).

Para demonstrar os benefícios obtidos com o avanço tecnológico no desenvolvimento das turbinas e geradores eólicos e posteriormente analisar os pontos positivos e negativos do crescimento da participação da geração eólica no cenário energético mundial, na sequência serão discutidas as características construtivas e de operação das unidades de geração eólica atuais, bem como o estudo da importância do estudo das características do vento para a geração de energia eólica.

2.1 O VENTO

O vento é um fenômeno natural originado pela influência de outros fenômenos naturais como radiação solar, rotação da terra, e dos efeitos térmicos, que causam diferenciais de pressão entre as diferentes regiões da terra. Da combinação destes fenômenos naturais nascem os ventos globais, de comportamento estocástico, tanto geograficamente como temporalmente, do qual a geração de energia eólica depende totalmente.

O vento em uma dada região do globo sofre influência do tipo do relevo, da proximidade litorânea, e até mesmo do tipo de vegetação que compõe a região, pois esses fatores influenciam na temperatura e umidade do ar que por sua vez altera as condições do vento. A análise temporal das características do vento retrata variações anuais, sazonais, diárias e de curta duração. A atividade humana, como por exemplo, o desmatamento, construções civis, entre outros, podem causar mudanças no comportamento anual do vento e apresentar forte impacto ao longo de décadas. As alterações no perfil do vento em regime sazonal são em grande parte atribuídas à rotação da terra, mais especificamente às estações climáticas. Variações diárias são provocadas pelo aquecimento desigual da superfície terrestre, notadas principalmente em regiões litorâneas, influenciadas também pelas brisas marítimas, bem como em regiões montanhosas devido à canalização do vento. Já em curtos períodos de tempo como de horas ou minutos, tem-se a ocorrência de turbulências e rajadas de vento (MANWELL; MACGOWAN; ROGERS, 2009), (NELSON, 2009). Sendo assim, o vento pode assumir diferentes comportamentos para uma mesma região ao longo do tempo, tal como velocidade e direção, temperatura e umidade.

A geração eólica baseia-se na energia cinética contida no vento, que é convertida em energia mecânica através de turbinas eólicas movimentadas pelo deslocamento de massas de ar em velocidades suficientemente grandes para prover torque mecânico ao gerador elétrico. A energia cinética E disponível no vento, expressa pela equação (1), tem relação quadrática com a velocidade do vento U , e a potência mecânica disponível no vento P_{mec} , expressa pela equação (2), tem relação cúbica com a velocidade do vento U , onde m é a massa de ar em

movimento, ρ é a massa específica do ar na temperatura ambiente e A é a área da turbina,

$$E = \frac{1}{2} mU^2, \quad (1)$$

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho AU^3. \quad (2)$$

Tendo em vista a relação cúbica da velocidade do vento com a potência extraída pela turbina, o estudo das características do vento no local de implantação da geração eólica é imprescindível para garantir a viabilidade do projeto. A viabilidade de um projeto de um parque eólico é determinada com base em inúmeros fatores, e um dos principais é o potencial eólico da região.

O potencial eólico determina qual é a capacidade de geração de energia eólica em função das características do vento que incidem sobre a área de implantação do parque eólico, e para determinar a potencial eólico da região, estudos estatísticos e de probabilidade são predominantemente usados, utilizando ferramentas como histogramas de velocidades de vento e funções de densidade de probabilidade de velocidade de vento. Os histogramas são aproximações da função densidade de probabilidade, pois mostram o número de ocorrências daquele vento no período amostrado. Já as funções de densidade de probabilidade indicam a probabilidade da ocorrência de determinado vento (MONTGOMERY; RUNGER, 2012). A seção seguinte aborda as definições e métodos mais utilizados no estudo dos ventos.

2.2 ANÁLISE ESTATÍSTICA E PROBABILÍSTICA DO VENTO

A estimativa do potencial eólico de um futuro parque de energia eólica normalmente é determinada com base no estudo do vento, que por sua vez é decorrente de diversos fatores climáticos globais. O vento é variável no tempo, em diferentes escalas e por isso estudos estatísticos de dados históricos de medições de velocidade de vento são usados para determinar a viabilidade de um empreendimento (MANWELL; MACGOWAN; ROGERS, 2009). A análise dos dados

armazenados deve considerar não apenas a velocidade média do vento, pois velocidades médias idênticas para regiões distintas podem apresentar diferentes potenciais eólicos, em função da variação da massa específica do ar, que varia com a pressão e a temperatura atmosférica. Desta forma é necessário analisar o potencial eólico local através de valores de potência por unidade de área.

O potencial eólico comumente é medido em valores médios de densidade de potência (W/m^2), dada pela equação (3), onde \bar{P}_{mec} é a potência média, A é a área da turbina, ρ é a massa específica do ar na temperatura ambiente, N é o número de amostras, e U é a velocidade do vento (MANWELL; MACGOWAN; ROGERS, 2009), (FADIGAS; PHILIPPI JUNIOR, 2011).

$$\frac{\bar{P}_{mec}}{A} = \frac{1}{2} \rho \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i^3. \quad (3)$$

A densidade de potência média anual de uma região pode ser comparada a valores de referência de densidade de potência apresentada na Tabela 1. Segundo Manwell, Macgowan e Rogers (2009), locais com densidade de potência média inferior a $100 \text{ W}/\text{m}^2$ são avaliados como impróprios; lugares com densidade de potência média próxima de $400 \text{ W}/\text{m}^2$ são bons; zonas com densidade de potência média maior que $700 \text{ W}/\text{m}^2$ são ótimas. Além destes dados, no início dos anos 80, os Estados Unidos através do *Pacific Northwest Laboratories* desenvolveu estudos para mapear os potenciais eólicos do país, e, em virtude de tais estudos criaram-se padrões de vento de forma a facilitar o entendimento da capacidade de geração eólica no local de implantação do parque de geração, em função das velocidades médias e de densidade de potência.

A análise estatística e probabilística do vento, além de permitir um estudo do potencial eólico também permite avaliar o impacto da geração eólica no sistema elétrico, pois possibilita a determinação da variância do vento e outros parâmetros que permitem correlacionar à característica do vento com a potência gerada pela unidade eólica.

Os diferentes conjuntos de medições de velocidades de vento foram classificados em 7 níveis, para diferentes alturas de medição, de acordo com a média de densidade de potência ou a equivalente média de velocidade do vento, como mostra a Tabela 1.

O uso direto dos dados coletados em medição permite a determinação da velocidade média, desvio padrão, além da já mencionada densidade média de potência. Contudo, histogramas de ocorrências de velocidades ou de frequência, e análises estatísticas como base nos conceitos de Weibull e Rayleigh são geralmente empregados para avaliação dos ventos. Estas funções probabilísticas permitem classificar os ventos de acordo com a média de densidade de potência e também conforme a curva de distribuição de frequência da velocidade, como em (KUMARASWAMY; KESHAVAN; JANGAMSHETTI, 2009) e (ZUWEI YU; TUZUNER, 2009), onde a distribuição de Weibull é usada para classificar as variações de velocidade do vento e para estimar a potência extraída em parques eólicos.

Tabela 1 - Classificação dos ventos

Classes de vento	10m		30m		50m	
	Densidade de potência (W/m ²)	Velocidade média do vento (m/s)	Densidade de potência (W/m ²)	Velocidade média do vento (m/s)	Densidade de potência (W/m ²)	Velocidade média do vento (m/s)
1	0-100	0-4,4	0-160	0-5,1	0-200	0-5,6
2	100-150	4,4-5,1	160-240	5,1-5,8	200-300	5,6-6,4
3	150-200	5,1-5,6	240-320	5,8-6,5	300-400	6,4-7,0
4	200-250	5,6-6,0	320-400	6,5-7,0	400-500	7,0-7,5
5	250-300	6,0-6,4	400-480	7,0-7,4	500-600	7,5-8,0
6	300-400	6,4-7,0	480-640	7,4-8,2	600-800	8,0-8,8
7	400-1000	7,0-9,4	640-1600	8,2-11,0	800-2000	8,8-11,9

Fonte: Adaptado de Manwell, Macgowan e Rogers (2009).

2.2.1 Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull é um método probabilístico simples que oferece boa aproximação e por isso tem sido usado para diversas finalidades, como por exemplo a distribuição de velocidade de vento, que por sua vez tem aplicação direta na análise de potenciais eólicos (LUN; LAM, 1999).

A função da distribuição de Weibull da velocidade de vento (U) é dada pela equação (4), que requer o conhecimento de dois parâmetros: k , que é o parâmetro do formato da curva, e c , que é o fator de escala (BURTON et al., 2001), (MANWELL; MACGOWAN; ROGERS, 2009), (NELSON, 2009), (FADIGAS; PHILIPPI JUNIOR, 2011).

$$p(U) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right]. \quad (4)$$

Com base nos valores de velocidade média e de desvio padrão do vento, os parâmetros de Weibull podem ser obtidos através das seguintes equações:

$$\mu = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right), \quad (5)$$

$$\sigma^2 = c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right], \quad (6)$$

onde μ é a velocidade média da amostra, σ é o desvio padrão da amostra e Γ é a função gama completa.

Boas aproximações na determinação dos parâmetros k e c podem ser obtidas através das seguintes equações:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\mu}\right)^{-1,086}, \quad (7)$$

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}, \quad (8)$$

sendo que a função gama (Γ) utilizada em distribuições contínuas, é expressa pela equação (9), onde U é a velocidade do vento.

$$\Gamma(U) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{U-1} dx. \quad (9)$$

Os parâmetros da distribuição de Weibull determinam o perfil da curva de densidade de probabilidade e através desta determina-se a velocidade do vento que prevalece na região indicado pelo parâmetro c e também permite determinar a variância da velocidade do vento da região através do parâmetro k . Diferentes combinações dos parâmetros k e c geram diferentes curvas de densidade de probabilidade conforme mostram as Figuras 2 e 3.

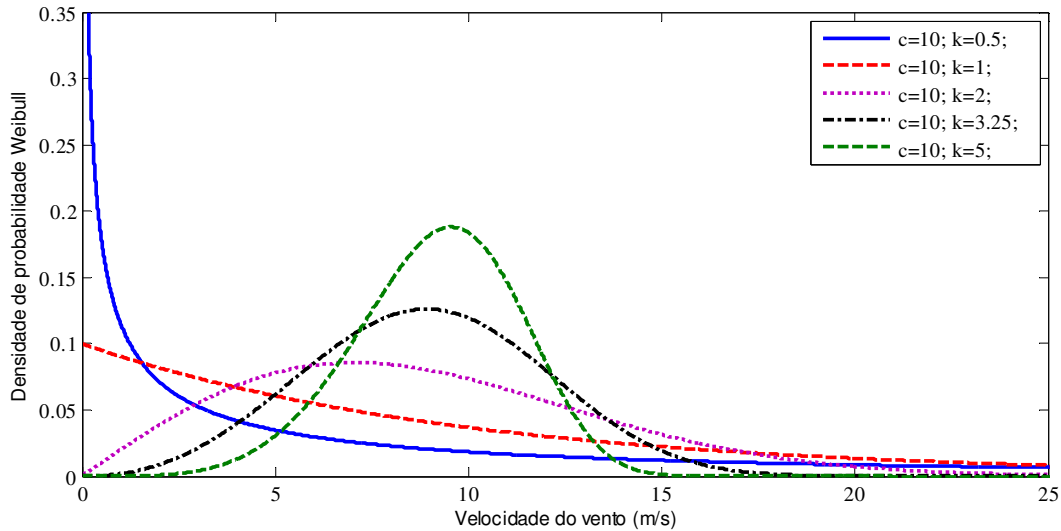


Figura 2 – Curva de densidade de probabilidade para diferentes valores de k

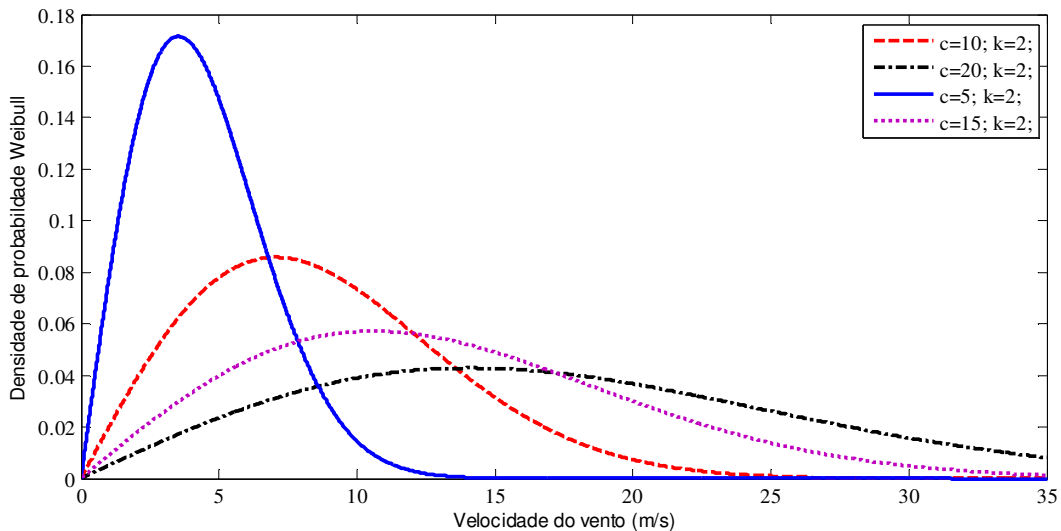


Figura 3 – Curva de densidade de probabilidade para diferentes valores de c

Os dados de distribuição de densidade de probabilidade da velocidade do vento obtidos através das técnicas de Weibull podem ser usados para determinar o modelo do aerogerador a ser instalado. A adequação das características das unidades eólicas é feita de modo a obter maior eficiência na geração de energia eólica. Nesse trabalho os dados em questão serão utilizados para avaliar o impacto da geração eólica no sistema elétrico. A seção seguinte apresenta as principais características do conjunto turbina e gerador elétrico que influenciam na sua eficiência.

2.3 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS DE UNIDADES EÓLICAS TÍPICAS

As unidades eólicas de geração de energia elétrica atuais foram aperfeiçoadas ao longo dos anos com foco no aumento da potência gerada e na eficiência da conversão da energia cinética contida no vento em energia mecânica. Com isso novos modelos de aerogeradores foram desenvolvidos, e hoje as unidades de geração eólica são tipicamente compostas por turbina eólica de três pás com eixo horizontal, caixa de engrenagens ou transmissão direta, gerador elétrico, mecanismo de orientação, sistema de controle, sistema hidráulico e torre de sustentação (VOLTOLINI, 2007).

A potência mecânica no eixo da turbina eólica que é utilizada para mover o eixo do gerador elétrico é obtida através da energia cinética contida no vento, expressa pela equação (1). A passagem de massas de ar por entre as pás da turbina eólica provoca a rotação do rotor da turbina, e, conseqüentemente produz potência mecânica no eixo.

Para determinar a potência mecânica que uma turbina eólica capta em função da velocidade do vento que a atinge pode-se utilizar a equação (10), onde C_p é o coeficiente de potência da turbina, ou eficiência/rendimento, ρ é a densidade do ar, A é a área do rotor, e U é a velocidade do vento (FADIGAS; PHILIPPI JUNIOR, 2011),

$$P_{mec} = \frac{1}{2} C_p \rho A V^3. \quad (10)$$

O coeficiente de potência C_p depende do tipo de turbina eólica, que pode ser de velocidade fixa ou de velocidade variável. Dentre os dois modelos, a que apresenta maior vantagem é a turbina de velocidade variável, pois suas características construtivas permitem a variação do coeficiente de potência da turbina, e conseqüentemente possibilita extrair a máxima potência da turbina eólica em diferentes velocidades do vento através da estratégia MPPT (do Inglês, *Maximum Power Point Tracking*). O valor máximo da eficiência de conversão de energia cinética em mecânica em unidades eólicas é de 59,3%, de acordo com o limite de Betz (BURTON et al., 2001).

As características da turbina combinadas com o seu controle geralmente caracterizam a operação dos aerogeradores de velocidade variável em 4 regiões, limitadas pela velocidade do vento aplicada à turbina (BURTON et al., 2001), (MARQUES, 2004), (ACKERMANN, 2005), (MATHEW, 2006), (FADIGAS; PHILIPPI JUNIOR, 2011). A Figura 4 representa a curva típica de operação dos aerogeradores de velocidade variável.

- Região I: Também denominada como velocidade de *cut-in*, é a região onde o aerogerador começa a converter energia cinética em energia mecânica. A velocidade de vento mínima para geração de potência mecânica varia de acordo com o fabricante, em geral, entre 3 e 5 m/s.
- Região II: A potência mecânica gerada é determinada pela intensidade do vento, potência esta que é dada por (10). Nesta região o controle de ângulo das pás está inativo. Essa é a região de máxima extração de potência baseada no MPPT.
- Região III: A turbina eólica opera na velocidade nominal e com potência mecânica máxima. Em velocidades de vento superiores a nominal o controle de ângulo das pás atua no controle da potência mecânica. A velocidade nominal do vento está tipicamente entre 12 e 16 m/s.
- Região IV: O aerogerador é desligado por segurança. Esta região de operação é conhecida como *cut-out*, que normalmente ocorre entre as velocidade de 20 e 25 m/s.

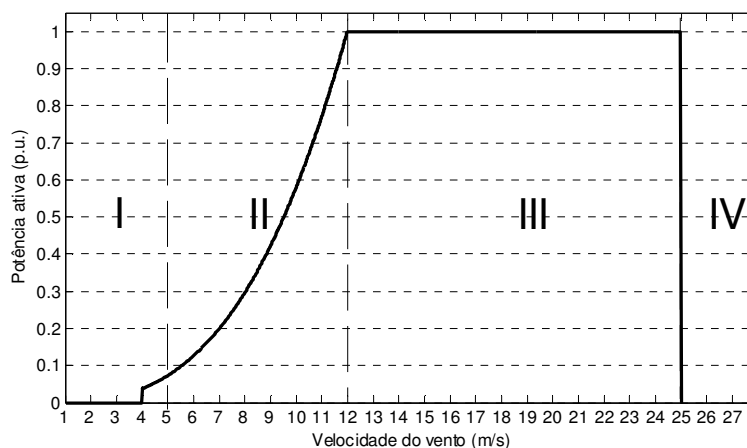


Figura 4 – Regiões de operação das unidades eólicas com turbina de velocidade variável
Fonte: Adaptado de Marques (2004).

A maior eficiência na extração de energia cinética do vento com turbinas de velocidade variável faz deste modelo o mais difundido em aerogeradores, sendo amplamente utilizado em novas instalações.

As unidades eólicas podem ser baseadas em diferentes tipos de geradores. Os geradores tipicamente utilizados em unidades eólicas são abordados na seção seguinte.

2.4 GERADORES ELÉTRICOS PARA TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL

O modelo de gerador de indução aplicável à geração eólica com turbinas de velocidade variável é restrito ao Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA). Por outro lado, as unidades eólicas com gerador de indução do tipo gaiola de esquilo não permitem desacoplar a frequência da rede elétrica da rotação do gerador. Isso restringe seu uso em aplicações com turbinas de uma ou mais velocidades fixas (MARQUES, 2004), (LI; CHEN, 2008).

Os geradores síncronos podem ser de duas topologias diferentes, o gerador com ímãs permanentes e o gerador com rotor bobinado. Ambos são usados em aerogeradores de velocidade variável, mas o que os diferencia do gerador GIDA é o seu custo, devido à necessidade de conversores de elevada potência.

Na sequência serão apresentadas e analisadas as características construtivas e de controle dos três modelos de geradores.

2.4.1 Geradores de Indução Duplamente Alimentados

Os Geradores de Indução Duplamente Alimentados (GIDAs) consistem em um gerador elétrico trifásico com rotor bobinado também trifásico, normalmente acessado por anéis coletores e escovas, porém pode ser do tipo sem escovas, de modo a reduzir as intervenções de manutenção. O enrolamento do estator é conectado a rede elétrica normalmente por meio de um transformador de potência para adequação do nível de tensão. O GIDA também é composto por dois conversores de potência para conectar o rotor à rede elétrica.

Os conversores de potência usados são do tipo VSC, (do Inglês, *Voltage Source Converter*), interligados na forma *back-to-back* através de um barramento CC. Tais conversores denominados como conversor do lado da rede e conversor do lado do rotor, normalmente são dimensionados para uma faixa entre 25 a 30% de potência total do gerador, e em conjunto com as características do gerador, determinam os limites operacionais do conjunto (LI; CHEN, 2008).

As características construtivas e de controle fazem do gerador GIDA um dos mais utilizados em turbinas de velocidade variável, pois oferece grande eficiência de geração de potência ativa em uma larga faixa de velocidades de vento, e ainda pode suprir potência com tensão constante para diferentes velocidades do rotor. A capacidade de fornecer ou consumir energia reativa também justifica sua preferência, pois pode ser incluso em grupos de serviços auxiliares, dando suporte ao sistema elétrico na qualidade de energia (AMARIS; ALONSO; ORTEGA, 2013).

As vantagens citadas são atribuídas à técnica de controle vetorial utilizada no GIDA. O controle vetorial é a técnica mais utilizada para o controle dos geradores GIDA, pois apresenta bom desempenho com pré-requisitos de implementação razoavelmente simples (SILVA, 2006), (ABAD et al., 2011). O controle vetorial utiliza o plano de referências de eixo direto (d) e de quadratura (q) girante para controlar de maneira independente determinadas variáveis de controle.

O controle vetorial permite aos conversores a operação nos quatro quadrantes, ou seja, é possível obter um fluxo bidirecional de potências nos conversores. Isso significa que a operação do GIDA pode ser nos modos subsíncrono e supersíncrono, fornecendo ou absorvendo potência (VOLTOLINI, 2007), (SALLES, 2009), (ABAD et al., 2011).

A Figura 5 mostra o diagrama típico de uma unidade eólica do tipo GIDA, e de forma simplificada apresenta as grandezas controladas pelos conversores do lado do rotor e da rede. O controlador do lado do rotor permite que o gerador opere nos modos PV ou PQ, de acordo com as referências dadas (P_{ref} , V_{ref} ou Q_{ref_s}). O conversor do lado da rede determina a referência da tensão do barramento CC que interliga os conversores (V_{CCref}) e da potência reativa a ser injetada ou absorvida na rede (Q_{ref_r}) pelo conversor. O GIDA ainda é composto por sistemas de proteção dos conversores do tipo *Crowbar* e por filtros passivos que atenuam os harmônicos não representados na ilustração apresentada.

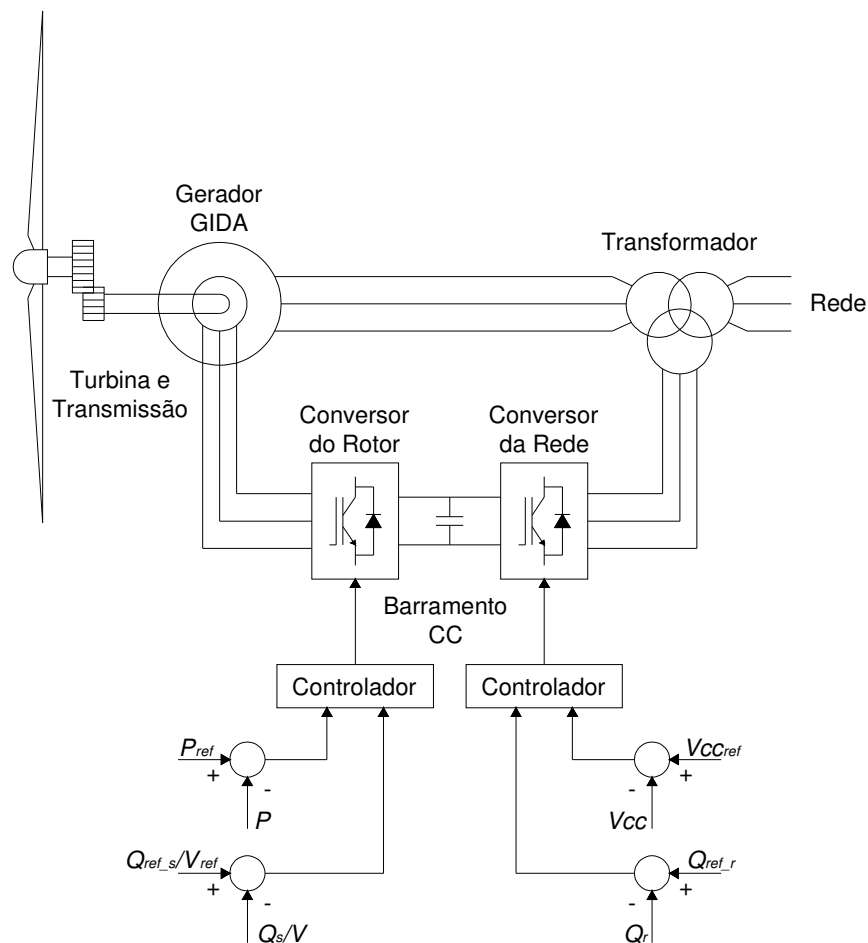


Figura 5 – Unidade eólica baseada em Geradores de Indução Duplamente Alimentados (GIDA)

O conversor do lado do rotor tem como principal finalidade regular a geração de potência ativa e reativa gerada no estator por meio do controle do torque eletromagnético e da tensão terminal do estator, através do controle desassociado das tensões de eixo direto e de quadratura do rotor (WU et al., 2007). O desacoplamento das tensões do rotor permite o controle desacoplado das correntes de eixo direto e de quadratura do rotor (SILVA, 2006), (VOLTOLINI, 2007), (TAZIL, et al., 2010), (ABAD et al., 2011), (POKHAREL, 2011). Além disso, o controle vetorial do conversor do rotor permite ajustar a tensão e a corrente do rotor para atingir diferentes pontos de operação, como por exemplo, variar a frequência, amplitude e ângulo de fase da tensão do estator. Também é capaz de manter a relação de tensão versus frequência (relação Volt-Hertz) constante, e assim, pode controlar a potência reativa do estator e o torque eletromagnético. O controle da potência reativa do estator (Q_s) permite a este conversor ajustar o fator de potência do estator, e em consequência disso, controlar o fator de potência da rede elétrica bem

como regular a tensão no ponto de conexão com a rede (VOLTOLINI, 2007), (ABAD et al., 2011).

O controlador do lado da rede tem dois objetivos: controlar a tensão do barramento CC que interliga os conversores e fornecer ou absorver potência reativa (Q_r) da rede elétrica (ABAD et al., 2011). O controle da tensão do barramento CC é feito assegurando o fluxo da potência ativa provida pelo conversor do lado do rotor à rede, de modo a evitar sub e sobretensões no barramento CC.

2.4.2 Geradores Síncronos

Dentre os geradores síncronos utilizados em aerogeradores de velocidade variável está o gerador de rotor bobinado e o de ímãs permanentes. Ambos os geradores tem seu estator conectado à rede através de conversores de potência, por isso necessitam de conversores de grandes potências para fluir toda a potência gerada à rede. Esta característica está entre as principais desvantagens do uso de geradores síncronos em turbinas eólicas de velocidade variável, pois o conversor em geral apresenta um custo relativamente alto (LI; CHEN, 2008).

Os geradores síncronos de rotor bobinado podem ser de polos salientes ou lisos. Normalmente são projetados de polos salientes e com grande número de polos para a operação em baixas velocidades, que permite a possibilidade de conexão direta ao rotor da turbina, sem o uso de sistemas de transmissão. Para o controle da excitação do rotor e do toque eletromagnético é necessário o uso de um conversor controlado especificamente para tal aplicação. Além disso, o acesso ao rotor através de anéis coletores e escovas ou por sistema sem escovas, o que pode ser uma desvantagem deste tipo de gerador quando o assunto é custos de manutenção.

Em relação aos geradores de ímãs permanentes, os custos dos ímãs dependem do mercado e podem representar uma grande parcela do conjunto. Neste tipo de gerador, o uso de sistema de excitação é desnecessário, entretanto, o controle do torque eletromagnético através da excitação é inviável, o que pode justificar a aplicabilidade do gerador síncrono de rotor bobinado (MARQUES, 2004), (LI; CHEN, 2008). O uso de ímãs permanentes implica também na dificuldade de

manutenção e o risco de desmagnetização dos ímãs provocado por altas temperaturas.

Como dito, os geradores síncronos são conectados a rede elétrica através de conversores de potência e por isso devem ter no mínimo 100% da potência do gerador. Tais conversores denominados como conversores do lado da rede e do lado do gerador são geralmente do tipo VSC, (do Inglês, *Voltage Source Converter*) e interligados na forma *back-to-back* através de um barramento CC, com controles independentes baseados no controle vetorial desacoplado (SHUHUI LI; HASKEW, 2008).

De maneira semelhante ao GIDA, o uso de conversores nos geradores síncronos permite o controle desassociado das potências ativa e reativa do gerador (LOPES, et al., 2010), possível através do método de controle vetorial que baseia-se no plano de referências de eixo direto (d) e de quadratura (q) (SHUHUI LI; HASKEW, 2008). O controle desacoplado das potências atribuí aos geradores síncronos, da mesma forma que o GIDA, a capacidade de prestar serviços ancilares, como por exemplo, o controle da tensão ou do fator de potência através da geração e consumo de potência reativa.

A Figura 6 ilustra o diagrama típico de unidades eólicas com geradores síncronos de ímãs permanentes e as malhas de controle típicas dos conversores. Os geradores ainda têm na sua composição sistemas de proteção dos conversores do tipo *Crowbar* e por filtros passivos que atenuam os harmônicos não representados no modelo.

O conversor do lado do gerador de ímãs permanentes opera como um retificador controlado, e tem como finalidade principal controlar o torque e a velocidade de operação do gerador para extrair a máxima potência do vento através da turbina de velocidade variável (SALLES, 2009), (MERCADO-VARGAS et al., 2012). Alternativamente este conversor pode conter uma malha de controle da tensão no barramento CC (PERDANA, 2008); entretanto, usualmente esta malha é aplicada no conversor do lado da rede. Além da malha de controle de torque, o conversor pode ser composto por uma segunda malha de controle, para possibilitar o controle da potência reativa trocada entre o gerador e o conversor.

O conversor do lado da rede de máquinas síncronas de ímãs permanentes tem como objetivo controlar a tensão do barramento CC que interliga os conversores de potência, e também controlar o fluxo de potência reativa para a rede, que

permite controlar o fator de potência no ponto da conexão, ou então dar suporte de tensão a rede elétrica (SHUHUI LI; HASKEW, 2008), (WU; ZHANG; JU, 2008), (SALLES, 2009), (LOPES et al., 2010), (MERCADO-VARGAS et al., 2012).

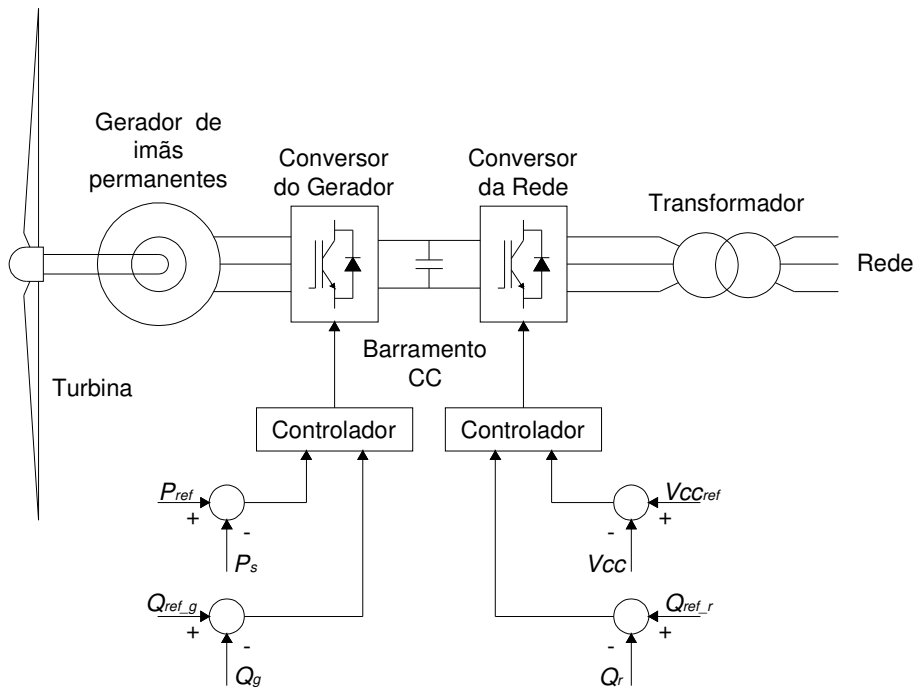


Figura 6 – Unidade eólica baseada em geradores síncronos

Para manter constante a tensão do barramento CC o fluxo da potência ativa gerada e convertida pelo conversor do lado do estator, deve ser igual à potência transferida a rede elétrica pelo conversor da rede, quando desprezadas as perdas (SHUHUI LI; HASKEW, 2008). Com o uso do controle vetorial no conversor do lado da rede, o controle das correntes de eixo direto e de quadratura possibilita que o controle do fluxo das potências ativa e reativa seja desassociado (SHUHUI LI; HASKEW, 2008), (LOPES et al., 2010), (MARGARIS; HATZIARGYRIOU, 2010).

As características de controle do conversor do lado da rede de geradores síncronos com ímãs permanentes são particularmente idênticas as do conversor do lado da rede do GIDA. Por isso tais características também permitem a integração dos aerogeradores síncronos no grupo de serviços ancilares do sistema. A principal diferença entre eles é a potência do conversor, que para os geradores síncronos deve ser igual ou superior a potência nominal do gerador.

Em muitas unidades eólica comerciais baseadas em conversor pleno, o conversor do lado da rede pode operar como STATCOM (do Inglês, *Static*

Synchronous Compensator) (ENERCON, 2013), o que permite que a unidade eólica possa contribuir com a compensação de potência reativa e com a regulação de tensão mesmo com a turbina eólica parada. Além do conversor com funções de STATCOM, muitos fabricantes oferecem a possibilidade de sobre dimensionamento do conversor estático de forma a ampliar a contribuição das unidades eólicas nos serviços ancilares de regulação de tensão (ENERCON, 2013).

2.5 PREVISÃO DO VENTO

A velocidade do vento é uma variável meteorológica que apresenta características estocásticas, ou seja, ela normalmente varia sem um padrão definido. Por apresentar estas características, a velocidade do vento interfere consideravelmente na eficiência do controle dos aerogeradores, dificultando a extração da máxima potência do vento (MPPT, do Inglês, *Maximum Power Point Tracking*) e denegrindo a confiabilidade do sistema. O comportamento estocástico do vento também impacta na potência ativa injetada na rede pela geração eólica e, por consequência, na magnitude da tensão da rede.

Neste sentido, a variabilidade do vento pode ser considerada como uma incerteza para o sistema de controle das unidades eólicas. Entretanto, técnicas preditivas do vento podem ser utilizadas para auxiliar no controle das unidades eólicas e prover melhorias no tempo de resposta do controlador e na maximização da potência extraída (NARAYANA et al., 2009).

A previsão do vento pode também auxiliar no planejamento, operação e controle dos sistemas de potência, e por consequência reduzir substancialmente o impacto negativo da geração distribuída eólica no sistema de distribuição se considerada no sistema de controle coordenado, aumentando assim a confiabilidade do sistema elétrico. Também pode melhorar a eficiência dos sistemas de transmissão e distribuição (AHLSTROM; JONES; ZAVADIL, 2005), (WU; HONG, 2007).

A previsão do vento é uma tarefa árdua, por isso, no decorrer dos anos, uma gama de técnicas de previsão do vento foram propostas com base em conceitos estatísticos e probabilísticos, de modelagem matemática, inteligência artificial, e até

mesmo em versões híbridas (POTTER; NEGNEVITSKY, 2006), (WU; HONG, 2007). As diferentes técnicas apresentam também diferentes níveis de qualidade de previsão em relação ao horizonte a ser previsto. Para os casos de previsão do vento no horizonte em curtíssimo prazo, na escala de minutos, as técnicas que envolvem ferramentas estatísticas e probabilísticas, inteligência artificial ou técnicas híbridas são as mais indicadas (WU; HONG, 2007).

Dentre os sistemas de previsão com o envolvimento de inteligência artificial, o uso de Redes Neurais Artificiais (RNA) é predominante, e como dito anteriormente, versões híbridas são sugeridas com a junção de RNA's e lógica Fuzzy, comumente denominada como ANFIS (do Inglês, *Adaptative Neuro Fuzzy Inference System*). O principal motivo pelo qual o uso da RNA é requerido (HIPPERT, PEDREIRA; SOUZA, 2001), está na sua capacidade de extrair a correlação entre variáveis sem a necessidade de definir explicitamente as equações do modelo (METHAPRAYOO et al., 2007).

Redes neurais artificiais são implementadas através de programação em computador, e que ao fim tem certa capacidade de processamento de informações. RNA's são unidades de processamento numérico cuja arquitetura em camadas produz um fluxo de informações com ou sem realimentação, por meio de uma estrutura de processamento de sinais com grande poder de adaptação e capacidade de representação de processos não lineares (RIBEIRO; GOLDSCHMIDT; CHOREN, 2009).

Segundo Haykin (2001), uma rede neural é um processador paralelamente distribuído, constituído de unidades de processamento simples, que têm a propensão natural para armazenar conhecimento experimental e torná-lo disponível para o uso. Ainda, a RNA se assemelha ao cérebro em dois aspectos: 1) O conhecimento é adquirido pela rede a partir de seu ambiente através de um processo de aprendizagem; 2) A conexão entre neurônios conhecidas como pesos sinápticos são utilizadas para armazenar o conhecimento adquirido.

O processo de aprendizagem da rede neural normalmente é realizado por um algoritmo de aprendizagem ou algoritmo de treinamento, cuja função é modificar os pesos sinápticos da rede neural de forma ordenada para alcançar o objetivo desejado.

Redes neurais artificiais estão inseridas em muitas áreas do conhecimento, como, por exemplo, Neurociência, Matemática, Estatística, Física, Ciência

Computacional e Engenharia. Dentro dessas áreas a RNA pode ser aplicada em diversas modalidades, tal como modelagem, análise e previsão de séries temporais, reconhecimento e classificação de padrões, processamento de sinais, e controle de processos. Estas aplicações são possíveis devido à capacidade de aprendizado, com ou sem instrutor (HAYKIN, 1999), (RIBEIRO; GOLDSCHMIDT; CHOREN, 2009).

A capacidade de previsão de séries temporais das Redes Neurais Artificiais é amplamente utilizada no setor elétrico para previsões de vazões de rios e lagos, previsões de demanda, dentre outros (RODRIGUES, 2007). A previsão da velocidade do vento também é uma das aplicações atuais.

Como exemplo de trabalho realizado de predição do vento envolvendo RNAs podem ser citados os autores Alexiadis, Dokopoulos e Sahsamanoglou (1998) que propuseram a predição da geração eólica para períodos de 10 minutos até 1 hora adiante, através de métodos como o modelo estatístico Auto-regressivo de Média Móvel (ARMA) e também com redes neurais artificiais, sendo que este último apresentou resultados satisfatórios, superando o método ARMA. Em Soman et al. (2010) é apresentado um comparativo entre os métodos de predição levando em consideração o prazo, e a RNA é dita como método preciso para previsões de curto prazo, normalmente superando os modelos de séries temporais.

A previsão da velocidade do vento é tida como uma atividade complexa devido a sua forte dependência das condições climáticas, das características topográficas, sazonalidade, entre outros (WU; HONG, 2007). Por sua vez, o índice de erro percentual sobre a previsão do vento é o fator que implica na eficiência da sua utilização em sistemas de controle. De maneira geral, o erro médio de sistemas de previsão de velocidade do vento no horizonte de 24 horas é da ordem de 10 a 20% (WU; HONG, 2007), entretanto, diferentes índices de erro são verificados em função das diferentes características do vento local. Um estudo de caso da Tasmânia, na Austrália, apresentado por Potter e Negnevitsky (2006), propôs a previsão do vento no horizonte de 2,5 minutos à frente usando *Adaptive System Interface Neuro-Fuzzy* (ANFIS) com dados de entrada a velocidade do vento e sua direção. A implementação do modelo produziu resultados com menos de 4% de erro percentual médio absoluto. Cadenas e Rivera (2009) propuseram redes neurais artificiais desenvolvidas e testadas para a previsão da velocidade do vento usando como base dados históricos de vento de 7 anos. De acordo os resultados dos testes

apresentados para o mês de janeiro, a previsão do vento em curto prazo no horizonte de 1 hora apresentou o erro médio absoluto de 0,0399 m/s.

A eficácia de um sistema de previsão de velocidade do vento de um determinado local não pode ser associada para a previsão de vento em outro local. O comportamento diferenciado do vento pode resultar em previsões com elevados percentuais de erros, isso porque a configuração e treinamento de uma RNA são baseados em um perfil de vento, e uma vez que as características principais são modificadas, o mesmo índice de erro de previsão não é garantido.

3 REGULAÇÃO DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica em geral operam com média (rede de distribuição primária) e baixa tensão (rede de distribuição secundária) e têm a finalidade de atender aos consumidores de energia elétrica. A grande maioria dos consumidores de energia elétrica é atendida pelos sistemas de distribuição e o restante é atendido diretamente pelos sistemas de subtransmissão e transmissão.

Diante dos diferentes perfis de fluxo de potências que podem surgir no sistema de distribuição devido os diferentes perfis de cargas, é necessário que os sistemas de distribuição sejam equipados com sistemas reguladores de tensão para garantir o fornecimento da energia elétrica dentro dos padrões de qualidade de energia exigidos pelos órgãos reguladores.

Sistema regulador de tensão é um conjunto de equipamentos que prestam serviços ancilares aos sistemas de distribuição. Segundo Sorokin (2012), serviço ancilar é toda e qualquer ação necessária para garantir a capacidade de transmissão e distribuição de energia elétrica a partir das fontes geradoras até as cargas, com garantia de qualidade da energia fornecida. Portanto, dentre as práticas da prestação de serviços ancilares está à necessidade de efetuar a regulação da tensão do sistema de distribuição.

Tradicionalmente a prestação de serviços ancilares em sistemas de distribuição é feita por transformadores OLTC, reguladores de tensão série e também através do suporte de potência reativa, possível através de bancos de capacitores. Estes equipamentos têm sua eficiência comprovada diante de condições normais de operação de sistemas de distribuição. Entretanto, neste trabalho está sendo considerada a existência de sistemas de geração eólica distribuída ao longo destes sistemas. Em virtude disso, este Capítulo apresenta uma contextualização de sistemas de regulação de tensão diante do novo perfil de operação do sistema de distribuição, com o objetivo de subsidiar a proposição de novas estratégias de controle para a regulação da tensão em regime permanente de sistemas de distribuição.

3.1 CONCEITOS DE QUALIDADE DA TENSÃO

A geração distribuída, independente da fonte energética utilizada, pode influenciar na qualidade da tensão de sistemas de distribuição. A geração eólica distribuída, em especial, produz energia elétrica com certa variabilidade e por isso tem forte impacto negativo sobre a magnitude da tensão.

A qualidade da tensão geralmente é avaliada sobre os aspectos de tensão de regime permanente e também de perturbações momentâneas, pois ambas são bem estabelecidas por normas. Segundo Baggini (2008), tais análises requerem a avaliação de quesitos como: frequência da tensão, magnitude, harmônicas, desequilíbrios de tensão, flutuações, variações de tensão de curta duração (afundamentos, elevações e interrupções) e variações de longa duração (interrupções, sub e sobretensões).

O impacto da inserção de geração eólica distribuída em sistemas de distribuição incide sobre a magnitude da tensão na forma de variações de tensão de longa duração, flutuações de tensão e harmônicas (BAGGINI, 2008). Neste trabalho, a atenção é voltada para a regulação de tensão em condições de regime permanente (ou seja, o foco são as variações de tensão de longa duração).

As variações de tensão de longa duração são definidas por subtensões e sobretensões e até mesmo por interrupções de fornecimento, com tempo de duração maior que 1 minuto. Além disso, são definidas zonas de tensão para cada perfil de variação de tensão. As interrupções são definidas por tensão 0,0 p.u. no sistema, subtensões são caracterizadas por tensões entre 0,8 e 0,9 p.u. e por fim as sobretensões refere-se à tensões entre 1,1 e 1,2 p.u. (IEEE std. 1159, 1995).

Variações de tensão de longa duração na forma de subtensões e sobretensões ocorrem em sistemas de distribuição pelo resultado de grandes variações de carga (perda ou religamento de carga), ou manobras indevidas de bancos capacitivos que dão suporte de potência reativa ao sistema. Também podem ser o resultado da comutação inapropriada de *tap* em transformadores OLTC e reguladores série. No caso das subtensões podem ser ainda decorrentes de uma sobrecarga no sistema elétrico. As interrupções de tensão por tempos superiores a 1 minuto, geralmente são permanentes, causadas por faltas ou pela atuação do sistema de proteção, e por isso geralmente requerem a intervenção manual para o retorno do fornecimento.

Flutuações de tensão são variações sistemáticas da amplitude da tensão que surgem em sistemas de distribuição de forma aleatória ou repetitiva, com baixa amplitude, que normalmente não ultrapassam a faixa de 0,95 e 1,05 p.u. (IEEE std. 1159, 1995). A flutuação de tensão é desencadeada por variações significativas de corrente no sistema, ou seja, variações no fluxo das potências, e em especial, a potência reativa, que é aquela que tem mais influência sobre a magnitude da tensão. Como resultados das flutuações surgem as cintilações luminosas (ou do Inglês, *Flicker*), visíveis ao olho humano, e que causam desconforto aos usuários.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), estabelece parâmetros de referência para a regulação da tensão de forma a definir requisitos mínimos de qualidade de energia para o fornecimento de energia aos consumidores. Dentre os aspectos considerados o órgão regulamenta que a magnitude da tensão em regime permanente pode ser classificada em três faixas. Cada faixa assume valores distintos, de acordo com a tensão nominal do sistema de distribuição. Para sistemas de distribuição com tensão nominal entre 1 kV e 69 kV, a magnitude da tensão é classificada de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2 – Faixas de classificação da magnitude da tensão de regime permanente

Tensão de atendimento	Faixa de variação da tensão (TL) com relação a tensão de referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Energia Elétrica (2011).

Para garantir aos consumidores os parâmetros mínimos de qualidade de tensão descritos acima, técnicas de regulação de tensão devem ser empregadas em sistemas de distribuição, e em casos onde a geração distribuída eólica está presente, maior atenção ao sistema de controle de tensão deve ser dada.

3.2 COMPORTAMENTO DA TENSÃO EM FUNÇÃO DA CARGA E ÍNDICES DE SENSIBILIDADE DE TENSÃO

A regulação da tensão de sistemas de distribuição é uma tarefa importante para garantir a qualidade da energia elétrica, principalmente quando sistemas de geração distribuída se fazem presentes. Nestes casos, os sistemas de regulação de tensão devem se contrapor às variações de tensão de longa duração e a flutuações de tensão consequentes das frequentes variações do fluxo de potências do sistema elétrico.

A operação dos dispositivos reguladores de tensão depende das características intrínsecas de cada sistema. A variação de tensão em função da carga, em cada sistema específico, pode ser avaliada por meio das curvas P-V e Q-V do sistema. Além das características de variação de tensão, a curva P-V também permite avaliar a estabilidade de tensão dos sistemas de potência. De acordo com Kundur (1994) a estabilidade da tensão é a capacidade do sistema elétrico de potência manter a tensão estável, com valores aceitáveis em todas as barras do sistema, sob condições normais de operação e depois da ocorrência de perturbações a que o sistema está sujeito. Normalmente, a base do problema de instabilidade de tensão em sistemas elétricos é a queda de tensão que ocorre quando as potências ativa e reativa fluem por reatâncias indutivas associadas a rede elétrica (KUNDUR,1994), bem como o aumento progressivo da tensão em razão da perda de carga.

Uma vez que a estabilidade de tensão do sistema não possa ser garantida, condições anormais de operação dos sistemas de controle de tensão e de geração podem causar o colapso de tensão, que pode ser resumido pela posterior ausência de tensão motivada pela atuação dos sistemas de proteção e o consequente desligamento total do sistema.

Tendo em vista que a geração distribuída eólica tem como característica a variabilidade de potência gerada, que impacta diretamente sobre o fluxo de potências de sistemas de transmissão e distribuição, os sistemas de controle da tensão convencionais devem ser revistos ao ponto de atender as condições mais críticas de operação do sistema a partir de então, e assim garantir a estabilidade de tensão do sistema.

Existem diferentes técnicas de análise estática da estabilidade da tensão. Entretanto, o método mais utilizado para a avaliação da estabilidade é a análise da curva de potência versus tensão, denominada de curva P-V, e a curva que descreve o comportamento da potência reativa versus tensão, denominada como curva Q-V. A curva P-V permite determinar a magnitude da tensão do sistema elétrico (V_0) em determinado ponto de operação (D) dado em função do fluxo de potência (P_0), para determinado fator de potência. Ainda possibilita determinar a potência máxima (P_{max}), que corresponde ao limite da estabilidade da tensão, dado pela tensão crítica (V_{crit}), como descrito na Figura 7.

A análise da curva P-V para diferentes níveis de carregamento e para diferentes fatores de potência permite determinar os limites de estabilidade de tensão para o sistema elétrico. Na curva P-V, a região inferior à tensão crítica é tida como região de instabilidade.

A determinação da curva P-V pode ser feita através da análise do circuito, como mostra o exemplo a seguir. A Figura 8 representa um circuito de distribuição com duas barras, contendo uma unidade geradora e uma carga variável, onde E é a tensão na barra de geração, Z representa o módulo da impedância da linha, V é a tensão na barra da carga, e por fim, S é a potência aparente da carga.

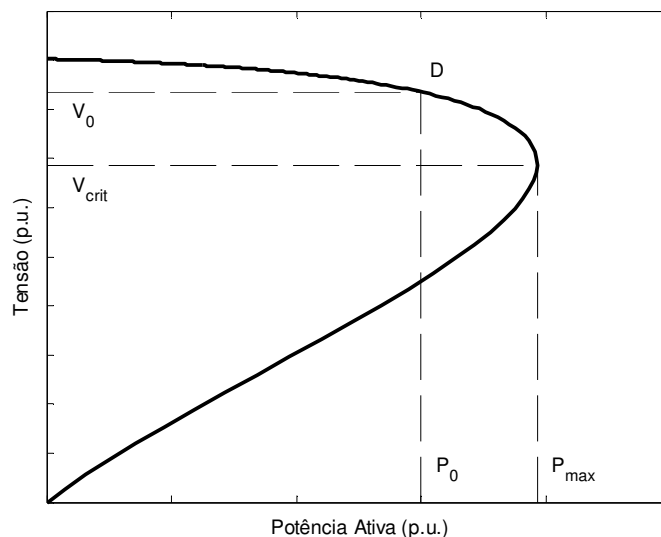


Figura 7 – Curva P-V

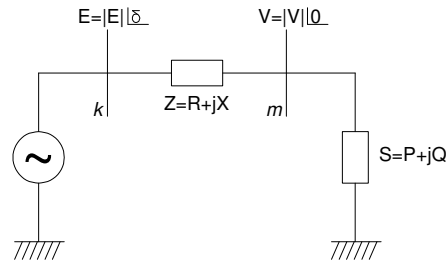


Figura 8 – Circuito de duas barras

O fluxo de corrente pela linha que interliga as barras do circuito é dada por (REIS, 2005):

$$I = \frac{Ee^{j\delta} - Ve^{j0}}{R + jX}, \quad (11)$$

sendo R a resistência da linha e X a reatância da linha. A potência aparente da carga pode ser reescrita por:

$$S = V \cdot I^*. \quad (12)$$

Ao substituir a expressão (11) em (12) e expandindo-a, tem-se,

$$S = \frac{EV(\cos(\delta) - j\text{sen}(\delta)) - V^2}{R - jX}. \quad (13)$$

Separando as partes, real e imaginária, as expressões (14) e (15) definem a potência ativa e reativa do sistema,

$$P = \frac{-RV^2 + VE(R\cos(\delta) + X\text{sen}(\delta))}{R^2 + X^2}, \quad (14)$$

$$Q = \frac{-XV^2 + VE(X\cos(\delta) - R\text{sen}(\delta))}{R^2 + X^2}. \quad (15)$$

Quando elevadas ao quadrado e somadas, as expressões (14) e (15) podem ser expressas por,

$$V^4 + [2(RP + XQ) - E^2]V^2 + (P^2 + Q^2)(R^2 + X^2) = 0. \quad (16)$$

Resolvendo a expressão (16) em função da tensão V obtém-se 4 soluções possíveis, mas considerando apenas as soluções positivas chegamos as seguintes soluções denominadas de V_A e V_B :

$$V_A = \sqrt{\frac{E^2}{2} - RP - XQ + \sqrt{\frac{E^4}{4} - E^2(RP + XQ) - (XP - RQ)^2}}, \quad (17)$$

$$V_B = \sqrt{\frac{E^2}{2} - RP - XQ - \sqrt{\frac{E^4}{4} - E^2(RP + XQ) - (XP - RQ)^2}}. \quad (18)$$

Determinadas as tensões, assume-se que V_A é a tensão na parte superior da curva P-V definida como região de estável, enquanto que V_B expressa a tensão na região de instabilidade da curva P-V (REIS, 2005). Em razão de que o interesse sobre a curva P-V está sobre a região de estabilidade, tensão crítica e potência máxima, é comum a não representação da tensão na região de instabilidade. Além disso, para sistemas elétricos com grande quantidade de barras, a modelagem do circuito para a análise da estabilidade da tensão torna-se trabalhosa, e, por isso métodos computacionais que utilizam ferramentas de cálculo do fluxo de potências são normalmente utilizados.

A análise da curva Q-V traçada para um sistema elétrico também auxilia na análise das características da tensão em função da potência reativa injetada no sistema. Através dessa curva também é possível determinar a tensão crítica (V_{crit}) em função da potência reativa injetada para diferentes circunstâncias de carregamento de potência ativa, ou seja, permite identificar a sensibilidade da tensão do sistema elétrico em relação às variações de potência reativa (KUNDUR, 1994), (TAYLOR, 1994). Na curva Q-V, o ponto mínimo da curva corresponde à derivada $\partial Q/\partial V = 0$, que indica o valor de potência reativa indutiva que causa instabilidade de tensão no sistema, e a região de operação onde a derivada é positiva, ou seja, à direita da curva Q-V, delimita a região de operação estável para o sistema (TAYLOR, 1994). A Figura 9 ilustra a curva Q-V levantada para o sistema elétrico apresentado na Figura 8.

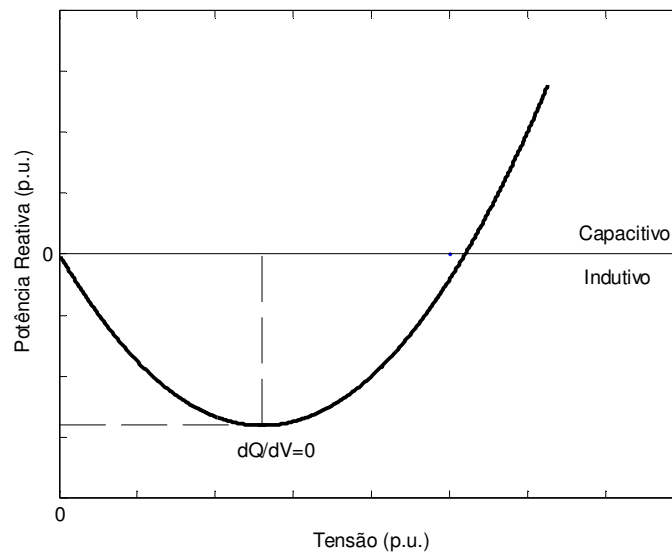


Figura 9 – Curva Q-V

A obtenção da curva Q-V se dá de forma análoga à curva P-V, normalmente através de ferramentas de cálculo do fluxo de potência, considerando uma fonte infinita de potência reativa e a demanda fixa de potência ativa.

A partir de variadas curvas Q-V, levantadas para diferentes níveis de carregamento de potência ativa, é possível determinar a composição de sistemas de regulação de tensão e suporte de potência reativa, bem como auxiliar na programação e despacho do sistema elétrico.

O comportamento característico da tensão do sistema levantado através das curvas P-V e Q-V em geral é considerado para determinar o ajuste do sistema de controle de tensão, de forma a permitir a efetiva regulação de tensão diante das condições típicas de operação, e assim evitar o colapso de tensão. Convencionalmente, os sistemas de regulação de tensão são compostos por transformadores OLTC, reguladores série, bancos de capacitores e geradores operando no modo PQ ou PV.

3.2.1 Sensibilidade V-Q

As características de regulação de tensão de um sistema específico podem ser avaliadas e delineadas também por meio de índices de sensibilidade da tensão (KUNDUR, 1994). Diante disso, a análise da sensibilidade da tensão em uma determinada barra do sistema frente às variações de potência ativa e reativa pode

auxiliar na definição da estratégia de controle de tensão e no ajuste dos dispositivos a serem utilizados na regulação de tensão.

O índice de sensibilidade V-Q pode fornecer dois tipos de informações sobre o sistema de distribuição em análise: quais as ações de controle que tem maior efeito sobre a magnitude da tensão em determinada barra; e quais as magnitudes de tensão que são mais afetadas por uma determinada ação de controle (MONTICELLI, 1983). Segundo Kundur (1994), a análise da sensibilidade V-Q permite identificar possíveis setores do sistema de distribuição que estão mais propensos a sofrer com a instabilidade da tensão em razão das variações no fluxo de potência.

Para realizar a análise da sensibilidade da tensão em relação às potências ativa e reativa, parte-se da solução do fluxo de potências. O fluxo de potência de um circuito de duas barras denominadas k e m , conforme apresentado na Figura 8, pode ser expresso pelas seguintes equações (KUNDUR, 1994):

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} V_m \cos(\theta_{km}) + B_{km} V_m \text{sen}(\theta_{km})), \quad (19)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} V_m \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} V_m \cos(\theta_{km})), \quad (20)$$

onde P_k é a potência ativa na barra k , Q_k é a potência reativa na barra k , V_m é a tensão na barra m , G_{km} e B_{km} são respectivamente a condutância e susceptância entre as barras k e m , e θ_{km} é a diferença angular entre as tensões nas barras k e m , dada por $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$. A solução de equações não lineares através do método de Newton-Raphson permite reescrever as expressões (19) e (20) através de equações lineares determinadas pela aplicação de derivadas parciais que formam a matriz Jacobiana, como segue:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}, \quad (21)$$

sendo ΔP a variação de potência ativa na barra, ΔQ a variação de potência reativa na barra, $\Delta \theta$ a variação do ângulo da tensão na barra, e ΔV a variação da magnitude da tensão na barra. A expressão (21) pode ser reescrita por:

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial P}{\partial V} \Delta V, \quad (22)$$

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial Q}{\partial V} \Delta V. \quad (23)$$

A estabilidade da tensão de um sistema de distribuição é influenciada tanto pela potência ativa como pela potência reativa. Entretanto, a magnitude da tensão está relacionada predominantemente com a potência reativa, e por isso, a análise da sensibilidade de determinada barra é realizada geralmente em relação à potência reativa, de forma análoga ao pressuposto na análise da estabilidade através da curva Q-V. A análise da sensibilidade considerando apenas o impacto da potência reativa sobre a magnitude da tensão na barra não significa que o fluxo de potência ativa na barra é desconsiderado, mas sim que a variação da potência ativa (ΔP) sobre a magnitude da tensão é desprezível. Por isso assume-se $\Delta P = 0$, e reescrevendo a equação (22) obtém-se,

$$0 = \frac{\partial P}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial P}{\partial V} \Delta V, \quad (24)$$

$$\Delta \theta = -\frac{1}{\frac{\partial P}{\partial \theta}} \cdot \frac{\partial P}{\partial V} \Delta V. \quad (25)$$

Substituindo a expressão (25) em (23) tem-se

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial \theta} \cdot \left(-\frac{1}{\frac{\partial P}{\partial \theta}} \cdot \frac{\partial P}{\partial V} \Delta V \right) + \frac{\partial Q}{\partial V} \Delta V, \quad (26)$$

$$\Delta Q = \left(\frac{\partial Q}{\partial V} - \frac{\partial Q}{\partial \theta} \cdot \frac{1}{\frac{\partial P}{\partial \theta}} \cdot \frac{\partial P}{\partial V} \right) \cdot \Delta V. \quad (27)$$

De modo a simplificar a expressão (27) que rege a sensibilidade V-Q, obtém-se,

$$\Delta V = J_{RQV}^{-1} \cdot \Delta Q, \quad (28)$$

sendo,

$$J_{RQV} = \left(\begin{array}{cc} \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial \theta} \\ \frac{1}{\frac{\partial P}{\partial \theta}} & \frac{\partial P}{\partial V} \end{array} \right). \quad (29)$$

Ao determinar o índice de sensibilidade V-Q de uma barra através da equação (27) que resulte em um valor numérico positivo, tal parâmetro indica uma situação estável na barra sob análise. Entende-se também que ao injetar potência reativa na respectiva barra do sistema de distribuição a magnitude da tensão se elevará. Além disso, quanto menor for a razão de sensibilidade V-Q do sistema, maior será a garantia de estabilidade, devido ao impacto reduzido da variação de potência reativa sobre a magnitude da tensão. Já um sinal negativo no índice de sensibilidade V-Q sinaliza que o sistema de distribuição em análise é instável, ou seja, em ao menos uma das barras do sistema, a magnitude da tensão diminui com o aumento da injeção de potência reativa. Além disso, um fator de sensibilidade V-Q elevado, expressa que a magnitude da tensão em tal barra está fortemente relacionada à injeção de potência reativa, e que pode tender à instabilidade diante da injeção de uma parcela elevada de potência reativa (REIS, 2005).

Alternativamente a análise da sensibilidade da tensão pode ser feita por uma aproximação modal. Nesta forma, a estabilidade da tensão pode ser avaliada através de autovalores e autovetores da matriz Jacobiana reduzida (KUNDUR, 1994).

3.3 DISPOSITIVOS REGULADORES DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Existem diversos dispositivos ao longo dos sistemas de distribuição com a finalidade de regular a tensão e assegurar a qualidade da energia fornecida. A localização destes dispositivos pode ser ao longo da rede de distribuição ou em subestações de distribuição. Normalmente são controlados por controladores

individuais, autônomos, sem meios de comunicação, e parametrizados de forma que cada dispositivo tenha sua prioridade de regulação da tensão e não interfira na operação dos outros componentes do sistema de regulação.

Sistemas de regulação de tensão são compostos por duas classes de dispositivos, os dispositivos baseados na alteração da relação de transformação como o transformador OLTC e o regulador série, ou então nos equipamentos baseados no suporte de potência reativa, como bancos de capacitores, geradores elétricos com capacidade de geração de potência reativa, e os dispositivos FACTS.

Os geradores com capacidade de geração de potência reativa vêm ganhando espaço na regulação da tensão através de novos empreendimentos de geração distribuída que normalmente vem sendo conectados aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Entretanto, as características da geração distribuída alteram o perfil elétrico do sistema a priori da conexão destes geradores, exigindo o replanejamento do controle do sistema regulador de tensão. Com o intuito de apresentar as principais características de operação e identificar as possíveis problemáticas da geração distribuída nestes dispositivos, a seguir os principais equipamentos de regulação de tensão serão abordados.

3.3.1 Transformador com comutação de *tap* com carga

O transformador com comutação de *tap* com carga (OLTC, do Inglês, *On-Load Tap Changer*) é um transformador de potência que permite a comutação de *tap* de forma autônoma, mesmo estando sob carga. A comutação de *tap* altera a relação de transformação entre os enrolamentos, ou seja, aumenta ou diminui o número de espiras em um dos enrolamentos do transformador, possibilitando o aumento ou rebaixamento da tensão no enrolamento secundário. Desta forma, a magnitude da tensão da barra de referência à jusante é alterada.

Os transformadores do tipo OLTC são geralmente de grandes potências e são instalados em subestações de distribuição para proporcionar a regulação de tensão da barra da subestação, já que esta deve ser controlada de acordo com a demanda de carga que por sua vez varia continuamente (MAMEDE FILHO, 2005). O número de *tap* dos transformadores OLTC geralmente é definido no momento da compra, de acordo com a necessidade do projeto. O sistema de comutação de *tap* é

instalado dentro de um compartimento isolado do restante do equipamento, geralmente imerso em óleo isolante ou até mesmo em gás hexafluoreto de enxofre (SF_6).

A comutação automática de *tap* ocorre por meio de motores comandados por um sistema de controle que continuamente verifica o nível de tensão de saída do transformador (enrolamento secundário). O controlador possui um valor de referência para a tensão de saída do transformador, e esta tensão de referência é comparada pelo controlador com a tensão da barra de referência. Se a tensão viola a largura de banda (ou zona morta), depois de decorrido o tempo de atraso previamente ajustado, o controlador efetua a comutação de *tap* (SHORT, 2006).

A Figura 10 ilustra a configuração básica de um transformador OLTC que facilita o entendimento da sua operação.

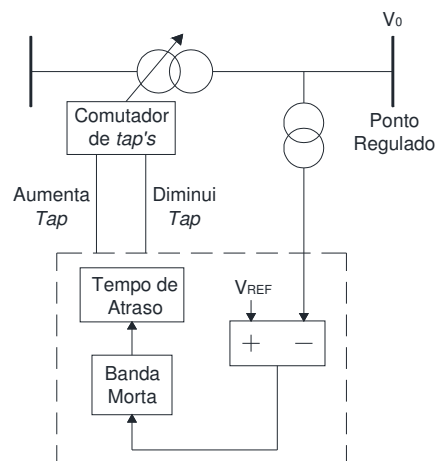


Figura 10 – Modelo básico do OLTC
Fonte: Adaptado de Viawan (2008).

O controlador do transformador OLTC pode utilizar a compensação de queda de tensão na linha (LDC, do Inglês, *Line Drop Compensation*) para manter a tensão constante em determinado ponto sobre o sistema elétrico à jusante do dispositivo, sem que exista qualquer sistema de medição e comunicação para prover o controlador com tais dados. O LDC permite determinar a queda de tensão na rede até o ponto estimado de acordo com os parâmetros de impedância da linha, bem como a medição de corrente e tensão feita junto ao transformador OLTC. Assim o controlador estima o ajuste necessário para manter a tensão regulada em determinado ponto do circuito.

Diante de sistemas de distribuição contendo unidades eólicas distribuídas a operação do transformador OLTC pode ser afetada em função da variabilidade da geração de potência através dos aerogeradores. Dependendo das características de variabilidade da velocidade do vento, o excesso de comutações pode tornar-se evidente, e por consequência ocorrer o desgaste prematuro do sistema comutador de *tap*, que por sua vez pode exigir intervenções de manutenção em curto espaço de tempo.

Os transformadores com OLTC possuem um relé regulador de tensão que controla as alterações de *tap* por meio de configurações prévias como a referência de tensão, largura de banda e tempo de atraso de comutação. O relé regulador monitora constantemente a tensão de saída e compara-a com a tensão de referência. Somente quando a diferença for superior à metade da largura de banda ajustada é que o controlador efetuará a mudança de *tap*. Normalmente o ajuste feito é de duas vezes a variação de tensão entre *taps*. Os parâmetros tipicamente configuráveis no OLTC são (SHORT, 2006):

- Referência de Tensão: É o ajuste da tensão desejada na saída do regulador. Baseando-se neste parâmetro é que o controlador irá atuar, definindo o sentido da variação de *tap*.
- Largura de Banda: É definida como sendo a região da magnitude de tensão aceitável, na qual não é necessária a operação do regulador (ausência de comutações de *tap*). Os limites da largura de banda são determinados de acordo com as características do sistema, considerando também os limites de operação do regulador.
- Tempo de Atraso: Este é o tempo de espera entre o instante em que a tensão viola a largura de banda e o momento que o controlador inicia a mudança de *tap*. Atrasos elevados reduzem o número de comutações, mas prejudicam a regulação da tensão, do contrário, o número de comutações se torna excessivo e provoca o desgaste prematuro do sistema comutador de *tap*. O tempo de atraso típico está na faixa de 30 a 60 segundos.

A Figura 11 ilustra a operação de um regulador de tensão eletromecânico do tipo OLTC.

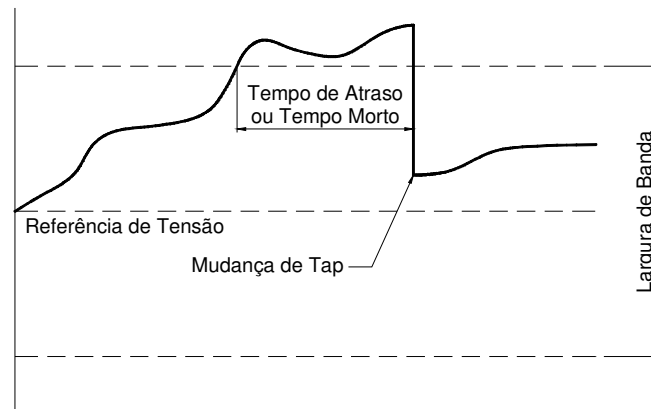


Figura 11 – Ilustração dos parâmetros ajustáveis de um OLTC
Fonte: Adaptado de Short (2006).

3.3.2 Banco de Capacitores

Em sistemas de distribuição de energia elétrica é comum o uso de bancos de capacitores instalados ao longo do sistema de distribuição ou concentrados em subestações. A instalação de bancos de capacitores em sistema de distribuição tem como objetivo principal o suporte de potência reativa, que por sua vez altera o fluxo de potência do sistema e assim um novo ponto de operação do sistema é determinado. O suporte de potência reativa capacitiva em sistemas elétricos provoca o aumento do fator de potência, a elevação da magnitude da tensão, e ainda, dependendo do ponto de conexão, os bancos de capacitores também podem reduzir as perdas no circuito e aumentar a capacidade de distribuição do sistema elétrico (DAS, 2002), (SHORT, 2006).

Ao contrário do que acontece com os reguladores de tensão, o emprego de banco de capacitores provoca a mudança do nível de tensão tanto a montante como a jusante, justificando assim a escolha de um ponto adequado para a instalação, de forma a evitar sobretensões em determinados pontos da rede. Isto ocorre porque os capacitores trocam energia reativa com as cargas à montante e jusante (SHORT, 2006).

A inserção de bancos de capacitores em sistemas elétricos também pode trazer desvantagens ao perfil do sistema elétrico em regime permanente e durante o período de energização e desenergização dos capacitores. A manobra de capacitores normalmente causa transitórios na tensão do sistema elétrico, que

podem ser na forma de elevações ou afundamentos na tensão, e podem também provocar sobrecorrentes em dispositivos de manobra. Em regime permanente os capacitores podem causar distorções harmônicas na forma de onda da corrente e da tensão do sistema, efeitos prejudiciais à qualidade da energia fornecida aos consumidores. Para conter tais efeitos sistemas de prevenção e/ou atenuação são adotados, como por exemplo, dispositivos de manobras bastante robustos, elementos resistivos para limitação de sobrecorrentes e também para a descarga das células capacitivas.

Os capacitores utilizados em bancos capacitivos são fabricados para diferentes classes de tensão, com uma grande faixa de potências. Os módulos capacitivos geralmente são monofásicos para facilitar sua manutenção, compostos por células capacitivas de menor potência, e associadas internamente para obter potências maiores. Para os sistemas capacitivos trifásicos é feita a associação de módulos monofásicos ligados em estrela ou em triângulo, e assim podem ser conectados ao sistema de distribuição por meio de ligações tipo derivação.

Os bancos capacitivos normalmente são protegidos eletricamente através de chaves elo-fusíveis, convencionais em sistemas de distribuição, e tem a possibilidade de instalação abrigada ou ao tempo, para a instalação em poste ou em cavaletes.

Quanto ao modo de operação, os bancos de capacitores podem ser fixos ou chaveados. Bancos de capacitores fixos tem por característica a conexão direta do banco ao sistema de distribuição, e convencionalmente são utilizadas apenas chaves elo-fusíveis como proteção elétrica contra sobrecorrentes. Permanecem conectados permanentemente, fornecendo potência total ao sistema, independente do perfil instantâneo da tensão do sistema. Por isso a instalação deste tipo de banco de capacitor depende do estudo do comportamento do sistema sob diferentes situações de fluxo de carga.

Para garantir a segurança e qualidade de energia do sistema de distribuição, normalmente os bancos capacitivos fixos são dimensionados para condições de carga leve ou mínima, de forma a evitar sobretensões no ponto de instalação. Para evitar que bancos capacitivos fixos causem tais efeitos negativos em sistemas com grande variação de fluxo de carga, técnicas de chaveamento de bancos de capacitores são utilizadas, sendo denominados bancos de capacitores chaveados.

3.3.2.1 Bancos de Capacitores Chaveados

Os bancos de capacitores chaveados são utilizados em sistemas de distribuição com maior carregamento e onde a variação da potência reativa injetada é necessária. Os bancos de capacitores são constituídos de módulos com potências reduzidas, divididos igualmente ou não, e quando associados fornecem a potência reativa total do banco. Os módulos são conectados e desconectados do sistema elétrico de acordo com a necessidade de potência reativa ou de regulação de tensão, ou seja, de acordo com o carregamento do sistema de distribuição. A divisão do banco de capacitores em módulos e a necessidade de um sistema de controle o tornam mais caro em relação aos bancos fixos. No entanto, as vantagens sobre este são relevantes, como por exemplo, maior redução de perdas e a redução da possibilidade de sobretensões (SHORT, 2006).

Para alcançar a melhor relação entre o custo e o benefício de um banco capacitivo chaveado, o dimensionamento dos módulos deve priorizar o menor número de módulos possível, de modo a minimizar custos com sistemas de proteção e manobra, entre outros (SHORT, 2006). A potência total de um banco capacitivo chaveado pode ser determinada com base nos dados de curva de potência considerando o pico máximo de potência reativa.

Esta topologia de bancos de capacitores pode ser instalada em subestações de distribuição ou até mesmo em circuitos alimentadores. No entanto, necessitam de um sistema controlador para comandar a conexão e desconexão dos módulos. O sistema controlador pode ser automático, o qual analisa as restrições de programação e determina a potência reativa a ser injetada. A operação dos bancos capacitivos chaveados também é possível por controle manual, realizado através do despacho dos operadores do sistema de distribuição.

A instalação de bancos chaveados automáticos deve considerar também a localização do banco no sistema de distribuição, pois na instalação ao longo de circuitos alimentadores deve ser utilizado um sistema de comunicação, o que eleva os custos de instalação.

Para o controlador automático do banco de capacitores chaveado, normalmente é possível adotar um dos seguintes métodos de controle (SHORT, 2006):

- Relógio ponto: Bastante simples, neste modo de controle a manobra de energização e desenergização dos módulos é feita com base em horários pré-determinados no controlador. Também possibilitam fazer programações diferenciadas para os diferentes dias da semana. Considera também limitações de comutação dos módulos para evitar manobras intermitentes, que podem causar danos aos dispositivos bem como perturbações ao sistema elétrico. A desvantagem deste modo de controle é a possível manobra do banco de capacitores em condições de operação impróprias para tal.
- Temperatura: São definidas faixas de temperatura para determinar a manobra do banco capacitivo chaveado.
- Tensão: Utilizado quando o principal objetivo do banco de capacitores é a regulação de tensão. As manobras são realizadas com base nas referências de tensão impostas para a energização e desenergização dos módulos. Este controle também conta com configurações de tempo morto e de largura de banda que previnem manobras excessivas.
- Potência Reativa: As manobras do banco capacitivo chaveado são determinadas de acordo com a demanda medida de potência reativa do sistema. Ao controlador são determinadas zonas de operação de acordo com a potência reativa medida. A partir das zonas são definidos os módulos a serem manobrados.
- Fator de potência: O controlador efetua medições do fator de potência do sistema elétrico, naturalmente com características indutivas, e determina as manobras do banco de capacitores a fim de igualar o fator de potência da rede ao valor de referência do controlador.
- Corrente: Neste modo de controle as manobras do banco de capacitores chaveados são feitas com base na corrente do sistema elétrico. Quando a corrente do sistema é elevada devido à demanda de carga elevada, o controlador entende que existe o consumo elevado de potência reativa, conseqüentemente haverá operações do banco de capacitor chaveado.

Os controladores podem ainda operar em modos de controles adaptados para melhor operação e proteção dos dispositivos. Um exemplo disso é associar o controle de temperatura a qualquer outro modo de controle para garantir o

desligamento ou evitar a energização sob condições de sobre temperatura dos módulos capacitivos.

Independente do modo de controle automático ou manual, bancos de capacitores chaveados, normalmente utilizam sistemas de comunicação para viabilizar o controle e supervisão do equipamento. Em Short (2006) são apresentados os métodos de comunicação mais comuns, baseados em comunicação por rádio frequência, e de telefonia celular. Também podem ser usados meios físicos como fibra óptica para prover a comunicação entre o dispositivo e o ambiente de controle e supervisão. Entretanto, o custo do sistema de comunicação deve ser avaliado considerando as distâncias entre os extremos da comunicação. A comunicação é quase que imprescindível para assegurar o controle de qualidade, pois através destes sistemas de comunicação, parâmetros podem ser verificados e alterados em tempo real, como o estado de operação, sinalizações de falhas, medições de grandezas elétricas do dispositivo, e também facilitam o planejamento e controle de manutenções em função do número de manobras, entre outros.

Os dispositivos de manobras de capacitores normalmente são sobredimensionados de forma a evitar o desgaste prematuro do sistema de abertura e fechamento. Por isso, em bancos de capacitores chaveados é comum a utilização de disjuntores de alta capacidade para a proteção e manobra dos capacitores. Os disjuntores indicados para este tipo de aplicação devem conter um sistema de extinção de arco-voltaico para evitar o desgaste prematuro do dispositivo e possibilitar um número de manobras mínimo para a operação ideal do dispositivo. Conseqüentemente são utilizados disjuntores com câmaras de extinção de arco-voltaico com imersão dos contatos em óleo, gás hexafluoreto de enxofre (SF_6), ou então no vácuo. Além da necessidade de dispositivos de manobra robustos, os bancos de capacitores chaveados também utilizam elementos resistivos para suavizar os transitórios causados pela sobrecorrente de energização dos capacitores e também para a descarga da energia armazenada nos capacitores, a fim de reduzir a tensão dos módulos e reduzir o tempo de reinserção dos bancos na rede elétrica.

Além das características naturais de operação de bancos de capacitores chaveados a decisão da instalação deste tipo de dispositivo em sistemas de

distribuição deve considerar a influência do sistema elétrico sobre a quantidade e intervalo de tempo entre as manobras.

A conexão de bancos de capacitores chaveados em sistemas de distribuição com unidades eólicas de geração distribuída, onde o fluxo de potências é variável em virtude da variabilidade da potência gerada nas unidades eólicas, pode dificultar a operação e controle do sistema de distribuição como um todo.

3.3.3 Sistemas Flexíveis de Transmissão CA - FACTS

Os sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada (FACTS, do Inglês, *Flexible Alternate Current Transmission System*) surgiram na década de 80 em pesquisas realizadas pelo engenheiro eletricitista Narain C. Hingorani, onde o significado da flexibilização da transmissão desde então é tido como a capacidade de alterar grandezas elétricas e parâmetros das redes elétricas. Os dispositivos FACTS são conversores estáticos de alta potência, baseados na eletrônica de potência e controlados por uma ou mais malhas de controle, que podem ser aplicadas individualmente ou de forma coordenada com outros dispositivos para controlar um ou mais dos parâmetros do sistema (HINGORANI e GYUGYI, 1999). Os dispositivos FACTS permitem a flexibilização de grandezas e parâmetros de sistemas elétricos como, por exemplo, o fator de potência, a impedância da rede ou até mesmo a tensão do sistema.

Uma das principais vantagens contidas nas características de controle destes dispositivos é o baixo tempo de resposta, na ordem de milissegundos, que permite inclusive a utilização de determinados dispositivos para atenuar harmônicos contidos no sistema elétrico e compensar desequilíbrios e variações de tensão (HINGORANI ; GYUGYI, 1999).

Ao longo dos anos, o desenvolvimento dos dispositivos se perdurou e por isso novas tecnologias e novos sistemas de controle foram apresentados ao mercado. Dispositivos FACTS oferecem funcionalidades não encontradas em equipamentos como o regulador série e o transformador OLTC, com o propósito de melhorar a qualidade de energia elétrica (HINGORANI ; GYUGYI, 1999). De acordo com Machado (2003), as principais vantagens dos dispositivos FACTS atuais são:

- Possibilidade de controlar diretamente o fluxo de potência;

- Aumentar os limites de transferência de potência nas redes de transmissão;
- Aumentar a segurança a partir do aumento do limite de estabilidade transitória;
- Possibilidade de limitação das correntes de curto-circuito e sobrecargas;
- Capacidade de amortecimento de oscilações eletromecânicas;
- Redução no fluxo de potência reativa nas redes de transmissão.

Diante de diferentes topologias, os dispositivos FACTS são classificados, de acordo com a sua forma de conexão aos sistemas elétricos (HINGORANI e GYUGYI, 1999), conforme descrito a seguir:

- **Série:** Pode ser uma impedância variável, como um capacitor ou indutor, ou ainda uma fonte de frequência variável baseada em eletrônica de potência. Em princípio, todos os dispositivos séries injetam tensão em série com a linha. Desta forma o dispositivo pode injetar ou absorver potência reativa, desde que a tensão seja em quadratura com a tensão da rede ou ainda, pode injetar uma parcela de potência ativa na rede quando a tensão estiver um ângulo menor que noventa graus em relação à tensão do sistema. Como exemplos de dispositivos séries, pode-se citar: Compensador Síncrono Estático Série (SSSC, do Inglês, *Static Synchronous Series Compensator*), Capacitor Série Controlado à Tiristor (TCSC, do Inglês, *Thyristor Controlled Series Capacitor*), Capacitor Série Chaveado à Tiristor (TSSC, do Inglês, *Thyristor Switched Series Capacitor*), e Reator Série Chaveado à Tiristor (TSSR, do Inglês, *Thyristor Switched Series Reactor*).
- **Derivação:** Também pode se comportar como uma impedância variável, fonte variável ou a combinação destas. Conectados em derivação estes dispositivos fornecem corrente para a rede, e dependendo do ângulo de defasagem a potência pode ser puramente reativa, no caso da corrente estar em quadratura com a tensão, ou pode ter uma parcela de potência ativa. Como exemplos de dispositivos em derivação, pode-se citar: Compensador Estático Síncrono (STATCOM, do Inglês, *Static Synchronous Compensator*), Regulador Dinâmico de Tensão (DVR, do Inglês, *Dynamic Voltage Restorer*), Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria (BESS, do Inglês, *Battery Energy Storage System*), Compensador Estático de Reativos (SVC, do Inglês, *Static Var Compensator*), Reator Controlado à Tiristor (TCR, do Inglês,

Thyristor Controlled Reactor), Capacitor Chaveado à Tiristor (TSC, do Inglês, *Thyristor Switched Capacitor*).

- Combinação série-série ou série-derivativa: Neste caso os dispositivos FACTS são agrupados e controlados de forma coordenada a fim de ampliar a gama de vantagens do dispositivo instalado. Podem ser citados como exemplos os dispositivos, Controlador Unificado de Fluxo de Potência (UPFC, do Inglês, *Unified Power Flow Controller*) e o Controlador de Fluxo de Potência entre Linhas (IPFC, do Inglês, *Interline Power Flow Controller*).

Mesmo com características superiores aos equipamentos eletromecânicos, os dispositivos FACTS não os substituem, apenas acobertam algumas deficiências destes dispositivos, como por exemplo, as variações de tensão de curta duração.

Aplicações de dispositivos FACTS são relatadas em estudos do comportamento da geração distribuída eólica, onde são propostos para compor o sistema regulador de tensão e prover melhorias na magnitude da tensão juntamente com dispositivos reguladores convencionais. Em Tofigh, Rahim e Kumaran (2010), por exemplo, utiliza-se o compensador estático de reativos (STATCOM), para mitigar flutuações de tensão causadas por unidades eólicas de geração distribuída. Também em Xuanxuan Liu e Peng Li (2007) é proposto o uso do restaurador dinâmico de tensão (DVR) para a regulação de tensão em sistemas com geração distribuída.

Por outro lado, a inclusão de dispositivos FACTS em sistemas de distribuição, além de apresentar custo elevado para a aplicação em sistemas de distribuição, encarecem os custos de manutenção do sistema elétrico. Muitas vezes os custos de implantação e manutenção inviabilizam sua utilização em sistemas de distribuição.

3.4 IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A evolução dos sistemas de conversão e condicionamento de energia elétrica associada à competitividade do mercado energético motivada pela crescente demanda de energia elétrica tem contribuído para que a geração distribuída se torne

mais atrativa tecnicamente e economicamente (MILANOVIC; ALI; AUNG, 2007). A busca contínua por novas fontes de energia não poluidoras, que não agravem o aquecimento global por vias da emissão de partículas de carbono, também é um dos motivos que aumentam a participação da geração distribuída nas matrizes energéticas (IPINNIMO; CHOWDHURY; CHOWDHURY, 2010).

O termo Geração Distribuída (GD) designa a técnica da geração de energia elétrica realizada junto ou próximo aos consumidores, independente da potência, tecnologia ou fonte de energia, conectada diretamente aos sistemas elétricos de distribuição (IPINNIMO; CHOWDHURY; CHOWDHURY, 2010). A geração distribuída pode estar baseada em fontes de energia como os combustíveis fósseis e em fontes renováveis. Dentre as fontes renováveis podem ser citadas pequenas e micro centrais hidrelétricas, parques eólicos, painéis fotovoltaicos, entre outras. Dentre os exemplos citados, a energia eólica conectada de forma distribuída é bastante difundida mundialmente e em plena expansão, por isso é enfatizada neste trabalho com vistas à regulação da tensão.

A popularização das unidades eólicas de geração distribuída trouxe consigo importantes preocupações relacionadas à estrutura, planejamento e operação dos sistemas de potência. De acordo com Carpaneto e Chicco (2010), e Ipinnimo, Chowdhury e Chowdhury (2010), a introdução da geração distribuída em sistemas elétricos, independente da topologia de geração, afeta as características operacionais dos sistemas de distribuição. Milanovic, Ali e Aung (2007), e Viawan (2008), destacam também que a modalidade de geração distribuída eólica pode exercer influência significativa na dinâmica, operação e controle dos sistemas de potência. De maneira mais específica, as unidades eólicas de geração distribuída podem afetar a confiabilidade e estabilidade do sistema, o fluxo de potência, o controle/regulação da tensão, bem como a qualidade da energia entregue aos consumidores, e por fim, a coordenação das proteções do sistema elétrico (SALMAN, 1996), (BURTON et al., 2001), (ACKERMANN, 2005), (VIWAN, 2008), (ANAYA-LARA et al., 2009), (IPINNIMO; CHOWDHURY; CHOWDHURY, 2010), (GAONKAR, 2010).

Por outro lado, a geração eólica distribuída em sistemas de distribuição também podem proporcionar algumas vantagens desde que controladas por sistemas de controle avançados. Dentre as vantagens podem ser relacionadas à redução dos custos de energia elétrica, o aumento da confiabilidade e da qualidade

da energia do sistema, a liberação da capacidade de distribuição de potência na rede evitando novos investimentos em sistemas de transmissão e distribuição, melhora do fator de potência da rede devido à redução das perdas na transmissão e distribuição, e ainda, pode ser considerada como uma forma alternativa de geração de energia para o aumento da potência instalada (GUEDES, 2006), (BAGGINI, 2008), (IPINNIMO; CHOWDHURY; CHOWDHURY, 2010), (RIZY et al, 2011).

Entretanto, os trabalhos relacionados deixam claro que a avaliação dos efeitos positivos e negativos da geração distribuída deve considerar diversos fatores, como por exemplo, o ponto de conexão da geração distribuída com a rede, a impedância da rede de distribuição, as características do sistema de controle e operação, o perfil da carga, a potência gerada de forma distribuída e inserida no sistema, e por fim variabilidade da potência gerada.

Ao considerar que a geração distribuída eólica é objeto de estudo neste trabalho, a variabilidade da potência gerada é um quesito relevante para a análise do impacto da geração distribuída sobre o sistema de distribuição. Aerogeradores utilizam como energia primária a energia cinética contida no vento, que por sua vez é um fenômeno natural, dependente de diferentes fatores climáticos variáveis, que também o torna altamente variável. Em razão disso, o perfil de variância da velocidade do vento, que é transferida para a energia cinética disponível, impacta sobre a variabilidade da potência gerada nos geradores eólicos distribuídos.

Na análise do impacto dos geradores eólicos distribuídos conectados ao sistema de distribuição apresentada por Guedes (2006), a contribuição negativa da geração distribuída eólica na regulação da tensão do sistema de distribuição é relacionada com as variações da potência gerada pelas unidades eólicas e injetada no sistema de distribuição.

Variações no fluxo de potências de sistemas de distribuição causam alterações na magnitude da tensão uma vez que esta grandeza elétrica é diretamente relacionada com o fluxo de potências de um sistema elétrico (ACKERMANN, 2005), (BAGGINI, 2008). Grandes e consecutivas variações no fluxo de potências de um sistema de distribuição automaticamente são transferidas para a magnitude da tensão deste sistema, como é citado em Jenkins, Ekanayake e Strbac (2010), onde alterações do fluxo de potências do sistema de distribuição com geração distribuída pode apresentar fluxo de potência bidirecional. Nesse contexto, a operação dos dispositivos que atuam na regulação da tensão em sistemas de

distribuição (transformador OLTC, regulador série, banco de capacitores chaveados, etc.) com geração eólica distribuída pode ser significativamente afetada.

Tendo em vista que a variabilidade da velocidade do vento transmitida à geração de energia eólica causa variações no fluxo de potência do sistema de distribuição e conseqüentemente a tensão de regime permanente do sistema elétrico passa a ser altamente variável, torna-se complexa a tarefa de controlar a tensão do sistema elétrico com o uso de equipamentos e técnicas de controle convencionais (FARAG; EL-SAADANY, 2011). Nestas condições, pode haver a descoordenação entre a geração distribuída eólica e os dispositivos de regulação instalados no sistema, e tais dispositivos podem não compensar o impacto dos aerogeradores sobre a magnitude da tensão do sistema de distribuição, podendo ocorrer desvios no valor nominal da tensão (ABREU et al., 2004), (ACKERMANN, 2005), (GUEDES, 2006).

Diante dos efeitos da geração eólica distribuída relacionados acima, o presente trabalho foca no impacto sobre a magnitude da tensão resultante da descoordenação entre os componentes do sistema. Por isso, na sequência serão abordados os efeitos específicos da geração eólica distribuída sobre a magnitude da tensão com o objetivo final na proposição de estratégias de controle.

3.4.1 O Impacto da Geração Eólica Distribuída sobre a Magnitude da Tensão de Sistemas de Distribuição

Sabe-se que as características do vento são incontroláveis, portanto soluções devem ser propostas para mitigar o impacto da geração eólica distribuída sobre a magnitude da tensão do sistema de distribuição à qual estão conectadas as unidades. Mesmo que a complexidade de operação e controle destes sistemas seja elevada, a qualidade da energia entregue aos consumidores deve ser resguardada.

De acordo com o que foi apresentado anteriormente, a geração distribuída impacta negativamente na tensão do sistema elétrico.

Variações de tensão podem surgir diante da conexão e desconexão dos sistemas distribuídos, como na partida destes geradores e sua conexão à rede de distribuição, ou então na sua parada, que pode ser ocasional ou motivada por falhas no dispositivo ou faltas na rede e a conseqüente atuação do sistema de proteção. A

variação súbita das potências ativa e reativa, produzida ou consumida por estes geradores também podem provocar o surgimento de variações na tensão.

A variabilidade da potência gerada em razão da variação da velocidade do vento produz o efeito da flutuação da tensão. As características do vento são quem definem a flutuação da tensão nestes casos, tendo em vista as variações ocasionadas no fluxo das potências injetadas no sistema de distribuição. As flutuações de tensão causam ainda o efeito de cintilação luminosa (ou do Inglês, *flicker*), que traz desconforto visual aos consumidores desta energia.

Já os harmônicos podem surgir devido à introdução de correntes harmônicas geradas principalmente nos aerogeradores que possuem eletrônica de potência embarcada, como nos conversores estáticos usados em algumas unidades eólicas. A circulação de correntes harmônicas provoca o aumento das perdas de potência na rede e pode provocar a sobrecarga do circuito. Para conter a geração de harmônicos, filtros podem ser aplicados para anular as correntes das diferentes ordens harmônicas e sanar tal problema.

As variações e flutuações de tensão causadas pela geração distribuída eólica, em geral, são difíceis de serem eliminadas do sistema de distribuição. O uso de dispositivos reguladores convencionais como o transformador OLTC, regulador série de tensão para a regulação da tensão e sistemas compensadores de energia reativa como banco de capacitores em sistemas com geração eólica, pode tornar o sistema de controle de tensão ineficiente devido à variabilidade da tensão e o fluxo bidirecional das potências. As características de operação destes dispositivos não são adequadas para o perfil de operação verificado.

Transformadores OLTC e reguladores série não são adequados para atenuar flutuações de tensão que perduram no sistema elétrico. Em seus controladores, como apresentado nas seções anteriores, possuem uma temporização denominada de tempo de atraso, destinada a evitar operações precipitadas diante de flutuações da tensão. A redução do tempo de atraso implica no aumento do número de comutações de *tap* uma vez que flutuações de tensão são rotineiras em sistemas com geradores eólicos. Variações de tensão consecutivas também são indesejáveis do ponto de vista da operação destes equipamentos. A combinação de tais efeitos causa o aumento das comutações de *tap*, que eleva os custos de operação e manutenção do sistema elétrico e, sobretudo a operação descoordenada destes dispositivos pode levar à instabilidade da tensão.

Bancos de capacitores podem ser usados de duas formas em sistemas de distribuição, fixos ou chaveados, conforme descrito na seção 3.3.2. Entretanto, ambos apresentam incompatibilidade na operação em sistemas com perfil de variações e flutuações de tensão. Os bancos de capacitores fixos são dimensionados em função da demanda de potência reativa. Porém, a geração distribuída interfere no fluxo de potência reativa e conseqüentemente a operação de bancos fixos em sistemas de alta variabilidade do fluxo de potências pode tornar-se inadequada por influenciar negativamente a qualidade da energia, podendo provocar sobretensões e tornar o fator de potência da rede capacitivo.

O suporte de potência reativa através de bancos chaveados também pode produzir resultados ruins devido ao seu modo de controle. Quando no modo de potência reativa os ajustes dos parâmetros de referência são dificultados devido às variações do fluxo de potências, podendo exigir um número maior de manobras dos módulos capacitivos. De forma semelhante, no modo de controle de tensão, as variações e flutuações de tensão existentes no sistema também irão exigir o maior número de manobras. A elevação do número de manobras dos módulos capacitivos pode ocasionar danos aos capacitores devido ao sobreaquecimento e o desgaste prematuro dos dispositivos de manobra, que juntos obviamente aumentam os custos de manutenção e operação do sistema elétrico.

Dentre inúmeros dispositivos FACTS existentes no mercado o Compensador Estático de Reativos (SVC, do Inglês, *Static Var Compensator*) poderia ser considerado para o mesmo propósito dos bancos de capacitores chaveados. O SVC é um dispositivo de reatância variável em derivação com a rede elétrica, que gera ou absorve potência reativa em função da estratégia de controle adotada que tem por característica a rápida operação. Ele pode fornecer continuamente a potência reativa necessária para controlar as oscilações dinâmicas de tensão sob variadas condições do sistema e assim melhorar a estabilidade e a qualidade de energia do sistema de transmissão e distribuição (MACHADO, 2003), (ZHANG, REHTANZ e PAL, 2006).

No entanto, um dos principais fatores que os diferenciam além do controle é o custo, que é bastante elevado, da mesma forma que é para outros modelos de dispositivos FACTS com finalidades semelhantes. Diante disso, verifica-se que a melhor opção devido à relação custo benefício ainda é a utilização de bancos de capacitores chaveados devidamente controlados.

O impacto da geração eólica distribuída sobre os componentes do sistema de regulação de tensão diante de sistemas de controle tradicionais compromete a eficiência destes dispositivos (FARAG; EL-SAADANY, 2011). Para que o impacto sobre a magnitude da tensão seja amenizado se faz necessário o uso de técnicas de controle coordenado entre os dispositivos. Assim, unidades eólicas de geração distribuída e equipamentos reguladores de tensão previstos no controle global podem tornar o conjunto regulador mais eficiente, fazendo intervenções acertadas para a regulação.

Inúmeros trabalhos têm sido propostos com o objetivo de efetuar a regulação da tensão em regime permanente para sistemas de geração distribuída. Estes baseiam-se em estratégias de controle coordenado entre diferentes dispositivos reguladores de tensão (transformador OLTC, regulador série, e banco de capacitores) e a geração distribuída, para evitar condições inapropriadas de operação de tais dispositivos com base em seus conceitos de operação. Resultados positivos como redução de perdas de potência no sistema de transmissão e distribuição, redução do número de comutações de *tap* de transformadores OLTC e reguladores série, bem como a redução das variações e flutuações de tensão, de forma a contribuir significativamente na melhora da magnitude da tensão do sistema tem sido alcançadas (KIM; KIM, 2001), (CALDON et al., 2005), (KOJOVIC, 2006), (VIAWAN; KARLSSON, 2008), (VIJAYAN, 2010), (LIN; SUN; HOU, 2012), (CHEN; QIAO; LU, 2012), (CHIRAPONGSANANURAK et al., 2012).

A capacidade de geração de potência reativa de determinados modelos de aerogeradores, conforme discutido no Capítulo 2, atribuem as estes a capacidade do controle de tensão e por isso podem ser consideradas na operação de sistemas eólicos distribuídos. A possibilidade de prover a regulação de tensão significa aumentar o poder de regulação de tensão do sistema de distribuição ao qual estão conectados na forma de geração distribuída, com aplicação direta na melhora da qualidade da energia fornecida aos consumidores (ACKERMANN, 2005), (IPINNIMO; CHOWDHURY; CHOWDHURY, 2010).

A utilização da capacidade de regulação de tensão de determinados aerogeradores em estratégias de controle coordenado requer a avaliação do poder de regulação de tensão dos aerogeradores sobre o sistema elétrico, o qual é determinado pelo nível de inserção eólica. A inserção eólica é dada pelo percentual

de potência ativa dentre a demanda total de potência ativa deste sistema, que as unidades eólicas são capazes de suprir ao sistema elétrico.

Outra consideração importante é a variabilidade da velocidade do vento e da consequente variação da potência ativa gerada. Haja vista que o suporte de tensão proporcionado por aerogeradores é dado através da injeção de potência reativa ao sistema elétrico, sendo a disponibilidade de potência reativa determinada em função da potência aparente total do conjunto, gerador e conversores, e da potência ativa instantânea. Isso significa que o poder de regulação de tensão de aerogeradores (disponibilidade de potência reativa) é variável, e inversamente proporcional à geração de potência ativa.

Estas limitações da operação de aerogeradores no controle de tensão são importantes e devem ser consideradas na proposição de sistemas de controle. Como verificado em trabalhos propostos, uma alternativa é o controle coordenado de tensão entre os dispositivos reguladores de tensão convencionais como o transformador OLTC e regulador série, com as unidades eólicas distribuídas. Esta técnica pode ser eficiente na regulação da tensão, desde que a inserção eólica e a variabilidade do poder de regulação sejam consideradas (RICHARDOT et al., 2006). A exemplo disso, o controle de tensão coordenado ótimo de sistemas distribuição com geração eólica distribuída proposto por Toma et al. (2008), utilizando um controlador central que adquire dados da geração distribuída, dos dispositivos reguladores e da carga, proporcionou melhorias na magnitude da tensão do sistema e também reduções no número de comutações de *tap* do regulador série de tensão e do transformador da subestação.

A regulação de tensão coordenada entre geração distribuída e transformadores OLTC com compensação de queda na linha também mostrou-se eficiente em (KIM; KIM, 2001). No seu estudo foi apresentado o controle descentralizado da potência reativa produzida na geração distribuída que resultou na manutenção da tensão dentro da largura de banda permissível. O estudo realizado por Farag e El-Saadany (2011), o qual obteve resultados positivos, propôs um sistema de controle de tensão multi-agente, baseado em um sistema de comunicação entre os dispositivos, transformador OLTC, banco de capacitores chaveados e a geração distribuída, visando reduzir o impacto da geração distribuída sobre a regulação da tensão e especificamente sobre a operação do transformador OLTC e banco chaveado.

A maior dificuldade a ser vencida pelos sistemas de controle de tensão em sistemas elétricos com geração eólica distribuída é a variabilidade da potência gerada, em razão da dependência climática já discutida anteriormente. A proposição de estratégias de controle usando dados de entradas com alto grau de variabilidade é uma tarefa árdua, por isso técnicas de previsão vem sendo aplicadas junto aos sistemas de controle de sistemas distribuídos. A previsão da geração eólica pode amenizar o impacto da geração distribuída eólica sobre os sistemas de distribuição, reduzindo os problemas de operação e controle do sistema como um todo (ACKERMANN, 2005). Conforme Jenkins, Ekanayake e Strbac (2010), a previsão da potência gerada em parques eólicos distribuídos, através da previsão da velocidade do vento pode ser útil para as estratégias de controle coordenado e até mesmo para a comercialização de energia. Além de tudo, técnicas preditivas do vento podem ser utilizadas para auxiliar o controle das unidades eólicas e prover melhoras no tempo de resposta do controlador e na maximização da potência extraída (NARAYANA et al., 2009).

A previsão do vento também pode auxiliar na gestão, operação e despacho do sistema elétrico, e por consequência reduzir substancialmente o impacto negativo da geração distribuída eólica no sistema de distribuição se considerada no sistema de controle coordenado, aumentando assim a confiabilidade do sistema elétrico e reduzindo o custo da energia elétrica provida pelos aerogeradores, e melhorar a eficiência das unidades geradoras e sistemas de transmissão e distribuição (AHLSTROM; JONES; ZAVADIL, 2005), (WU; HONG, 2007).

Além da previsão do vento, a previsão de carga também vem sendo utilizada para atenuar as perturbações causadas no sistema elétrico pelas variações bruscas de carga. Da mesma forma que o vento, o perfil da carga de um sistema elétrico depende do tipo de consumidores e não pode ser controlada. Em consequência disso, esta incerteza é transferida para os sistemas de controle e operação do sistema elétrico de distribuição. Uma das soluções encontradas para amenizar os efeitos da variação da carga em sistemas elétricos é a utilização de sistemas de previsão de carga, que atualmente é considerada uma ferramenta essencial para a operação e planejamento de sistemas elétricos bem como apresentar benefícios econômicos (ALFUHAID; EL-SAYED; MAHMOUD, 1997), (SENJYU et al., 2002). Em sistemas com geração distribuída, a previsão de carga pode ser usada para ajustar a produção de energia (ACKERMANN, 2005).

4 ANÁLISE DAS CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO DE UNIDADES EÓLICAS E PROPOSIÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Neste Capítulo serão apresentadas análises preliminares da operação de unidades eólicas de geração distribuída em sistemas de distribuição. Com base nas incertezas da análise, testes serão propostos para determinar o real impacto deste sistema alternativo de geração de energia elétrica na magnitude da tensão do sistema de distribuição. Posteriormente serão apresentadas as estratégias de controle coordenado propostas para a regulação de tensão em regime permanente de um sistema de distribuição de energia elétrica de maneira a diminuir o impacto negativo da geração eólica distribuída.

As análises e estratégias de controle propostas são baseadas em uma topologia típica de sistema de distribuição com parâmetros típicos para a linha de subtransmissão e transformador OLTC, considerando a conexão de unidades eólicas de geração distribuídas a barra de 13,8 kV da subestação de distribuição.

As estratégias de controle propostas para a regulação da tensão assumem os aerogeradores como componentes do conjunto de equipamentos que prestam os serviços ancilares ao sistema de distribuição, devido à sua capacidade de geração de potência reativa. Em conjunto com os dispositivos reguladores de tensão comuns em sistemas de distribuição, tal como transformador de potência OLTC e banco de capacitores chaveados apresentados no Capítulo 3, será proposta a atuação das unidades eólicas de forma coordenada na regulação da tensão de sistemas de distribuição com o objetivo de minimizar os efeitos negativos da inserção da geração eólica distribuída na magnitude da tensão destes sistemas de distribuição. Dentre os efeitos naturais da inserção da energia eólica distribuída estão às variações e flutuações da tensão causadas pelas variações de vento e de carga do sistema.

Primeiramente será apresentada a topologia do sistema de distribuição adotado para os estudos expostos nesta dissertação e em seguida serão apresentadas considerações relevantes para o bom entendimento das análises realizadas e das estratégias de controle propostas.

4.1 TOPOLOGIA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ADOTADO

O sistema de distribuição de energia adotado nos estudos propostos nesta dissertação considera uma topologia tipicamente utilizada nos sistemas de potência. Ele é composto por um transformador OLTC de 138/13,8 kV, conectado a um sistema de subtransmissão de 138 kV, com carga equivalente referente aos alimentadores do sistema. O transformador OLTC tem potência nominal de 25 MVA e 32 *tap* para ajuste de tensão, proporcionando a variação de $\pm 10\%$ na tensão do sistema. A impedância de $0,0137 + j0,136$ p.u. do transformador e a impedância da linha de subtransmissão de $0,0055 + j0,055$ p.u. são consideradas nos testes.

A subestação possui um único barramento de distribuição de 13,8 kV, por onde as cargas são energizadas. Neste barramento da subestação, a jusante do transformador de potência, são conectadas as unidades eólicas de geração distribuída, sendo que o nível de inserção das unidades eólicas no sistema de distribuição assume três valores distintos para os testes, 25, 50 e 75% sobre o pico de potência ativa do sistema de distribuição que é de 20 MW. O conjunto turbina e gerador considerado detém a capacidade de prover energia ativa e reativa ao sistema, para diferentes velocidades de vento. Consideram-se unidades eólicas com turbina de velocidade variável com diâmetro de 40 m, coeficiente de potência (C_p) de 0,40 e de densidade do ar (ρ) de $1,204 \text{ g/cm}^3$, onde o gerador pode ser do tipo GIDA ou GSIP. O diagrama unifilar do sistema de distribuição adotado é ilustrado na Figura 12.

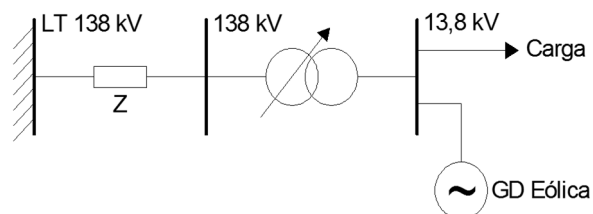


Figura 12 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição adotado

Além da topologia do sistema de distribuição, adota-se uma curva de carga da potência ativa de um sistema de distribuição real. O fator de potência da carga é considerado constante, igual a 0,85. A Figura 13 ilustra o perfil da curva de carga utilizada no estudo.

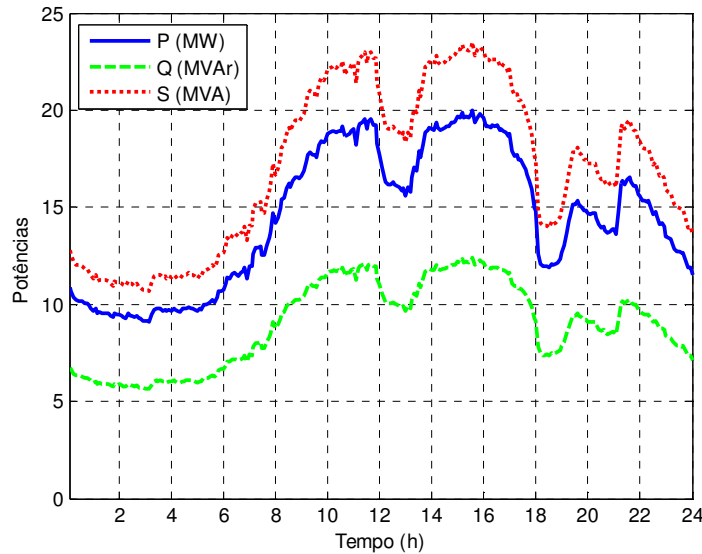


Figura 13 - Curva de carga do sistema de distribuição

Como visto na Figura 12, a carga é conectada ao barramento de 13,8 kV da subestação e em virtude do propósito deste trabalho, regulação da tensão na barra da subestação de distribuição, a impedância dos alimentadores não é considerada.

Algumas das estratégias propostas consideram também a presença de banco de capacitores chaveados no sistema de distribuição como forma de dar suporte de potência reativa ao sistema de distribuição. Estes também são considerados conectados ao barramento de 13,8 kV da subestação de distribuição.

4.2 REGULAÇÃO DE TENSÃO UTILIZANDO A GERAÇÃO EÓLICA DISTRIBUÍDA

Este trabalho tem como objetivo principal propor estratégias de regulação de tensão em regime permanente para sistemas de distribuição que contenham unidades eólicas de geração distribuída. Tais estratégias buscam regular a tensão de forma coordenada entre os dispositivos reguladores de tensão, sendo que os aerogeradores fazem parte deste conjunto de dispositivos reguladores.

Conforme discutido anteriormente, as unidades eólicas baseadas em GIDA e gerador síncrono utilizam conversores de potência que associados às técnicas de controle vetorial permitem o suporte de potência reativa e o controle de tensão (VOLTOLINI, 2007), (SALLES, 2009), (ABAD et al., 2011), (MERCADO-VARGAS et al., 2012). A geração eólica pode operar em dois modos de controle distintos, o

modo de controle de potência reativa (PQ) que permite impor à malha de controle um valor de referência para a geração de potência reativa, e o modo de regulação de tensão (PV), que diante de um valor de referência de tensão para o sistema ao qual é conectado produz potência reativa para manter a tensão igual ao valor de referência da malha de controle. Para as estratégias propostas neste trabalho, análises e testes são realizados considerando os dois modos de operação, injetando potência reativa de forma despachada ou injetando potência reativa de forma controlada para manter a tensão de acordo com a referência. Para viabilizar a regulação de tensão com o auxílio dos aerogeradores, as estratégias propostas assumem que os aerogeradores são reguladores primários de tensão do sistema. A regulação secundária de tensão é obtida através do transformador de potência do tipo OLTC, e em determinadas estratégias, é considerada a regulação de tensão secundária através de bancos capacitivos chaveados conectados ao barramento da subestação de distribuição.

A coordenação entre os dispositivos reguladores de nível primário, secundário e terciário também é objeto do estudo, e para possibilitar a análise e validação das diferentes situações impostas, são apresentadas estratégias de regulação de tensão coordenada. Intrínseco às estratégias propostas está a melhora da qualidade da energia do sistema de distribuição proposto, de forma a reduzir a variação e flutuação da tensão provocada pela inserção de geração eólica, e mantê-la dentro de uma largura de banda de tensão de $\pm 0,01$ p.u. da tensão de referência do barramento. A tensão de referência adotada nos testes foi 1,0 p.u., entretanto, outros valores de tensão de referência poderiam ser adotados, o que não alteraria de forma relevante os resultados obtidos com os testes realizados.

Para alcançar tais objetivos as estratégias propostas devem considerar a variabilidade da potência gerada nos aerogeradores em função do perfil aleatório da velocidade do vento e a incerteza da carga demandada, que combinadas dificultam a regulação da tensão em uma pequena largura de banda de tensão. Por isso técnicas de previsão de vento poderão ser utilizadas nas estratégias de regulação da tensão de regime permanente a fim de minimizar tais incertezas.

4.3 INCERTEZAS NA OPERAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA E A PREVISÃO DO VENTO

A variação da potência ativa fornecida pela geração eólica, combinada com a variação da demanda de carga, originam incertezas para o sistema de regulação de tensão. Em situações de elevada variabilidade de geração eólica a regulação de tensão por meio apenas do transformador OLTC pode resultar em um número excessivo de trocas de *tap* e muitas variações de tensão no sistema. Uma das maneiras de suavizar o impacto da geração eólica em sistemas de distribuição pode ser a utilização de métodos de previsão de vento. Sistemas de previsão de vento e de carga podem ser usados na gestão de sistemas de energia para mitigar os riscos, aumentar a confiança dos operadores do sistema e despachantes, reduzir os custos através do planejamento operacional, melhorar a utilização das unidades geradoras e sistemas de transmissão (AHLSTROM; JONES; ZAVADIL, 2005).

Diante disso, propôs-se a utilização da previsão de vento e carga, com foco na regulação de tensão do sistema de distribuição, evitando assim violações da largura de banda de tensão. Desta forma, o impacto negativo da geração eólica no sistema de distribuição pode ser reduzido através de ações de controle antecipadas.

Dentro do interesse deste trabalho, as redes neurais artificiais foram cogitadas para a predição do vento em curto prazo. Neste estudo, o horizonte de 10 minutos à frente é escolhido, devido ao período de integração das leituras de velocidade de vento obtidas. O horizonte de 10 minutos é um período de tempo curto que possibilita detectar possíveis variações do vento, e assim pode possibilitar a regulação da tensão mais precisa e eficiente. Além disso, se adotado um sistema de previsão a longo prazo, a variação do vento será de maior magnitude e a ação de regulação preditiva poderia ter que se dividir em etapas menores para não prejudicar a tensão em tempo real uma vez que a largura de banda adotada para a tensão é estreita.

4.4 METODOLOGIA PARA AVALIAR O IMPACTO DA GERAÇÃO EÓLICA DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Unidades eólicas de geração distribuída podem operar, através da ação das malhas de controle de potência, no modo de controle de potência reativa (modo PQ) ou no modo de controle de tensão (modo PV). Normalmente a operação ocorre no modo PQ devido à elevada variabilidade do vento que não garante continuamente o poder de regulação de tensão. Assim as unidades eólicas operam com valores de referência para a geração de potência reativa determinada pelos operadores e órgãos regulamentadores.

Em unidades eólicas o despacho de potência ativa é geralmente determinado em função da velocidade do vento que incide sobre a turbina eólica. Para a geração de potência reativa é dado ao controlador um valor de referência para a potência reativa, que pode ser imposto pelos operadores do sistema elétrico, mas que deve considerar a curva de capacidade da máquina. Em sistemas de geração distribuída eólica a geração de potência ativa é priorizada de forma a reduzir o tempo de retorno de investimento. Entretanto, devido à natureza estocástica do vento a unidade eólica pode operar abaixo da capacidade nominal em muitos momentos ao longo do dia. Além desse fato, existe a possibilidade de sobredimensionar os conversores estáticos das unidades eólicas de forma a estender a capacidade de geração de potência reativa.

Haja vista que a intensidade do vento é quem determina a geração de potência ativa, e que por sua vez o vento é uma variável climatológica, conseqüentemente o fluxo de potência no sistema com geração eólica apresenta variações estocásticas.

Com o propósito de analisar o impacto real da geração eólica distribuída na magnitude da tensão e sobre a operação do transformador OLTC do sistema de distribuição, utiliza-se uma metodologia de avaliação que considera a operação das unidades eólicas sob condições de referência de potência reativa igual a 0 p.u.. A metodologia adotada, associada aos dados reais de vento e carga, possibilita a análise do impacto da geração distribuída eólica sob a geração de potência ativa (P_{inj}) e a magnitude de tensão no sistema de distribuição de energia elétrica. Um algoritmo computacional baseado no fluxo de potência (análise estática) foi desenvolvido para possibilitar a análise do impacto da geração distribuída no

sistema de distribuição. Considerando os dados reais de velocidade de vento, a potência ativa injetada pela geração eólica no sistema é dada por:

$$P_{inj} = \frac{1}{2} C_p \rho A U^3, \quad (30)$$

sendo C_p o coeficiente de potência da turbina, ρ é a densidade do ar, A é a área do rotor, e U é a velocidade do vento.

Determinada a potência ativa injetada pela unidade eólica e considerando a curva de carga do sistema, é possível determinar a magnitude da tensão na barra de referência do sistema de distribuição através do cálculo do fluxo de potência. Caso a tensão calculada não atenda a seguinte restrição,

$$V_{\min} \leq V_{med} \leq V_{\max}, \quad (31)$$

onde V_{\min} e V_{\max} são os limites mínimos e máximos respectivamente da largura de banda da tensão para a barra de referência do sistema de distribuição e V_{med} é a tensão medida na mesma barra de referência, então a comutação de *tap* do transformador OLTC é efetuada pela rotina para manter a tensão ajustada entre os limites V_{\max} e V_{\min} da largura de banda da tensão. A Figura 14 apresenta o fluxograma do algoritmo computacional adotado para avaliar o impacto da geração eólica distribuída, que é apresentado no capítulo de resultados.

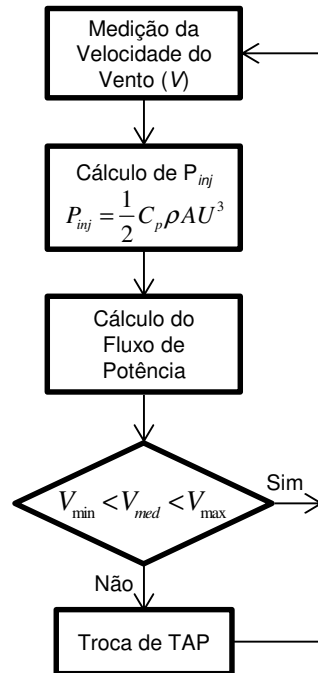


Figura 14 – Fluxograma do algoritmo computacional adotado para avaliar o impacto da geração distribuída eólica em sistemas de distribuição

4.5 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PROPOSTAS PARA A REGULAÇÃO DE TENSÃO EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO EÓLICA DISTRIBUÍDA

Nesta seção são apresentadas as estratégias de controle coordenado propostas para a regulação de tensão em regime permanente de sistemas de distribuição com geração eólica. As estratégias de controle consideram que a capacidade dos geradores GIDA e síncronos de gerar potência reativa por meio das técnicas de controle empregadas nos conversores estáticos, possa ser utilizada para prestar serviços ancilares ao sistema de distribuição. Para isso, é proposto que tais estratégias de controle sejam implementadas como malhas de controle suplementares às malhas de controle dos conversores estáticos dos aerogeradores.

Dentre os objetivos das estratégias propostas está a operação das unidades eólicas sob o modo de controle de potência reativa (PQ) ou controle de tensão (PV), visando a atenuação do impacto negativo da geração distribuída na magnitude da

tensão de regime permanente, onde surgem variações e flutuações de tensão causadas pelas variações de vento e de carga, bem como a alteração das características de operação dos dispositivos reguladores como o transformador OLTC e banco de capacitores chaveados. Além disso, as estratégias de controle visam diminuir a ociosidade das unidades eólicas quando na geração apenas de potência ativa.

A atenção com a qualidade da tensão de fornecimento fez com que as estratégias considerem um perfil reduzido de variações de tensão. Com este propósito é delimitada uma largura de banda estreita para a tensão da barra de referência do sistema de distribuição, com um desvio tolerável de apenas $\pm 0,01$ p.u. em relação a tensão de referência, a ser regulada de forma coordenada entre os dispositivos reguladores de tensão contidos no sistema de distribuição.

Uma das estratégias de controle proposta faz uso de dados de velocidade de vento estimada com o objetivo final de maximizar a atenuação do impacto negativo da geração distribuída no sistema de distribuição. Nas subseções seguintes, as estratégias de controle coordenado propostas são apresentadas em detalhes de forma a facilitar a compreensão dos resultados mostrados no Capítulo 5.

4.5.1 Estratégia de Regulação de Tensão considerando a Unidade Eólica Operando no Modo PQ

Diferente do modo de operação convencional das unidades eólicas onde o despacho de potência reativa é baixo ou nulo, esta estratégia propõe o controle das unidades eólicas distribuídas através da malha de controle de potência reativa (PQ). Porém, a referência de potência reativa é diferente de zero. Desta forma o sistema de controle das unidades eólicas passa a ter dois objetivos: 1) O primeiro e mais importante é a geração de potência ativa; 2) O objetivo secundário é a regulação de tensão através da injeção de potência reativa no sistema elétrico e consequentemente aumentar o poder de regulação de tensão do sistema de forma a contribuir com o controle da qualidade de energia na rede. Isso se torna possível uma vez que os aerogeradores possuem eletrônica de potência embarcada que associados a malhas de controles vetoriais permitem esta prática.

Para viabilizar a implementação da estratégia, é proposto o uso de uma malha de controle suplementar junto da malha de controle de potência reativa já

existente no conversor estático da unidade eólica. O suporte de potência reativa através das unidades eólicas permitirá reduzir a ociosidade dos aerogeradores, comum em períodos onde a geração de potência ativa é inferior à potência nominal do gerador devido à baixa intensidade dos ventos, e assim a máxima extração de potência do vento é garantida (MPPT, do Inglês, *Maximum Power Point Tracking*). Esta possibilidade pode ser vantajosa também do ponto de vista econômico, pois aumenta o retorno do investimento do parque eólico.

De maneira geral, a estratégia busca utilizar a disponibilidade de potência do aerogerador nos períodos de baixa geração de potência ativa para gerar potência reativa e suprir as necessidades do sistema de distribuição do ponto de vista da regulação da tensão. Na estratégia proposta a parcela de potência reativa gerada nos aerogeradores é injetada através de um valor de referência para a malha de controle de potência reativa, com o foco na regulação da tensão, de forma a manter a tensão dentro de limites predeterminados. A referência de potência reativa é dada como a parcela de potência reativa necessária para manter a tensão do sistema dentro dos limites estabelecidos para a largura de banda. Seu valor é determinado através de um algoritmo que calcula a potência reativa necessária para tal regulação, seja capacitiva ou indutiva, toda vez que a tensão medida na barra de referência de tensão (V_{med}) violar um dos limites de tensão da largura de banda da barra de referência da tensão, máxima (V_{max}) e mínima (V_{min}), como descreve a seguinte expressão:

$$V_{min} \leq V_{med} \leq V_{max} . \quad (32)$$

No entanto, a parcela de potência reativa a ser despachada através de um aerogerador tem um limite máximo que preserva a integridade de seus componentes e dispositivos. Isso significa que o limite de potência reativa (Q_{disp}) é determinado em função da potência aparente do gerador e da potência ativa instantânea gerada, dada por:

$$Q_{disp} = \sqrt{S_{nom}^2 - P_{inj}^2} , \quad (33)$$

onde S_{nom} é a potência aparente do gerador elétrico e P_{inj} é a potência ativa instantânea produzida pelo aerogerador. Em unidades eólicas onde toda a potência reativa injetada é fornecida por conversores estáticos, o cálculo da máxima potência reativa disponível deve considerar a máxima corrente do conversor estático.

No algoritmo de controle desenvolvido, a magnitude da tensão do sistema é verificada em cada iteração. Se a tensão violar os limites de tensão V_{max} e V_{min} da largura de banda para a barra de referência, o algoritmo determina a potência reativa necessária para regular a tensão para dentro da largura de banda da tensão. Para isso, inicialmente a estratégia determina a diferença de tensão (ΔV) necessária para ajustar a tensão para dentro da largura de banda, que em seguida é dividido pelo coeficiente (K_p) determinado a partir das características do sistema de distribuição. O coeficiente K_p expressa o impacto da potência reativa injetada na magnitude da tensão do sistema, ou seja, é a relação V/MVAr do sistema de distribuição. Tal coeficiente é determinado com base nas características do sistema de distribuição expressas pela curva Q-V e na sensibilidade VQ do sistema. Como resultado o algoritmo obtém o valor de potência reativa necessária (ΔQ) para regular a tensão em valores aceitáveis, expresso através da equação (34).

$$\Delta Q = \Delta V \cdot K_p. \quad (34)$$

A rotina seguinte soma a parcela de potência reativa ΔQ ao valor atual de potência reativa despachada (Q_{inj}), considerando os limites operacionais da unidade eólica e a disponibilidade de potência reativa (Q_{disp}), conforme descrito nas equações (35) e (36).

$$Q_{inj} = Q_{inj} + (\Delta V \cdot K_p), \quad (35)$$

$$Q_{inj} \leq Q_{disp}. \quad (36)$$

Por fim, o valor de potência reativa calculado é injetado no sistema de distribuição de forma a regular a tensão para dentro dos limites da largura de banda.

Contudo, nesta estratégia as unidades eólicas de geração distribuída são consideradas como dispositivos reguladores de tensão, e ainda, a hierarquia da

estratégia garante que a ação primária de regulação seja feita pelas unidades eólicas. Sendo assim, o transformador OLTC atua de forma coordenada com a geração distribuída, permanecendo na retaguarda da estratégia, pois a atuação deste é permitida apenas quando as unidades eólicas atingem o limite operacional (limite de máxima potência) visando a minimização do número de comutações de *tap*. A Figura 15 ilustra o fluxograma da estratégia de controle proposta.

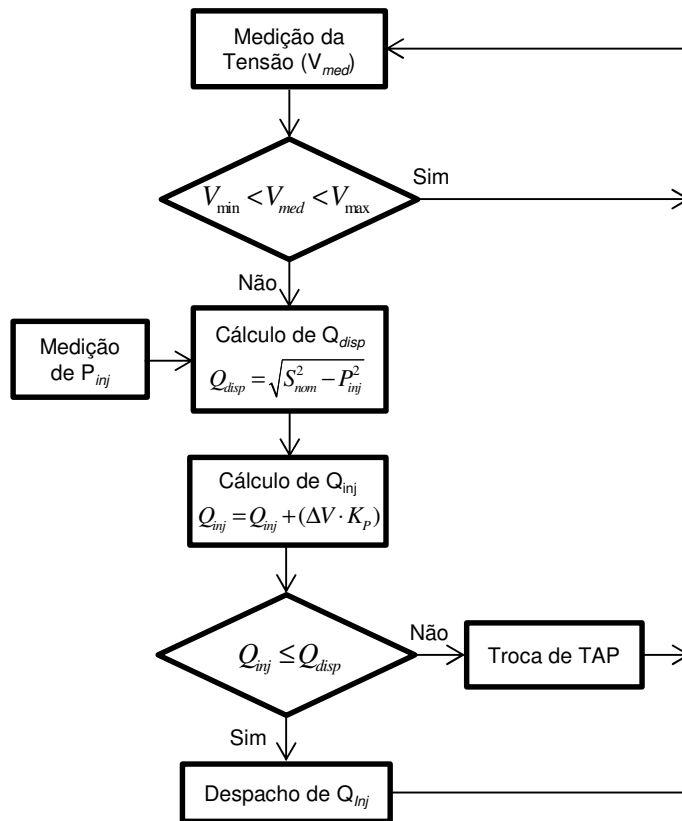


Figura 15 – Fluxograma do algoritmo computacional desenvolvido para a estratégia de despacho de potência reativa através da geração eólica distribuída

4.5.2 Estratégia de Regulação Baseada no Modo de Operação PQ considerando a Redução da Referência de Potência

Com base na estratégia proposta na seção anterior, uma nova estratégia é proposta com objetivo de reduzir a injeção de potência reativa por parte da geração distribuída e propiciar melhorias na magnitude da tensão. O diferencial da estratégia é prover a regulação de tensão com a injeção mínima de potência reativa, ou seja, reduzir a geração de potência reativa por parte dos aerogeradores para evitar que a

elevação da velocidade do vento cause a diminuição da disponibilidade de potência reativa e a consequente perda do poder de regulação das unidades eólicas. O aumento da velocidade do vento implica no aumento da geração de potência ativa gerada e a diminuição da capacidade de geração de potência reativa em virtude da potência aparente total do conjunto gerador elétrico e conversores estáticos. Para atender esta necessidade uma nova funcionalidade foi inserida na estratégia de controle apresentada anteriormente. Esta funcionalidade é denominada de função redução.

Na estratégia apresentada na seção 4.5.1, o valor de referência de potência reativa a ser despachada pela unidade eólica é calculado a partir da ocorrência da violação dos limites da largura de banda de tensão V_{\max} e V_{\min} , porém depois de corrigida a violação, a estratégia permanece com o mesmo valor de referência até que uma nova violação ocorra. Ou seja, o valor de potência reativa despachada (Q_{inj}) permanece constante até que haja uma nova violação dos limites da largura de banda de tensão, ou caso a disponibilidade de potência reativa (Q_{disp}) não diminua. Sob estas condições, em determinados períodos a estratégia pode despachar potência reativa para o sistema de distribuição sem que haja necessidade, uma vez que com o valor de referência de despacho nulo ou inferior ao atual valor de Q_{inj} , a tensão do sistema ainda permaneceria dentro da largura de banda.

A função redução faz com que o despacho de potência reativa seja o valor mínimo necessário para manter a tensão dentro dos limites de tensão V_{\max} e V_{\min} para a barra de referência. Assim, a magnitude da tensão tem a tendência de permanecer no centro da largura de banda. Para garantir esta condição, a função redução, assim que detecta que a tensão da barra de referência encontra-se estabilizada dentro dos limites da largura de banda, recalcula o valor de referência de potência reativa (Q_{ref}), utilizando uma parcela de potência reativa (ΔQ) que é diferença da potência reativa injetada que pode ser reduzida com o propósito de manter a tensão da barra de referência nas proximidades do valor da tensão de referência, de acordo com a equação (37). A parcela de potência reativa ΔQ é determinada com base a diferença de tensão (ΔV) necessária para ajustar a tensão o mais próximo de V_{ref} , e no ganho proporcional (K_p) definido a partir das características do sistema de distribuição, conforme equação (34).

$$Q_{inj} = Q_{inj} + \Delta Q. \quad (37)$$

A Figura 16 apresenta o fluxograma da estratégia proposta para o despacho de potência reativa com a função redução. Em destaque no fluxograma está a rotina de redução adicionada à estratégia.

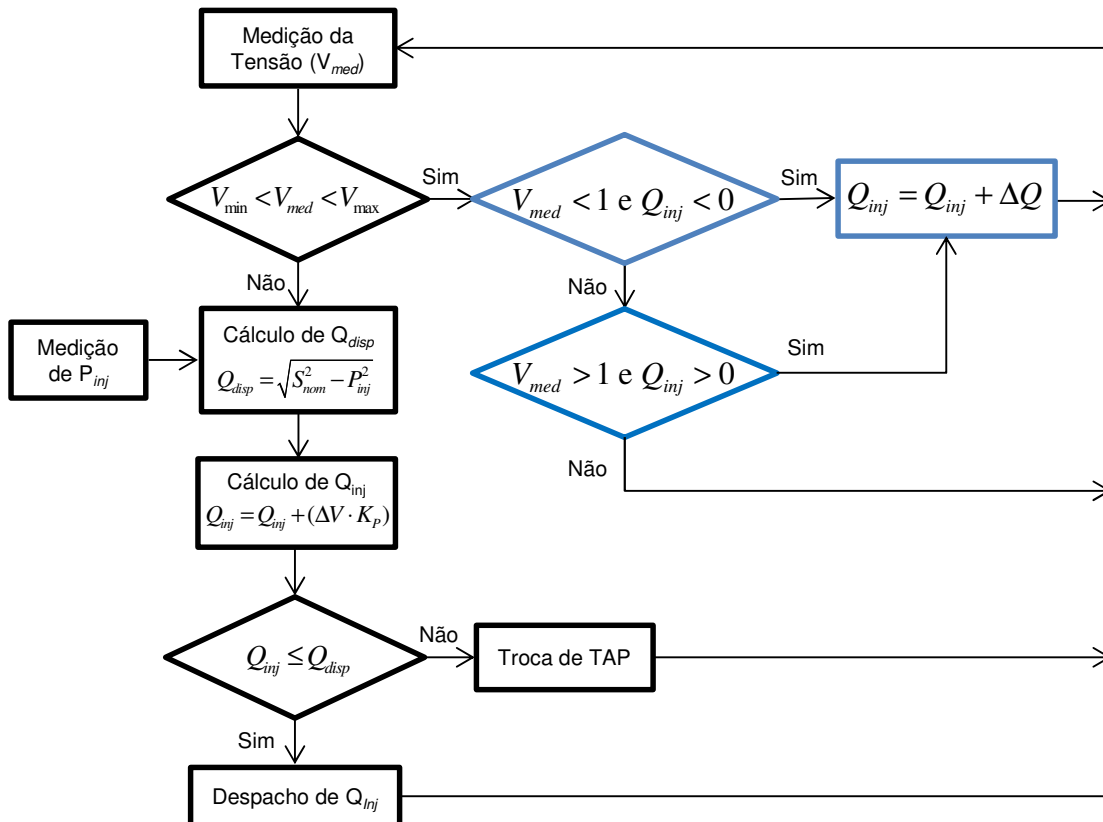


Figura 16 – Fluxograma do algoritmo computacional desenvolvido para a estratégia de despacho de potência reativa com a função redução, através da geração eólica distribuída

4.5.3 Estratégia de Regulação de Tensão considerando a Unidade Eólica Operando no Modo PV

Essa estratégia de controle baseia-se em uma malha de controle de tensão de forma a permitir que a unidade eólica opere no modo PV. Diferente do controle tradicional de tensão realizado pela malha de regulação de tensão, o controle proposto adota uma tensão de referência variável de acordo com a disponibilidade de potência reativa da unidade de geração e o valor da tensão do sistema. Ou seja, o despacho de potência reativa é feito sem um valor de referência de potência reativa, mas através de uma referência de tensão. Tecnicamente a malha de

controle de tensão deve garantir menor variação e flutuação da tensão por ser baseada em um regulador de tensão que a mantém nas proximidades do valor de referência (V_{ref}).

A tensão de referência para a barra de referência considerada nesta estratégia é variável, e pode assumir qualquer valor compreendido dentro da largura de banda da tensão para a barra de referência. O ajuste do valor da tensão de referência (V_{ref}) é realizado através de um algoritmo que aumenta ou diminui o valor da referência de tensão dentro dos limites V_{max} e V_{min} . Para um dado valor de vento, a unidade eólica pode não ter disponibilidade de potência reativa para regular a tensão, por exemplo, em 1,0 p.u., entretanto, para a mesma condição de vento a unidade eólica tem condições de regular a tensão em 1,01 p.u.. Dessa forma, a referência variável pode permitir que a unidade de geração distribuída possa operar no modo PV. Para isso o algoritmo desenvolvido altera o valor da tensão de referência através de ajustes sucessivos de $\pm 0,002$ p.u. (ΔV_{ref}) no valor de referência de tensão para buscar um novo ponto factível de operação do sistema, onde a geração distribuída eólica consiga manter a tensão regulada. Entende-se por ponto factível de operação, o valor de tensão de referência ideal para que a injeção de potência reativa seja inferior ao limite máximo de disponibilidade de potência reativa nos aerogeradores, garantindo assim uma margem de segurança para as próximas variações de carga e vento. A adoção da variação de 0,002 p.u. para ΔV_{ref} baseia-se nas curvas Q-V e na sensibilidade VQ do sistema sob estudo. O ajuste da tensão de referência deve ser de forma suave, de modo a não causar variações significativas na magnitude da tensão e potência reativa injetada pela unidade de geração, priorizando a diminuição das variações e flutuações de tensão. Essa estratégia considera que a variabilidade da carga combinada com a variabilidade do vento podem causar a perda de disponibilidade de potência reativa e a consequente perda da capacidade de regulação da tensão através dos geradores eólicos. Para isso a estratégia propõe a manutenção de uma reserva de potência reativa nos aerogeradores, além do sistema de referência variável de tensão. Esta reserva de potência reativa é um valor percentual da potência reativa total instantânea disponível, que não deve ser utilizado continuamente para evitar que as unidades eólicas operem nas proximidades dos limites de potência reativa, a fim de possibilitar

a regulação da tensão em casos adversos e evitar que a tensão viole os limites da largura de banda da tensão. A margem de reserva foi ajustada de forma empírica, de acordo com as características de regulação do sistema. Cabe ressaltar que um percentual de reserva muito elevado, pode reduzir a capacidade de regulação da unidade de geração. Para o sistema de distribuição adotado nos estudos, considera-se uma reserva de 10% da potência reativa instantânea disponível, como descreve a equação (38).

$$Q_{inj} \leq 0,9 \cdot Q_{disp} \quad (38)$$

A criação da margem de reserva de potência reativa não impede que este percentual de potência reativa seja utilizada para a regulação de tensão. No entanto, quando uma parcela da reserva de potência reativa é utilizada devido a uma variação de carga ou vento, a estratégia busca reajustar a referência de tensão para que volte a ser mantida a reserva de potência reativa. São previstas na estratégia duas maneiras para manter a unidade eólica operando no modo PV. A primeira forma é através do ajuste da referência de tensão, onde o algoritmo verifica se a referência de tensão (V_{ref}) é diferente dos valores máximos de tensão e se a condição for verdadeira, a referência de tensão é modificada até que a reserva volte a ter o percentual de 10%, ou então até que o valor da referência de tensão alcance os valores limites, conforme equações (39) e (40) respectivamente,

$$V_{ref} = V_{ref} + \Delta V_{ref} \quad (39)$$

$$V_{min} \leq V_{ref} \leq V_{max} \quad (40)$$

Se não satisfeita a condição de manter a reserva de potência reativa em 10%, a estratégia usa um segundo artifício para garantir esta condição, a troca de *tap* do transformador OLTC. A troca de *tap* é efetuada toda vez que a rotina de referência de tensão variável não consegue manter a margem de potência em 10%, ou em caso de ausência de disponibilidade de potência reativa nos aerogeradores combinada com a violação dos limites da largura de banda da tensão.

Após a troca de *tap* do transformador OLTC a estratégia usa o artifício de ajustar a tensão de referência da malha de controle PV dos aerogeradores para a

mesma amplitude da tensão obtida após a comutação de *tap*. Esta ação faz com que a injeção de potência reativa seja minimizada e evite novas trocas de *tap* motivadas pela utilização da margem de reserva de potência reativa.

A Figura 17 demonstra o fluxograma da estratégia de controle de tensão baseada no modo de operação PV para a unidade eólica.

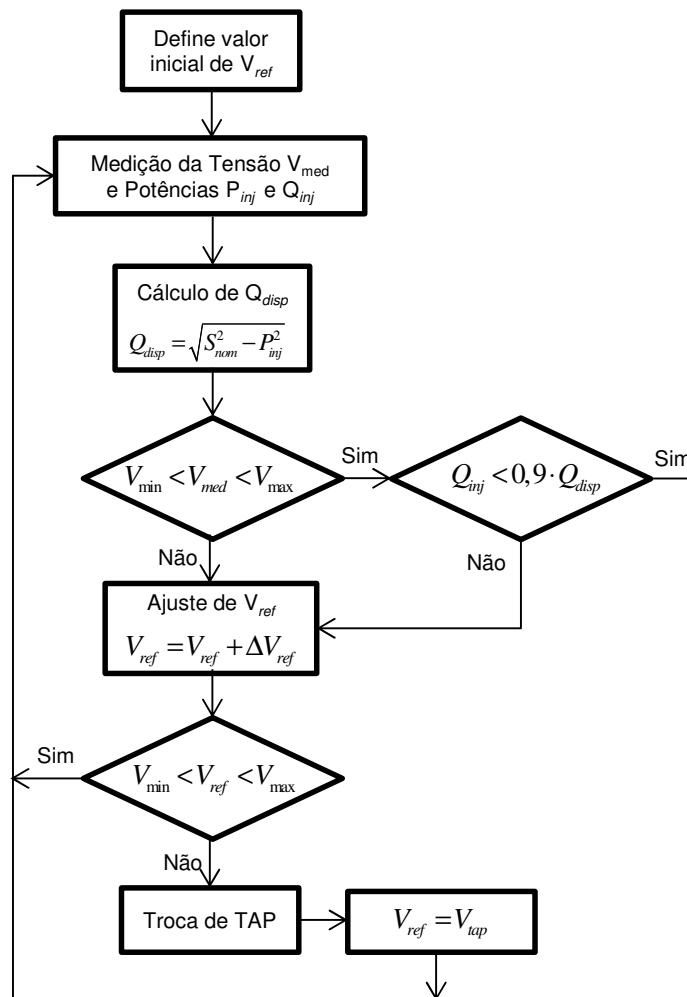


Figura 17 – Fluxograma do algoritmo referente à estratégia de regulação de tensão coordenada baseada no modo de operação PV

4.5.4 Estratégia de Regulação de Tensão considerando a Unidade Eólica Operando no Modo PV e Estimativa de Vento e Carga

Nesta seção é proposta uma nova estratégia de controle que utiliza a estimativa de vento e carga para o horizonte de 10 minutos à frente. Os dados de vento estimados são utilizados como dados de entrada para a estratégia de

regulação de tensão em regime permanente, com o propósito de evitar ou minimizar as violações de tensão que são causadas pela perda brusca de disponibilidade de potência reativa nos aerogeradores, através de ações preditivas de regulação de tensão. Já os dados de carga são estimados para minimizar a incerteza da variação da carga sobre a magnitude da tensão e assim possibilitar a regulação mais precisa. A estratégia utiliza artifícios análogos aos sistemas de previsão efetivos para a previsão de vento e de carga no horizonte de 10 minutos, permitindo a regulação da tensão com base em informações estimadas com a antecedência de 10 minutos. Entretanto, a eficácia da estratégia depende da qualidade do sistema de previsão, especificamente da precisão dos dados previstos.

A estratégia proposta é dividida em duas seções: a rotina de regulação em tempo real, que usa dados reais mensurados instantaneamente para determinar as ações regulatórias; e a rotina de regulação com dados estimados, que usa os dados de velocidade do vento e demanda de carga estimados pelo sistema adotado. A rotina de regulação em tempo real é idêntica a estratégia proposta na subseção 4.5.3, onde as unidades eólicas de geração distribuída operam sob a malha de controle de regulação de tensão (PV), com referência de tensão variável e margem de reserva de potência reativa. A rotina de regulação de tensão com dados estimados utiliza tais dados para inicialmente estimar a potência ativa e reativa para os próximos 10 minutos, descritas através da seguinte equação,

$$P_{prev} = \frac{1}{2} C_p \rho A U_{prev}^3, \quad (41)$$

onde C_p é o coeficiente de potência da turbina, ρ é a densidade do ar, A é a área do rotor, e U_{prev} é a velocidade prevista do vento, e por,

$$Q_{prev} = \sqrt{S_{nom}^2 - P_{prev}^2}, \quad (42)$$

onde S_{nom} é a potência aparente do gerador elétrico e P_{prev} é a potência ativa prevista produzida pelo aerogerador.

A estimativa da geração das potências ativa e reativa nas unidades eólicas, em conjunto com a demanda de carga estimada, são utilizadas pela estratégia para

determinar as futuras condições de operação do sistema de distribuição através de um cálculo do fluxo de potência. Para o cálculo do fluxo de potências é considerado também o estado atual do sistema de distribuição, como posição de *tap* do transformador OLTC e tensão de referência da malha de regulação de tensão. Como resultado do cálculo, obtém-se a amplitude da tensão na barra de referência do sistema de distribuição para os próximos 10 minutos. Além disso, é possível determinar o valor de potência reativa injetada, a disponibilidade de potência reativa, e o valor da margem de reserva de potência reativa nas unidades eólicas distribuídas. Estas informações subsidiam a estratégia, que determina se há necessidade de uma intervenção preventiva no sistema de regulação de tensão do sistema de distribuição diante do perfil de vento e carga estimado.

A rotina de previsão possibilita determinar três situações distintas de tensão na barra de referência do sistema de distribuição no horizonte de 10 minutos à frente (V_{prev}), são elas: Tensão dentro dos limites V_{max} e V_{min} da largura de banda, tensão fora dos limites da largura de banda, e tensão dentre os limites V_{max} e V_{min} da largura de banda, porém regulada com a utilização da margem de reserva de potência reativa. Quando a tensão prevista está dentro dos limites da largura de banda, intervenções preditivas são desnecessárias. Em condições que a tensão prevista para a barra de referência do sistema de distribuição está além dos limites da largura de banda, a estratégia intervém no sistema através de comutações de *tap* do transformador OLTC, uma vez que foi detectada a incapacidade de regulação da tensão por meio da potência reativa gerada nos aerogeradores. Já com a estimativa da tensão dentre os limites V_{max} e V_{min} da largura de banda da tensão, regulada com a utilização da margem de potência reativa de reserva, a estratégia pode aplicar ações preditivas, entretanto, tais ações dependem do percentual da margem de potência reativa que é utilizado.

O percentual da margem de potência reativa de reserva é definido através da análise no impacto que o erro médio das estimativas de vento e de carga causa na magnitude da tensão. É fato que os sistemas de previsão contêm erros na previsão do vento e da carga, e neste trabalho, diante do sistema de estimativa considerado, adotam-se índices de erro de estimativa limitados em 0% (caso ideal), 5% e 10%, de forma a possibilitar a análise da estratégia com diferentes aspectos de previsão. Por isso, a manutenção da margem de reserva de potência reativa garante

à estratégia o poder de regulação para suprir a necessidade de regulação da tensão do sistema quando a rotina que determina a tensão futura erra o valor estimado devido aos erros intrínsecos de previsão de vento e de carga. Assim, a margem de reserva de potência reativa pode ser usada para evitar que os erros das previsões causem a violação dos limites de tensão da largura de banda e impeçam as unidades eólicas de manter a tensão em nível aceitável.

Para garantir a funcionalidade da estratégia, o percentual de margem de reserva de potência reativa deve ser adequado para anular grande parte do impacto que o erro acumulado das previsões pode causar na tensão do sistema de distribuição, e sua utilização em período contínuo deve ser evitada. Desta forma o percentual de margem de reserva de potência reativa viabiliza a regulação de tensão sob a condição de erro de previsão e diferentes níveis de inserção das unidades eólicas no sistema de distribuição.

Na estratégia são ajustados dois níveis de margem de reserva de potência reativa. Além da reserva de 10% de potência já considerada na estratégia anterior, e mantida na atual estratégia para evitar o uso da potência reativa total disponível e assim assegurar a regulação da tensão durante variações bruscas de vento e de carga, também é considerado o percentual de 5%, além dos 10% já assegurados, totalizando 15% da potência reativa total disponível para margem de reserva de potência reativa. O percentual de 5%, ajustado com base nos índices de erro da previsão da velocidade do vento e da carga, destina-se a aumentar a margem de reserva de potência reativa a fim de minimizar o impacto do erro da previsão sobre a estratégia de regulação de tensão do sistema de distribuição. Assim, a margem de reserva de potência reativa permite evitar que a previsão errônea da velocidade do vento faça com que os aerogeradores atinjam a capacidade máxima de geração de potência reativa do gerador eólico.

Ao determinar a magnitude futura da tensão (V_{prev}) e identificar que a margem de reserva de potência reativa será utilizada (Q_{disp10}), a estratégia deve coordenar ações preditivas que evitem a sua utilização através do ajuste da referência de tensão e da comutação de *tap*. Dentre o percentual de 15% de potência reativa reservada, os primeiros 5% são utilizados pela estratégia para conter o erro da previsão do vento e da carga, e quando adentra nesta faixa (entre 85% e 90% da potência reativa total disponível), a estratégia efetua o ajuste da

tensão de referência da barra de referência para minimizar a injeção de potência reativa por parte das unidades eólicas. Contudo, se a potência reativa injetada (Q_{inj}) violar a margem de 10% de potência reativa disponível no horizonte de 10 minutos à frente (Q_{disp10}), a estratégia realiza comutações de *tap* para diminuir a injeção de potência reativa e manter a reserva mínima de 10% do total de potência reativa disponível.

A intervenção preditiva de comutação de *tap* no sistema de distribuição ocorre por meio da rotina normal de operação do OLTC e uma restrição aplicada para evitar que a ação preditiva determinada pela estratégia possa degradar a magnitude da tensão do sistema. Esta medida define a regulação da tensão atual como prioridade na estratégia. Assim, antes de qualquer ação preditiva ter efeito no sistema, o algoritmo testa o impacto da ação no sistema de distribuição, e se a ação pretendida causar impacto negativo, a ação preditiva é abortada. Quando a comutação de *tap* preditiva ocorre, em conjunto é realizado o ajuste da referência de tensão do sistema para o valor igual à tensão do sistema após a troca de *tap*. Esta ação visa minimizar a injeção de potência reativa por parte das unidades eólicas, preservando a potência reativa disponível. A Figura 18 ilustra o fluxograma simplificado da estratégia preditiva desenvolvida. Em destaque estão as rotinas acrescentadas à estratégia PV considerada inicialmente, para tratar os dados estimados.

4.5.5 Estratégia de Regulação de Tensão Baseada no Modo de Operação PV para a Geração Eólica Considerando Banco de Capacitores Chaveados com Malha de Controle de Tensão

Novos sistemas de regulação de tensão que usam o suporte de potência reativa capacitiva provida através de dispositivos FACTS se mostram eficientes de acordo com que foi apresentado nos capítulos anteriores. Contudo, estes equipamentos demandam grandes investimentos e elevam os custos de manutenção do sistema de distribuição. Diante disso, nesta subseção é apresentada uma nova estratégia de regulação de tensão que utiliza o banco de capacitores chaveados sob o modo de controle de tensão e de forma coordenada com as unidades eólicas distribuídas com o objetivo de obter maior eficiência do que

alcançada na estratégia sem bancos capacitivos chaveados e aproximar-se dos benefícios oferecidos pelos dispositivos FACTS.

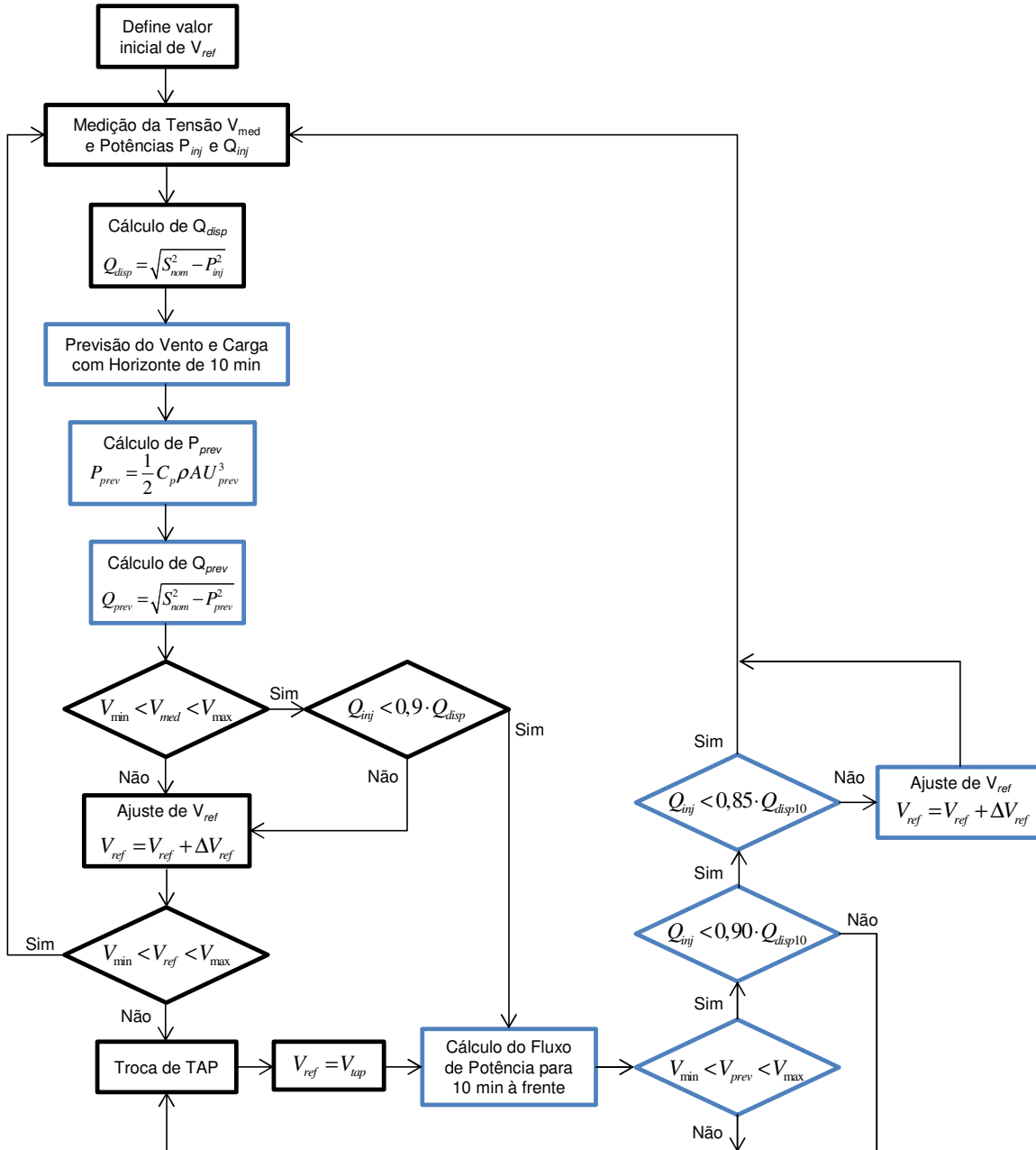


Figura 18 – Fluxograma do algoritmo computacional desenvolvido para a estratégia de regulação de tensão coordenada utilizando dados de vento e carga previstos

A operação das unidades eólicas de geração distribuída é mantida no modo de regulação de tensão (PV) com referência de tensão variável e margem de reserva de potência reativa, entretanto o diferencial desta estratégia é a inclusão do banco de capacitores chaveados na hierarquia do sistema de regulação, entre as unidades eólicas e o transformador OLTC. Na hierarquia de regulação de tensão da

estratégia, a ação primária de regulação da tensão é tomada pelos aerogeradores, e em seguida encontra-se o banco de capacitores chaveados, que entra em operação para garantir a regulação da tensão em regime permanente quando há indisponibilidade de potência reativa nos aerogeradores, ou então se a margem de reserva de potência reativa nos aerogeradores deixa de ser garantida, desde que a troca de referência de tensão já tenha atingido os limites da largura de banda.

Neste modo de operação do banco de capacitores a manobra dos módulos capacitivos é requisitada com maior frequência, sem regras de despacho, de acordo com a magnitude instantânea da tensão na barra de referência. A estratégia tem o objetivo de aumentar o poder de regulação de tensão na barra de referência que anteriormente era considerado apenas a existência da geração eólica distribuída e o transformador OLTC, e suprir a lacuna de regulação da tensão quando as unidades eólicas encontram-se incapazes de prover serviços ancilares e também considerando a comutação excessiva de *tap* no transformador OLTC.

A conexão de módulos capacitivos ao sistema elétrico é feita para elevar o nível de tensão assim que detectada a violação do limite inferior da largura de banda da tensão para o sistema de distribuição. Porém consideram-se as limitações de manobras de energização por hora e também o limite diário do número manobras de energização dos módulos capacitivos. Estas restrições são impostas para evitar a ocorrência de um número excessivo de manobras do banco de capacitores, o que pode causar problemas de desgaste excessivo nos dispositivos de chaveamento dos módulos de capacitores e o aumento dos custos de manutenção. A desconexão dos módulos capacitivos se dá por nível elevado de tensão, seguindo os moldes de hierarquia da regulação de tensão da estratégia onde a manobra de um módulo capacitivo só ocorre por indisponibilidade de prestação de serviços ancilares das unidades eólicas. Podem ocorrer várias manobras de desconexão, pois não há limitação de manobras para desconexão dos módulos capacitivos.

Além destas restrições, o limite máximo de potência reativa do banco capacitivo e o impacto da manobra do banco sobre a magnitude da tensão na barra de referência do sistema de distribuição (ΔV_{mod}) também podem bloquear a operação do banco de capacitores. A rotina de manobra dos módulos capacitivos efetua testes prévios à manobra de módulos capacitivos através do cálculo paralelo do fluxo de potências considerando que a eventual manobra do banco de

capacitores seja realizada, porém considerando os dados atuais de vento e carga. O tamanho dos módulos capacitivos (Q_{mod}) considerados na estratégia tem potência de 1 MVAR, para garantir que a inserção de módulos capacitivos não cause um degrau de amplitude na tensão ($V_{med} + \Delta V$) que viole os limites da largura de banda.

Assim que determinado o impacto da manobra, a tensão da barra de referência é testada para garantir a permanência dentro da largura de banda de tensão aceitável, conforme descrito na equação (43). Se a condição for verdadeira, então a manobra do banco de capacitores é viabilizada.

$$V_{min} < (V_{med} + \Delta V_{mod}) < V_{max} . \quad (43)$$

Em (43) V_{max} e V_{min} são os limites máximo e mínimo respectivamente da largura de banda da tensão, V_{med} é a tensão medida na barra de referência e ΔV_{mod} é o impacto da manobra do banco sobre a magnitude da tensão na barra de referência do sistema de distribuição.

Caso contrário, a comutação de *tap* do transformador OLTC é única opção de regulação de tensão na barra de referência do sistema de distribuição. A comutação de *tap* nesta estratégia também está vinculada ao ajuste da tensão de referência da malha de controle PV dos aerogeradores para a mesma amplitude da tensão obtida após a comutação de *tap*, fazendo com que a injeção de potência reativa por parte das unidades eólicas seja minimizada e evite novas trocas de *tap* motivadas pela utilização da margem de reserva de potência reativa. A Figura 19 ilustra o fluxograma de operação da estratégia de controle considerando banco de capacitores operando no modo de regulação de tensão.

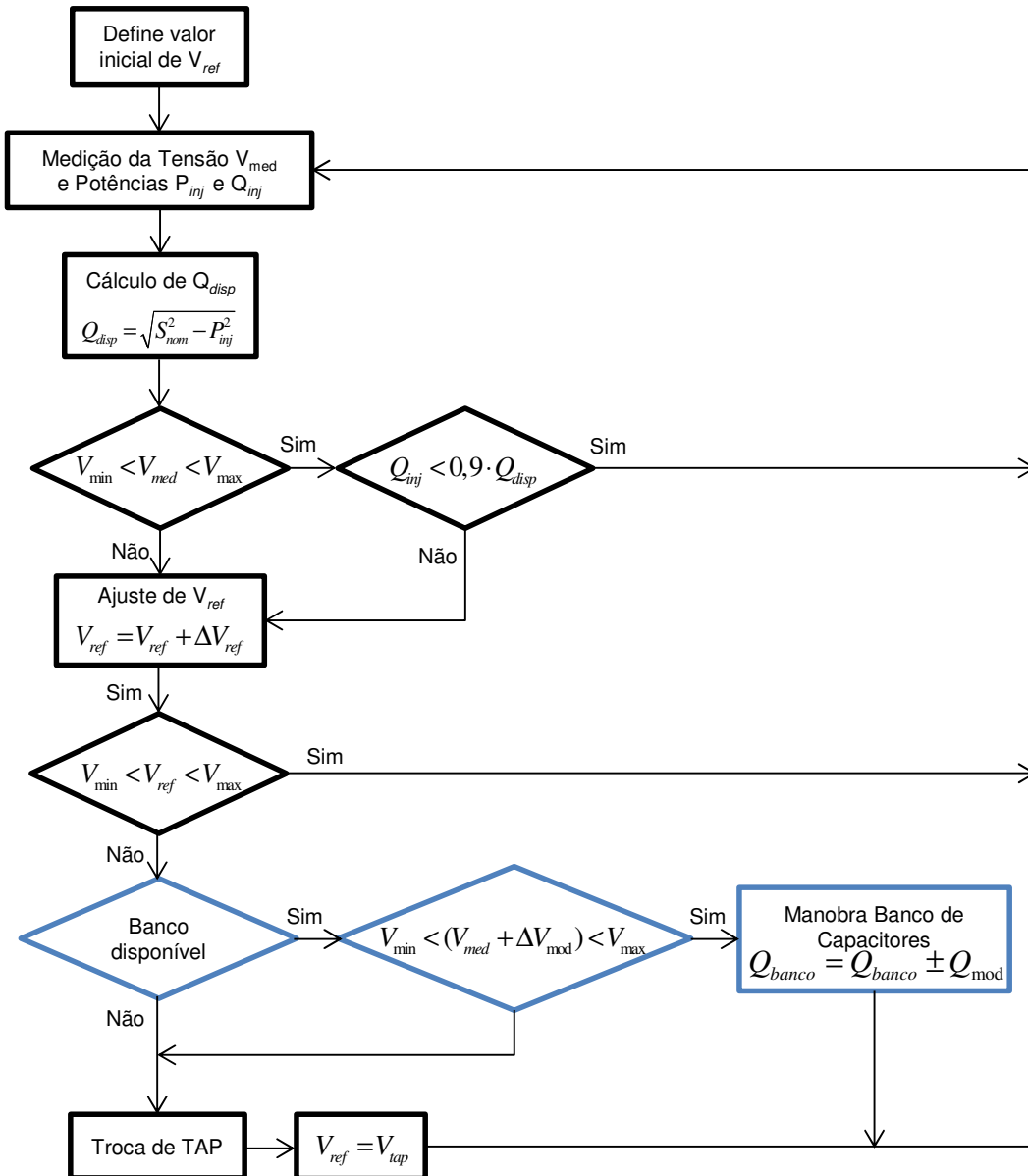


Figura 19 – Fluxograma do algoritmo para a estratégia de regulação de tensão coordenada considerando banco de capacitores operando no modo de controle de tensão

4.6 METODOLOGIA

A avaliação e validação das estratégias de controle de tensão propostas foram feitas utilizando algoritmos computacionais implementados no software MatPower. O MatPower é uma ferramenta livre, desenvolvida para executar cálculos de fluxo de potência em sistemas elétricos, dentro do ambiente do software MATLAB.

O comportamento das unidades eólicas para geração de energia elétrica para diferentes situações de vento é simulado computacionalmente através da expressão (10) que determina a potência ativa gerada em função da velocidade de vento e dos limites do conjunto gerador elétrico e conversores estáticos.

Uma vez que diferentes níveis de inserção da geração eólica no sistema de distribuição produzem diferentes impactos no sistema, os testes desenvolvidos consideram três níveis diferentes, 25, 50 e 75%, ressaltando assim o impacto da variação da inserção eólica no sistema.

A operação dos dispositivos reguladores como o transformador OLTC e banco de capacitores chaveados foram reproduzidos através de rotinas computacionais que ajustam os parâmetros do sistema de distribuição, relação de transformação e susceptância na barra de referência. O tempo morto do transformador OLTC adotado neste trabalho não é considerado nas estratégias de controle propostas pelo fato dos estudos terem sido realizados com medições no intervalo de 10 minutos. Entretanto, um tempo morto típico de 30 a 60 segundos pode ser utilizado na implementação das estratégias de controle propostas sem afetar o desempenho do controle proposto.

Assumindo que a tensão do sistema fica em torno da tensão nominal da unidade eólica em condições de regime permanente, considerou-se que o limite de corrente dos conversores de potência é atingido na potência nominal do conjunto. Diante disso, assume-se nas estratégias que o limite de operação das unidades eólicas é dado em função da potência nominal da máquina.

Para garantir o realismo do estudo, dados de ventos reais foram utilizados, provenientes do serviço nacional de meteorologia norte americano (NATIONAL WEATHER SERVICE ORGANIZATION, 2012). Leituras de velocidades de vento de inúmeras estações meteorológicas são disponibilizadas pelo órgão, na sua grande parte de estações instaladas na América do Norte. As medições de vento das estações têm períodos de integração de 10 minutos em períodos anuais. Os dados de velocidade de vento selecionados para o estudo foram testados, e classificados de acordo com a análise estatística e probabilística, e os dias com leituras inválidas foram descartados. Diferentes classes de vento (ventos de classe 5, 6 e 7) foram utilizadas para impor aos aerogeradores diferentes regimes de vento.

Os dados do sistema de distribuição como impedância da linha de subtransmissão e transformador OLTC são baseados em dados reais de um sistema

de distribuição de uma concessionária nacional. Para avaliar as estratégias em condições de operação aproximadas de um sistema real, a curva de carga utilizada também foi obtida a partir de um sistema de distribuição real, com integração de 10 minutos.

Uma das estratégias propostas utiliza conceitos de previsão de velocidade do vento e de carga com o objetivo de determinar a magnitude da tensão do sistema de distribuição para um horizonte de 10 minutos adiante para anteceder ações de controle e evitar violações dos limites da largura de banda da tensão.

Os resultados apresentados no capítulo seguinte foram obtidos através de simulações computacionais considerando os dados de vento e carga para cada 10 minutos. Ou seja, os fluxos de potência foram calculados considerando intervalo de tempo de 10 minutos. Entretanto, para implementação da estratégia em sistemas reais, a atualização dos valores de referência da potência reativa injetada ou da tensão de referência da geração eólica pode ser feita em tempo real, considerando as limitações do sistema de supervisão e aquisição de dados (SCADA, do Inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition*) da subestação. Todas as estratégias foram submetidas as simulações para o maior período de dados válidos para cada classe de vento.

4.6.1 Metodologia de Avaliação do Desempenho das Estratégias Propostas

A avaliação da eficácia e desempenho das estratégias de controle propostas foi feita principalmente através da análise da magnitude da tensão obtido após a regulação da tensão na barra de referência do sistema de distribuição. O perfil obtido foi avaliado perante diferentes combinações de classe de vento e inserção da geração eólica.

As variações e flutuações de tensão ao longo de grande prazo de tempo (período de um ano, por exemplo) são avaliadas através da análise do desvio padrão da curva de tensão da barra de referência. Violações dos limites da largura de banda também são consideradas.

A avaliação da eficiência das estratégias de controle propostas também será realizada através da análise dos resultados obtidos para o número médio de comutações de *tap* do transformador OLTC e do número médio de chaveamentos do

banco de capacitores. As comutações de *tap* são expressas em termos do número médio diário de comutações em razão dos diferentes períodos de tempo de simulação para os dados de vento obtidos.

A potência reativa gerada e injetada no sistema pela geração eólica com a finalidade de regulação de tensão também é quantizada através do valor médio do módulo da potência.

O impacto do erro na estimação de vento e carga sobre as variáveis do sistema de distribuição será avaliado para os diferentes níveis de erro de previsão.

5 RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os testes realizados e os resultados obtidos para as estratégias de regulação de tensão em sistemas de distribuição com inserção eólica distribuída, propostas no Capítulo 4. Os testes seguem as definições metodológicas apresentadas no capítulo anterior.

Inicialmente serão apresentadas as características do sistema de distribuição e o perfil de curva de carga adotado para os testes. Entretanto, antes de apresentar os resultados das estratégias de regulação propostas serão demonstradas as análises estatísticas e probabilísticas dos dados de ventos escolhidos, e também, o impacto da inserção eólica distribuída no sistema de distribuição adotado é analisado sobre diferentes condições de operação.

Através dos resultados obtidos, análises das estratégias e comparações entre diferentes casos serão apresentadas com objetivo de estabelecer as conclusões deste trabalho.

5.1 RESULTADOS DA ANÁLISE ESTATÍSTICA E PROBABILÍSTICA DO VENTO

Nos capítulos anteriores discutiu-se a influência do vento na geração eólica de energia elétrica. Verificou-se que o estudo do vento é uma prática comum na análise dos empreendimentos eólicos como forma de avaliar o potencial eólico da região e conseqüentemente analisar a viabilidade dos investimentos em energia eólica. Como forma de impor realismo ao estudo realizado, foram utilizados dados de ventos reais com integração de 10 minutos. Nesta seção serão apresentadas as análises estatísticas dos dados de ventos obtidos.

Para utilizá-los nas simulações, os dados de vento selecionados foram testados e leituras inválidas foram descartadas para evitar interpretações errôneas. Além disso, para validar as estratégias propostas verificou-se a necessidade de testá-las sob diferentes classes de vento. Por isso foram selecionados dados de ventos de diferentes estações climáticas e estes ventos foram submetidos as análises estatísticas e probabilísticas, conforme apresentado no Capítulo 2.

Realizou-se o tratamento estatístico e probabilístico dos ventos com base em histogramas e na distribuição de Weibull que possibilitam determinar, respectivamente, o número de ocorrências de determinada velocidade de vento e a densidade de probabilidade da ocorrência da velocidade do vento. Posteriormente classificando-os de acordo com a Tabela 1, obteve-se ventos contidos nas classes 5, 6 e 7. Os resultados das análises e classificações são apresentados na sequência através das Figuras 20, 21 e 22.

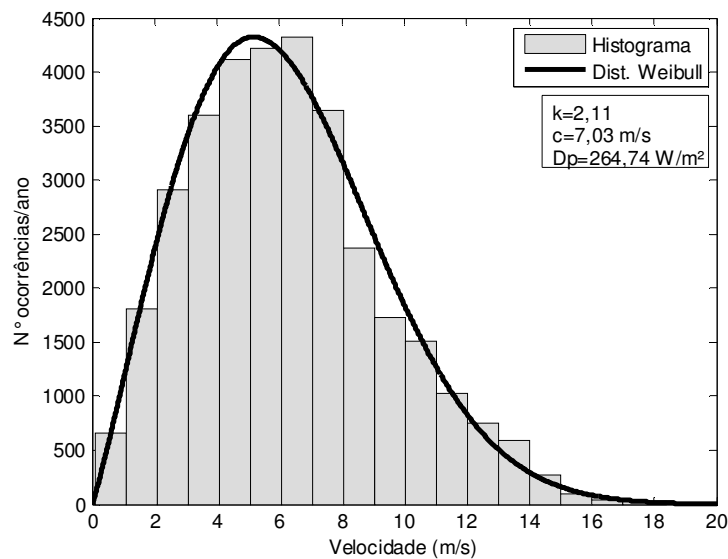


Figura 20 – Histograma e Distribuição de Weibull que determina os ventos de classe 5

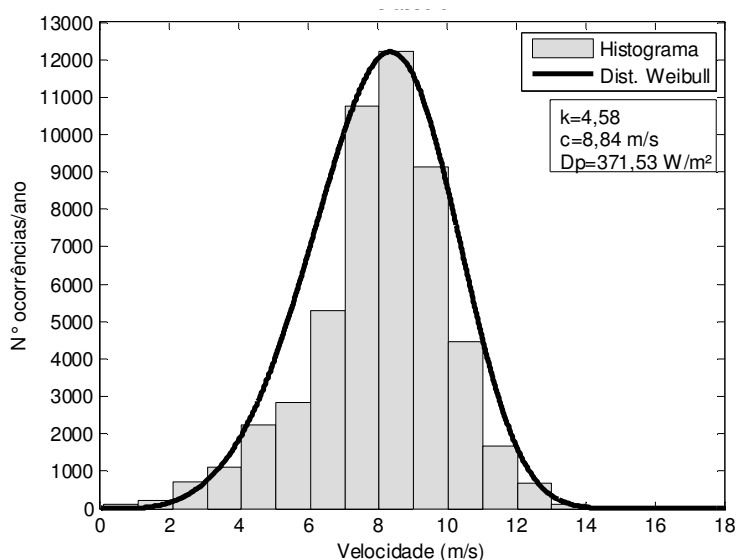


Figura 21 – Histograma e Distribuição de Weibull que determina os ventos de classe 6

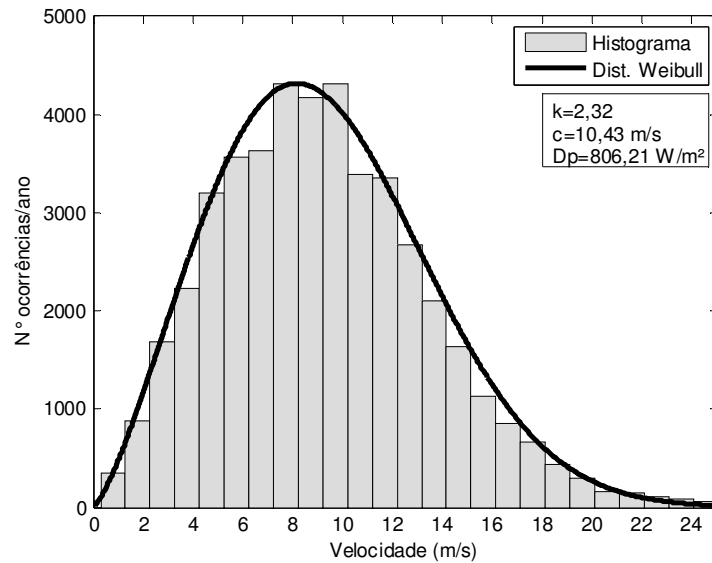


Figura 22 – Histograma e Distribuição de Weibull que determina os ventos de classe 7

A análise das curvas de densidade de probabilidade da ocorrência das velocidades de vento demonstra que o vento de classe 6 apresenta menor variabilidade em relação as outras classes. A baixa variabilidade do vento, indicado pelo parâmetro “ k ”, causa o estreitamento da curva de distribuição no eixo da velocidade do vento. Por outro lado os ventos classificados como classe 5 e 7 (Figuras 20 e 22) apresentam índices de variabilidade semelhantes, contudo, velocidades médias distintas, caracterizando a grande diferença de densidade de potência.

Ainda para a classe de vento 6 (Figura 21), o perfil contínuo da velocidade do vento que predomina na figura pode ser relacionado à geração de potência ativa com menor variabilidade. Isto significa que a tensão também terá perfil mais contínuo, pois o fluxo de potência do sistema de distribuição terá menor variação. O fato da classe 6 ser mais contínua está ligado ao local em que este vento foi coletado, e não é um perfil único da classe 6. A dificuldade em encontrar outros ventos de classe 6 fez com que este vento fosse escolhido para o compor o conjunto de ventos para os testes, mesmo apresentando características atípicas de baixa variabilidade, o que torna ideal para geração de potência ativa.

Uma vez que as estratégias propostas usufruem da capacidade de geração de potência reativa por parte dos aerogeradores para a regulação de tensão do sistema de distribuição, a análise dos ventos pode determinar a potência ativa gerada, e conseqüentemente a potência reativa disponível. Com esse propósito uma

análise computacional determina a potência ativa e reativa disponível para os ventos de classe 5, 6 e 7, considerando como potência base a potência da unidade eólica, é apresentada no Gráfico 2.

O Gráfico 2 mostra que para todas as classes de vento o valor médio de potência reativa é maior que o valor médio de potência ativa gerada. Assim, é evidenciado a ociosidade dos aerogeradores quando geram apenas potência ativa. Para ventos de classe 5 por exemplo, a ociosidade fica ainda mais evidente, uma vez que a densidade de potência contida no vento é menor.

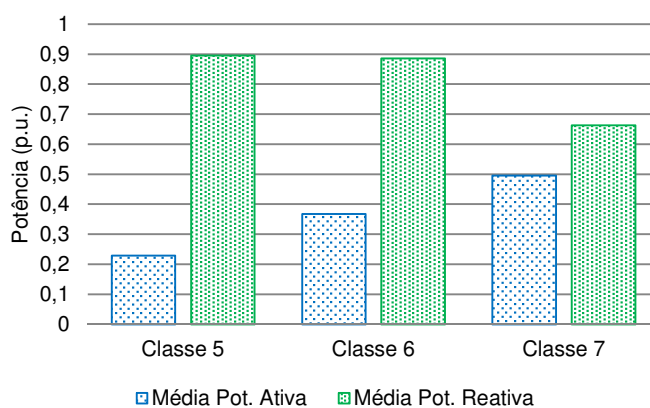


Gráfico 2 – Potência ativa e reativa disponível para os ventos de classe 5, 6 e 7 na base de potência da unidade eólica

Uma vez definidos e analisados os ventos a serem utilizados nos testes de validação das estratégias propostas, a seção seguinte apresenta características do comportamento do sistema de distribuição adotado para diferentes situações de operação da geração distribuída eólica.

5.2 ANÁLISE DO IMPACTO DAS POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA NA TENSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A geração eólica de energia elétrica tem por característica a geração de energia de forma intermitente, pois depende da velocidade do vento que por sua vez tem perfil estocástico. A variação da energia elétrica gerada influencia no sistema elétrico em que as unidades eólicas de geração distribuída estão conectadas, e o impacto causado no sistema depende do perfil elétrico do sistema de distribuição.

Além da variabilidade de geração, tem-se a variação da carga que também altera as características de operação do sistema de distribuição. Durante um período de 24 horas, o perfil da carga pode assumir diferentes valores de potências bem como valores diferentes de fator de potência. A combinação das variações de geração e de carga torna o perfil do sistema elétrico variável, ou seja, o fluxo de potências permanece em constante mudança, e em consequência disso, a magnitude da tensão está condicionada às variações das potências ativa e reativa.

Com o objetivo de analisar o impacto causado pela geração eólica distribuída e também pela variação de carga na magnitude da tensão no barramento de saída da subestação do sistema de distribuição, o levantamento das curvas P-V e Q-V foi realizado para a barra da subestação onde a geração distribuída é conectada. O estudo do impacto da geração intermitente auxilia no desenvolvimento das estratégias e ainda facilita a compreensão do comportamento do sistema diante das variações de potência ativa e reativa proveniente das unidades eólicas e da carga.

Para verificar o impacto da variação da potência ativa no sistema de distribuição traçou-se a curva P-V do sistema através do cálculo do fluxo de potências. O levantamento foi realizado para o fator de potência unitário e também para o fator de potência 0,85, que é considerado constante no sistema proposto. A Figura 23 ilustra as curvas P-V para a barra da subestação de distribuição.

A análise da curva P-V para fator de potência unitário mostra que a variação de 1,0 p.u. de potência ativa no sistema, que representa 20 MW, reduz a tensão nominal a vazão de 1,04 p.u. para 1,003 p.u., ou seja, uma queda de tensão de 0,037 p.u.. De acordo com a curva verifica-se também que a estabilidade da tensão é garantida até o carregamento máximo aproximado de 2,5 p.u., que representa a tensão crítica de 0,702 p.u..

De forma semelhante, a análise da curva P-V do sistema com fator de potência 0,85 mostra que a queda de tensão para este perfil de carregamento produz uma queda de tensão de 0,183 p.u., e permite afirmar que nestas condições a instabilidade do sistema acontece para carregamentos aproximadamente superiores a 1,5 p.u., ou então, para tensão inferior a 0,574 p.u.

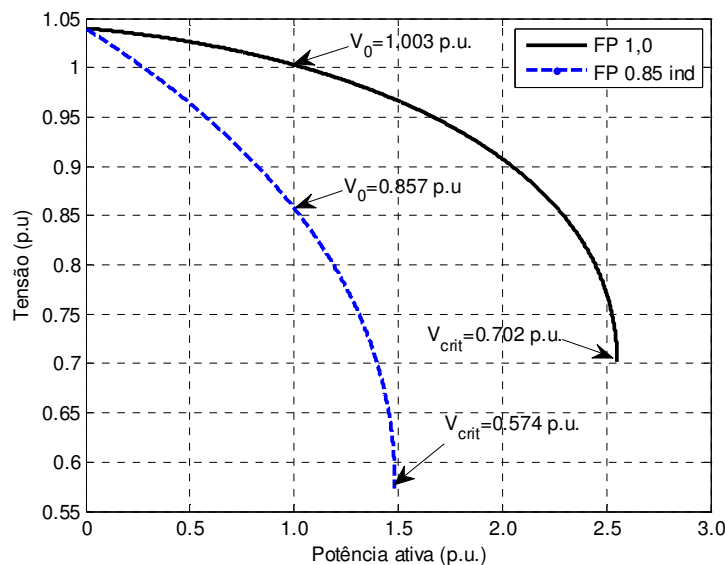


Figura 23 – Curva P-V do sistema de distribuição adotado para as condições de operação com FP 1,0 e FP 0,85 indutivo

A curva P-V para o carregamento com FP 0,85, que é o fator de potência adotado como fixo nos testes desenvolvidos, indica que a variabilidade da potência ativa gerada e a variação da demanda de potência ativa impactam fortemente na magnitude da tensão do sistema de distribuição. Em consequência disso é necessário que o sistema de regulação de tensão a ser proposto seja capaz de suprir a regulação diante da queda de tensão verificada para o carregamento de 1,0 p.u..

O estudo da magnitude da tensão do sistema de distribuição diante de variações de potência reativa também foi realizado, por meio do traçado da curva Q-V, como mostra a Figura 24. Foram traçadas curvas Q-V para o carregamento nulo de potência ativa e para 100% do carregamento de potência ativa. Para o carregamento $P=0,0$ p.u., verificou-se que a variação de 1,0 p.u. de potência reativa indutiva, ou seja 20 MVar, produz uma variação de 0,24 p.u. sobre a magnitude da tensão a vazio. Já para o carregamento de 100% de potência ativa, a variação de 20 MVar causa um impacto de até 0,285 p.u. sobre a tensão do sistema de distribuição.

Como esperado, o impacto da potência reativa sobre a tensão é maior que o impacto da variação de potência ativa, e tal comportamento deve ser previsto no controle da tensão através do suporte de potência reativa.

A partir das curvas P-V e Q-V apresentadas, conforme já esperado e também discutido no Capítulo 3, verificou-se que a variação da potência ativa e

reativa injetada pela geração distribuída tem forte influência na magnitude da tensão do sistema de distribuição, com um comportamento não linear, que varia em função dos parâmetros do sistema. A Tabela 3 apresenta os índices de sensibilidade VQ determinados para o sistema de distribuição adotado sob diferentes condições de carregamento. Em todas as situações consideradas o sistema de distribuição apresenta-se estável e com a magnitude da tensão fortemente relacionada com a variação da potência reativa. O caso onde a potência ativa é nula e considera-se o carregamento nominal de potência reativa indutiva (sinal de convenção negativo) é obtido o maior índice de sensibilidade, indicando a forte relação entre magnitude da tensão e fluxo de potência reativa.

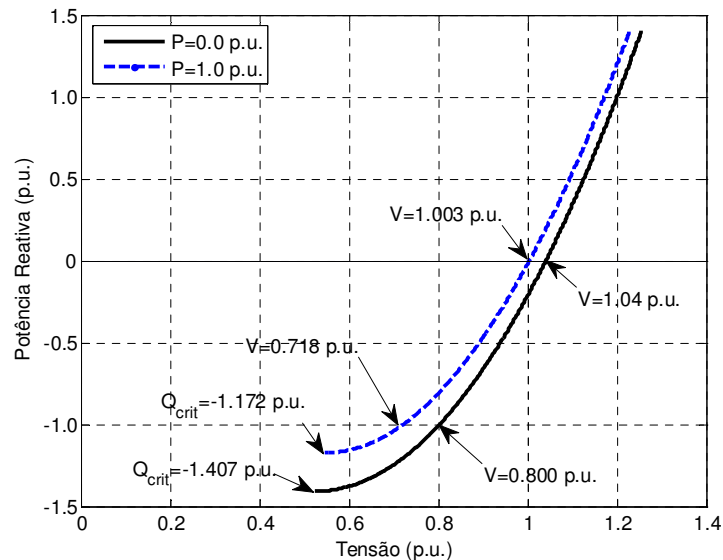


Figura 24 – Curva Q-V do sistema de distribuição adotado para as condições de operação com potência ativa de 0,0 p.u. e 1,0 p.u.

Tabela 3 – Sensibilidade dv/dQ do sistema para diferentes condições de carregamento

P (p.u.)	Q (p.u.)	Tensão na barra de referência (p.u.)	dv/dQ
0,0	-1,0	0,741	0,399
0,0	1,0	1,164	0,144
-0,85	-0,527	0,845	0,278
-0,85	0,527	1,066	0,168

Além disso, uma vez que este trabalho considera a presença de geração eólica distribuída no sistema de distribuição, com os objetivos de gerar potência ativa e prestar serviços ancilares ao sistema de distribuição, a curva característica

da operação das unidades eólicas também deve ser ponderada devido a sua influência na magnitude da tensão.

A prestação de serviços ancilares de regulação de tensão está vinculada à disponibilidade de potência reativa de uma unidade eólica, que é determinada em função da potência ativa gerada, e conseqüentemente dependente da velocidade do vento incidente sobre a turbina eólica. Sobretudo, depende também da curva de capacidade do aerogerador. Com base na curva de operação das unidades eólicas com funcionalidade de STATCOM, foram traçadas as curvas de potência ativa gerada e potência reativa disponível na geração eólica em função da velocidade do vento, conforme ilustrado na Figura 25. A relação entre a potência ativa gerada e a velocidade do vento é não linear, o que reflete em diferentes variações no valor da potência ativa gerada para uma mesma variação de velocidade do vento, dependendo do ponto de operação da unidade eólica.

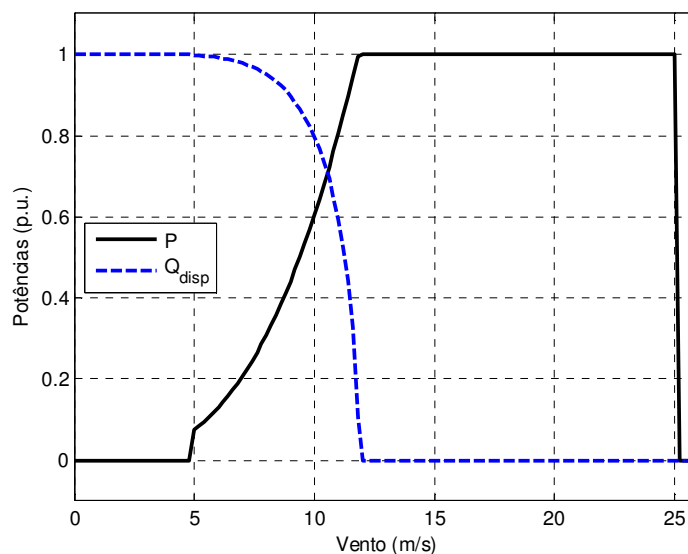


Figura 25 – Curvas de potência da unidade eólica em função da velocidade do vento

Com o impacto da variação das potências ativa e reativa no sistema de distribuição verificado neste trabalho através das curvas P-V e Q-V, juntamente com a análise da curva característica de geração das unidades eólicas, é possível afirmar que o vento influencia diretamente na magnitude da tensão do sistema de distribuição com geração eólica distribuída.

Haja vista que neste trabalho é proposta a utilização dos serviços ancilares de regulação de tensão prestados pelas unidades eólicas distribuídas, a variação da

disponibilidade de potência reativa pode interferir de forma negativa na estratégia de regulação de tensão. Dentre os efeitos, pode-se mencionar violações dos limites da largura de banda da tensão estabelecidos para o controle em virtude de uma perda de disponibilidade de geração de potência reativa. Podem surgir flutuações de tensão decorrentes da limitação da disponibilidade de potência reativa quando a potência ativa variar, e por fim pode causar a descoordenação entre os dispositivos reguladores, inviabilizando a redução do número de manobras de *tap* e de módulos capacitivos. Diferentes níveis de impactos podem ser observados, de acordo com o ponto de operação da unidade eólica, justificada pela não linearidade do comportamento do sistema e pelos diferentes níveis de inserção da geração eólica.

Para evitar tais efeitos, sobretudo, é necessário que a estratégia contemple a boa coordenação entre os dispositivos reguladores de tensão contidos no sistema de distribuição. Entretanto, em virtude do alto grau de incertezas no sistema de distribuição, como o vento e a carga, os estudos a serem apresentados abordam a previsão de vento e carga como uma alternativa para amenizar os efeitos da variabilidade destas variáveis e possibilitar maior eficiência para o sistema de controle de tensão.

5.3 PREVISÃO DO VENTO

Em virtude da grande influência do vento sobre a magnitude da tensão, este trabalho se propôs a utilizar dados de vento previstos como forma de auxiliar na coordenação da regulação de tensão, e assim reduzir o impacto negativo da geração eólica distribuída no sistema de distribuição. Redes neurais artificiais foram desenvolvidas na tentativa de prever a velocidade do vento no horizonte de 10 minutos, considerando como entradas as leituras de velocidade de vento tomadas com intervalos de 10 minutos. Durante os testes, verificou-se que o resultado obtido apresentou um baixo índice de erro médio (erro entre a diferença do vento real e previsto) na faixa de 0,3 a 1 m/s, que pode ser considerado bom. Por outro lado, o erro máximo verificado ao longo do período testado supera a casa dos 10 m/s. Desta forma, os dados resultantes da RNA não foram confiáveis ao ponto de considerá-los no estudo proposto.

Utilizar a previsão com grandes erros pode fazer com que a estratégia atue indevidamente para prevenir a situação crítica de operação estimada, ou então não atue por não ter previsto uma grande variação do vento. Portanto, em ambas as situações, violações de tensão podem surgir, e ainda podem causar a descoordenação entre os dispositivos reguladores do sistema.

Através desta análise, conclui-se que as RNAs desenvolvidas não foram capazes de extrair o perfil do vento diante dos dados históricos de vento utilizados para o treinamento da rede. Isso porque o perfil estocástico da velocidade do vento é altamente dependente de fatores como época do ano, hora do dia, temperatura e umidade relativa do ar, direção do vento, dentre outros (SILVA; SPATTI; FLAUZINO, 2010).

Para contornar esta situação e permitir os testes da estratégia de regulação de tensão coordenada com informações de velocidade de vento previstas, utilizou-se uma curva de vento previsto hipotética com erros máximos predeterminados. A curva de erro hipotética é gerada a partir de uma curva de vento real onde os erros de previsão são inseridos de forma aleatória e não são maiores que o erro máximo predeterminado. Os erros máximos adotados para o vento previsto são baseados em resultados alcançados em estudos e testes reais voltados à previsão de tais variáveis. Em Soman et al. (2010), por exemplo, o sistema de previsão de vento para 2,5 minutos a frente desenvolvido através de redes neurais artificiais apresentou o erro percentual absoluto médio de 4%.

Nos testes realizados adotou-se erros máximos de 0% (caso ideal), 5% e 10%, permitindo avaliar as estratégias de controle com percentuais de erros equiparáveis aos alcançados em sistemas reais de previsão. Após a definição do erro máximo na previsão, o algoritmo desenvolvido insere aleatoriamente um erro para cada valor da curva de vento real, gerando assim uma curva com os valores de vento estimado. Estes conjuntos de dados foram gerados para avaliar a influência da precisão do sistema de previsão sobre o desempenho das estratégias de regulação de tensão propostas.

Os dados de vento reais e estimados utilizados nos testes são apresentados na sequência. A Figura 26 apresenta os perfis de vento estimados com índices de erro de 5% e 10% para um período de 24 horas, utilizado nos testes envolvendo o vento de classe 5.

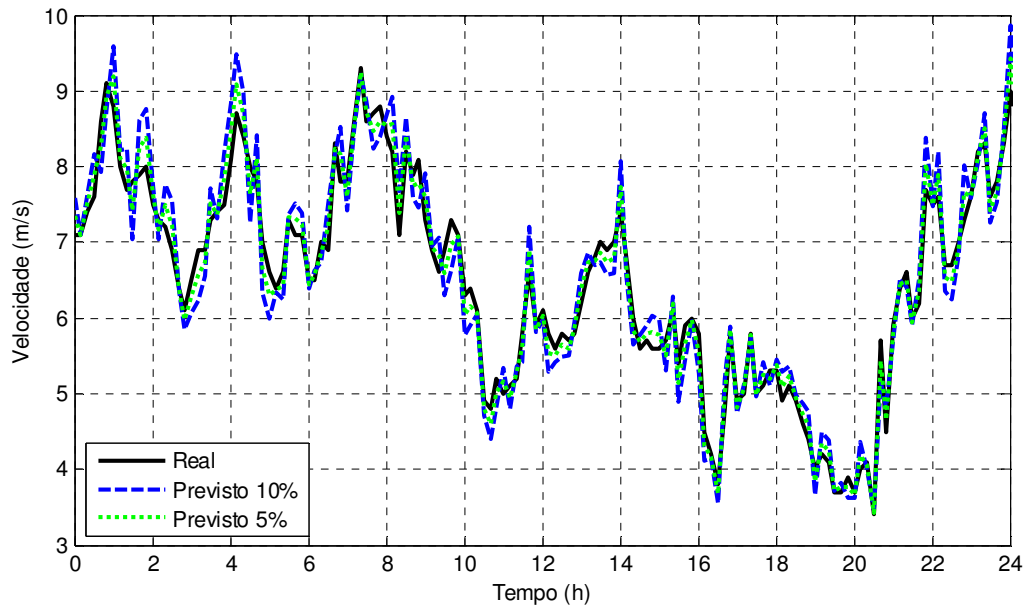


Figura 26 – Velocidades de vento classe 5 previstas com erros de 5 e 10%

Para eliminar a influência da variação da carga na análise do impacto do sistema de previsão de vento, considerou-se também a estimativa da demanda de carga no horizonte de 10 minutos à frente. Os índices de erro da estimativa de demanda foram equiparados a da previsão do vento, ou seja, erros máximo de 0% (caso ideal), 5% e 10%. O perfil das potências ativa e reativa previstos com os índices de 5% e 10% são apresentados na Figura 27.

Testes foram realizados para ambos os índices de erro e aplicados para ventos de diferentes classes, com variação da inserção da geração eólica para possibilitar as análises e conclusões sobre a inclusão de dados de previsão de vento e carga nas estratégias de regulação de tensão propostas. Nas seções seguintes serão apresentados os resultados obtidos para as estratégias de regulação de tensão, com e sem a previsão de vento e carga.

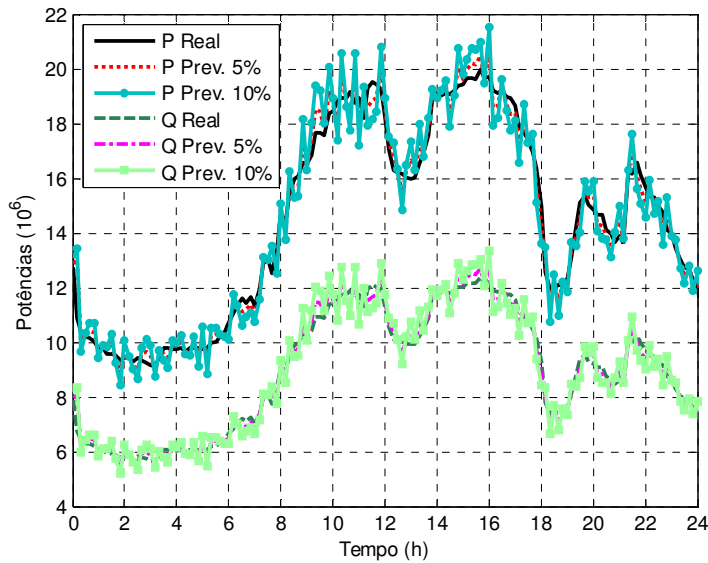


Figura 27 – Curva de carga de potências ativa e reativa previstas com erros de 5 e 10%

5.4 ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO EÓLICA DISTRIBUÍDA NA TENSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Ao longo deste trabalho percorreu-se sobre o impacto da geração eólica distribuída em sistemas de distribuição. Dessa forma, nesta seção são apresentados testes realizados com base na estratégia convencional de operação dos aerogeradores para produzir apenas potência ativa, sob a incidência de ventos reais de diferentes classes de vento e diferentes níveis de inserção eólica. Com os resultados obtidos o objetivo é identificar o impacto que as unidades eólicas de geração distribuída em condições reais de operação têm sobre o sistema de distribuição proposto, tal como a influência sobre a tensão e o comportamento do transformador OLTC.

Nas simulações realizadas para as classes de vento 5, 6 e 7 obtém-se o perfil da potência ativa gerada pelas unidades eólicas distribuídas para um período de um ano, desprezando as medições inconsistentes, conforme ilustrado na Figura 28, Figura 29 e Figura 30. Conforme abordado na seção que trata estatisticamente os dados de vento utilizados para os testes, os ventos de classe 5 e 7 tem um comportamento extremamente variável e tornam a geração de potência ativa variável também como ilustra a Figura 28 e Figura 30, onde a potência ativa alterna-se entre 0,0 e 1,0 p.u. repetidas vezes durante o período amostrado. Em

consequência, o comportamento variável de potência ativa pode influenciar na tensão, dependendo do nível de inserção da geração eólica.

Para os ventos de classe 6 apresentados na Figura 29, o perfil da potência ativa gerada tem menor variabilidade, comprovada pela análise estatística e probabilística apresentada na seção 5.1. Isso significa que a tensão do sistema de distribuição poderá ser menos impactada pela geração eólica.

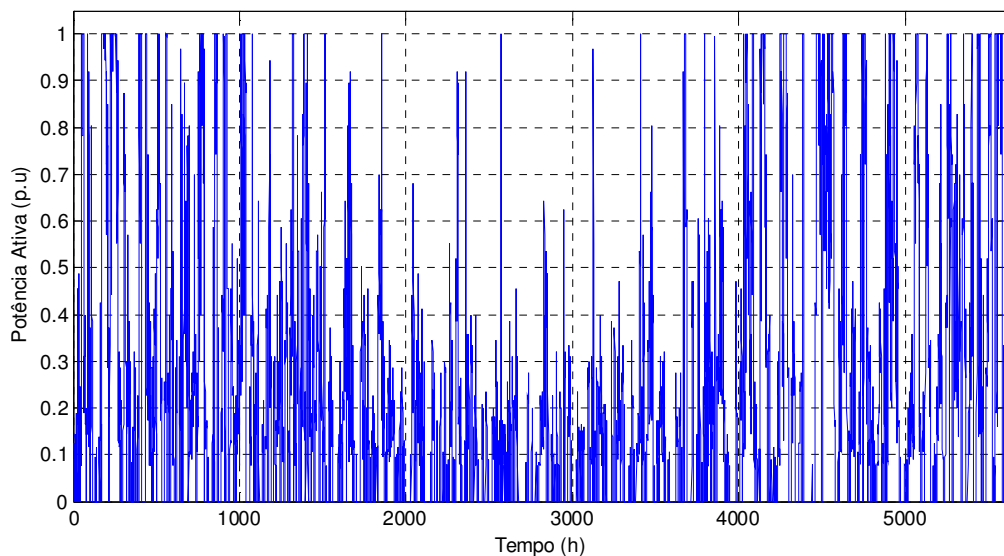


Figura 28 – Perfil de potência ativa gerada pela unidade eólica considerando o vento de classe 5

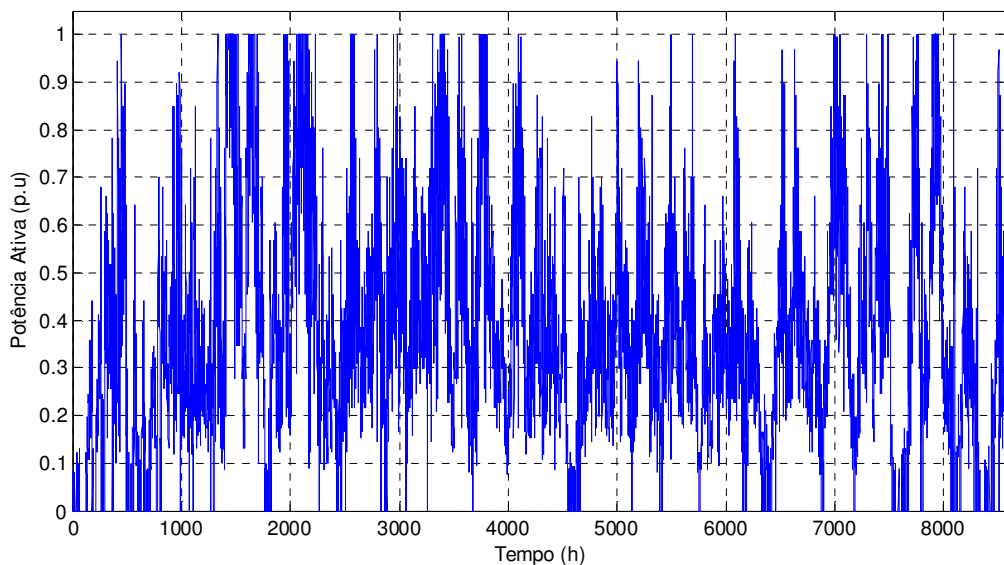


Figura 29 – Perfil de potência ativa gerada pela unidade eólica considerando o vento de classe 6

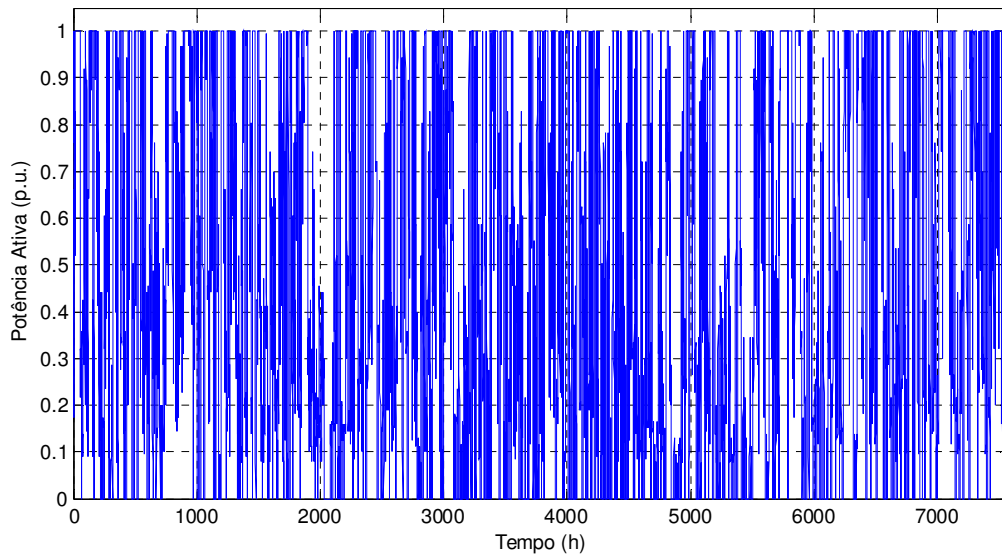


Figura 30 - Perfil de potência ativa gerada pela unidade eólica considerando o vento de classe 7

Determinada a potência ativa gerada para as diferentes classes de vento, usando o algoritmo desenvolvido com o auxílio da ferramenta MATPOWER, que calcula o fluxo de potência para o sistema de distribuição adotado, é possível determinar a tensão no barramento de referência da subestação de distribuição, considerando ainda níveis distintos de inserção da geração eólica. A Figura 31 mostra a tensão no barramento de média tensão da subestação de distribuição, antes e depois da ação reguladora do transformador OLTC, para as classes de vento 5, 6 e 7, com inserção da geração eólica de 75%, e considerando a carga do sistema constante igual a 20 MW. Nesse teste inicial, a carga do sistema foi mantida constante para possibilitar uma melhor análise do impacto apenas da geração eólica na tensão do sistema.

As principais características da tensão para o sistema de distribuição são as oscilações e as violações dos limites da largura de banda da tensão, que são causadas pela intermitência da geração de potência ativa nos aerogeradores. A geração intermitente de potência ativa nos aerogeradores depende do perfil do vento do local de implantação das unidades geradoras e pode apresentar maior ou menor impacto na tensão, de acordo com características de variância, velocidade média e densidade de potência do vento. A análise da Figura 31, que considera o sistema operando com carga nominal fixa, de forma a eliminar o impacto da variação da carga sob a magnitude da tensão comprova que perfis de vento com alto grau de variância como é o caso com ventos de classe 5 e 7 adotados nos testes são

desfavoráveis para a geração de energia elétrica distribuída. Este perfil de vento impacta negativamente no sistema de distribuição sob o ponto de vista da regulação da tensão do sistema em que as unidades eólicas estão conectadas. Por outro lado, ventos com baixa variabilidade como é o caso do vento de classe 6 adotado, percebe-se que a magnitude da tensão sofre menor influência da geração eólica. Para mensurar o impacto da variação do vento sobre a magnitude da tensão determinou-se o desvio padrão para as classes de vento 5, 6 e 7 considerando os diferentes níveis de inserção de geração eólica. Para o caso com 75% de inserção de geração eólica chega aos respectivos índices de 0,0063, 0,005 e 0,0074. Tais resultados mostram que o vento de classe 6 causou um impacto menor na tensão quando comparado com o vento de classe 5, o que não era esperado. Esse menor impacto na tensão se deve ao fato de que o vento de classe 6, apresenta um fator de forma “k” elevado, caracterizando-o como um vento com menor variância, conforme apresentado na distribuição de Weibull na seção 5.1.

A variação da carga também tem influência na tensão, e por isso, a Figura 32 ilustra a magnitude da tensão para o mesmo período amostrado na Figura 31, considerando a curva de carga adotada para o estudo. É notável que a variação na carga do sistema de distribuição provoca variações na magnitude da tensão, que em determinadas situações ultrapassam os limites de largura de banda de $\pm 1\%$ considerados neste estudo e por consequência demandam a comutação de *tap* do transformador OLTC para regular a tensão de acordo com limites da largura de banda predeterminada. A figura permite ainda verificar que em condições normais de operação do sistema, onde há apenas variações de demanda de carga, podem surgir variações na magnitude de tensão iguais ou superiores a 0,02 p.u. além dos limites da largura de banda.

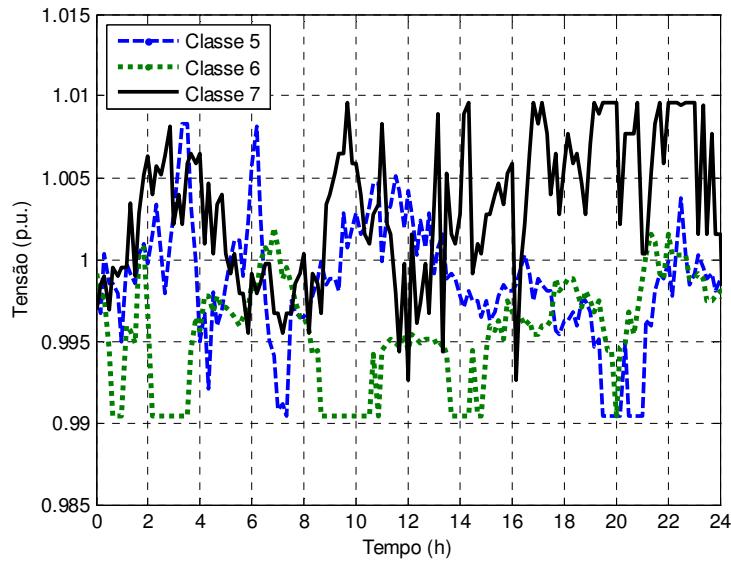


Figura 31 – Magnitude de tensão na barra de referência considerando a ação reguladora do OLTC, carga constante e 75% de inserção da geração eólica

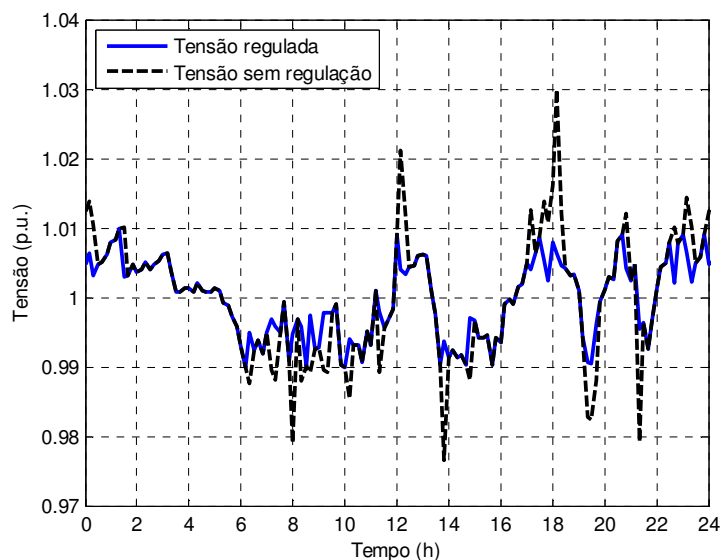


Figura 32 – Magnitude de tensão na barra de referência com e sem a ação reguladora do OLTC, considerando o sistema sem geração eólica e carga variável

A Figura 33 ilustra a magnitude da tensão sob combinação de variação de carga e geração eólica (somente potência ativa), com inserção eólica de 75% e vento de classe 5. Através da figura verifica-se que perfis de vento com alto grau de variância como é o caso do vento de classe 5 adotado, são desfavoráveis para a geração de energia elétrica distribuída e em geral impactam negativamente no sistema de distribuição sob o ponto de vista da regulação da tensão. A inserção da

geração eólica em um sistema de distribuição tanto pode amenizar as variações e flutuações de tensão provocadas pela variação da carga, como pode agravá-las, dependendo da potência resultante da variação de carga e de potência gerada pelas unidades eólicas. No período amostrado pela Figura 33, a combinação da geração eólica distribuída com a variação da carga, em determinados momentos minimizou a amplitude de algumas das violações da largura de banda, como ocorre em 18 horas. Já em outras ocorrências as violações foram maiores ou então não sofrem alterações como ocorre em aproximadamente 22 e 14 horas respectivamente. Isso mostra que a interação entre a potência injetada e carga provocam situações variadas e que precisam ser controladas no intuito de manter a qualidade do fornecimento.

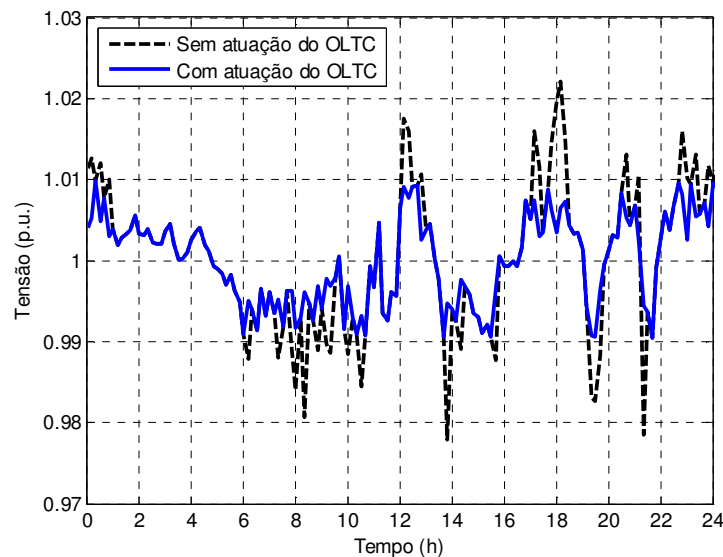


Figura 33 – Magnitude da tensão com e sem a ação reguladora do OLTC, considerando carga variável, classe de vento 5 e 75% de inserção da geração eólica

A análise da tensão do sistema de distribuição também foi feita para diferentes índices de inserção da geração eólica. A tensão para diferentes níveis de inserção da geração eólica são apresentados na Figura 34. A análise da Figura 34 permite verificar que no período entre 18 e 20 horas, os níveis de tensão são idênticos para os diferentes níveis de inserção eólica. Isso porque a geração de potência ativa nos aerogeradores é zero. Assim as tensões se equiparam uma vez que as condições elétricas de operação são iguais, garantindo o fluxo de potência idêntico para ambos os casos. Durante os períodos de elevação da velocidade do

vento, onde há um incremento na geração de potência ativa, os perfis de tensão se diferenciam entre os diferentes níveis de inserção eólica. O nível de inserção da geração eólica e a variância do vento também exercem influência significativa no desvio da magnitude da tensão. Com esses resultados é possível concluir que apenas a classe de vento não é suficiente para determinar o impacto da geração eólica na tensão do sistema, sendo necessário considerar também a variância do vento no local de instalação da geração eólica.

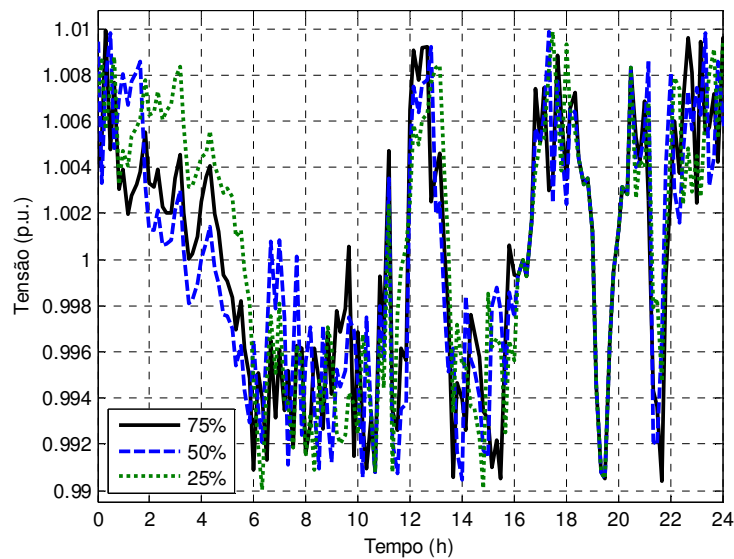


Figura 34 – Magnitude da tensão do sistema considerando a ação do OLTC, variação de carga, inserção de 25, 50 e 75% da geração eólica e vento de classe 5

Rajadas de vento também podem causar impacto no sistema devido às características operacionais e limitações das unidades eólicas. A elevação abrupta da velocidade do vento (efeito da rajada de vento), em determinadas regiões pode atingir velocidades bastante elevadas. Em locais onde os ventos são classificados como classe 6 ou superiores a ocorrência de velocidades acima de 25 m/s pode ser comum. Entretanto, velocidades iguais ou superiores a 25 m/s normalmente podem causar danos aos aerogeradores, que por sua vez ao detectarem tais velocidades tem como procedimento de controle a ativação dos sistemas de proteção, desligando-os automaticamente. Esta medida preventiva de segurança anula a geração de potência ativa repentinamente, e a perda de potência que à priori do desligamento automático normalmente é de 1,0 p.u., causa variações na tensão do

sistema elétrico, porém o impacto desta perda de potência varia de acordo com o nível de inserção eólica. Nesse contexto, a Figura 35 mostra a magnitude da tensão na barra de média tensão do sistema de distribuição para o caso onde é imposto aos aerogeradores ventos de classe 7, considerando um nível de inserção de 50% para a geração eólica. Nesses resultados há ocorrências de paradas de emergência causadas pela elevação da velocidade do vento no intervalo entre 10 e 24 horas, de um determinado dia do ano. Na primeira ocorrência em aproximadamente 10 horas ocorre o afundamento da magnitude da tensão perto de 0,03 p.u. em relação a magnitude a tensão a priori da ocorrência. Em seguida novas violações surgem na forma de sobretensões em virtude da retomada da geração com amplitudes de desvio elevadas com relação aos limites da largura de banda.

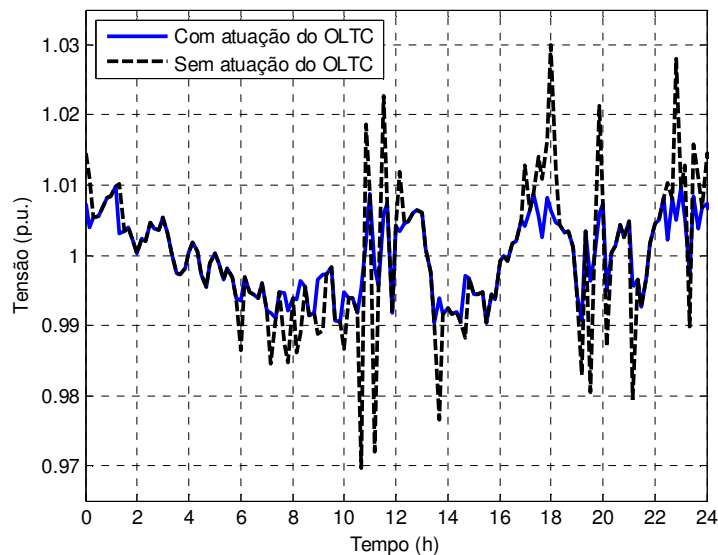


Figura 35 – Afundamento de tensão devido a uma rajada de vento

A Figura 36 ilustra a potência ativa gerada nas unidades eólicas para o mesmo período de tempo. Verifica-se que a potência ativa instantaneamente cai de 1,0 p.u. para 0,0 p.u., o que justifica as variações de tensão verificadas na Figura 35.

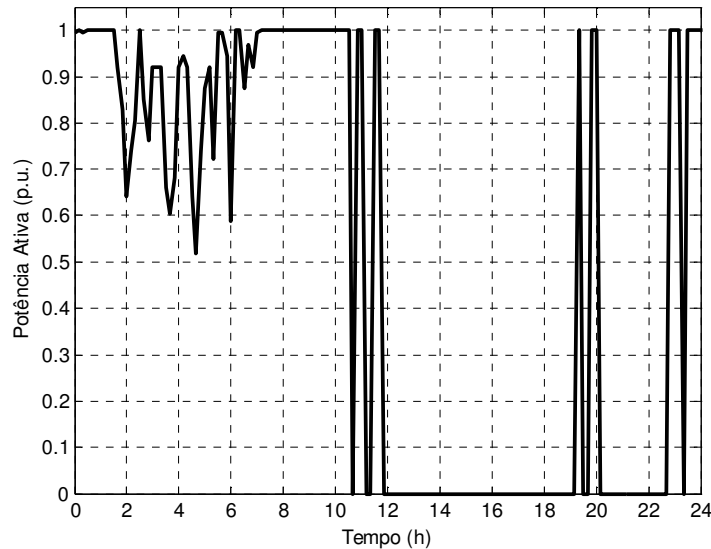


Figura 36 – Perda da geração eólica devido à ocorrência de rajada de vento

Nestes casos, a ação corretiva do sistema é a comutação de *tap* do transformador OLTC, que regula a tensão dentro da margem de tensão aceitável de $\pm 0,01$ p.u.. Em virtude das variações de tensão verificadas nesta seção, ocorrem comutações de *tap*, e assim, ao final de um período acumulam-se inúmeras comutações de *tap* devido à ocorrência de rajadas de vento. Quantidades elevadas de comutações de *tap* do transformador OLTC podem acarretar em problemas relacionados à manutenção deste equipamento, e certamente no aumento dos custos de manutenção e operação. Considerando esse fato, são também realizadas análises do número de comutações de *tap* do transformador OLTC para o sistema de distribuição, considerando a geração eólica operando no modo de controle de potência reativa (PQ), onde Q é zero.

Para não distorcer a análise dos dados, o impacto da variação de carga sobre a comutação de *tap* é desconsiderado uma vez que o objetivo é analisar somente o impacto da geração distribuída eólica sobre o sistema de distribuição, portanto, os testes foram realizados com carga nominal constante. O Gráfico 3 mostra o número médio diário de comutações de *tap* para os índices de inserção da geração eólica de 25, 50 e 75%, considerando os ventos de classe 5, 6 e 7.

Conforme o esperado, a análise dos resultados demonstra que o número de comutações de *tap* aumenta com o aumento do índice de inserção da geração eólica. No caso do índice de inserção de 25%, o impacto sobre o número de comutações de *tap* é pequeno, com valores médios de 0,004, 0,003 e 0,003

respectivamente para as classes de vento 5, 6 e 7, diferentemente do que ocorre nos casos referentes aos índices de inserções de 50% e 75%, onde é possível compará-los no Gráfico 3. Verifica-se ainda que o número de comutações de *tap* para o sistema em teste aumenta em função da elevação da classe do vento, pois é ela que determina a variabilidade e a intensidade do vento. Também é possível concluir que quanto maior é a variabilidade do vento, maior será a variabilidade da tensão, e conseqüentemente o número de violações da largura de banda para a tensão do sistema também será maior, exigindo maior número de comutações de *tap*. Por isso, o maior número de comutações de *tap* ocorre para a classe de vento 7 com 75% de inserção de geração eólica, com uma média de 3,769 comutações diárias.

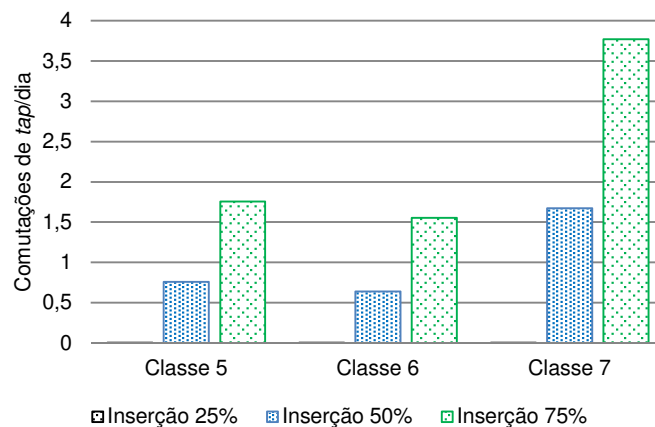


Gráfico 3 – Impacto da variação da geração eólica sobre o número médio diário de comutações de *tap* para o sistema com carga nominal constante

Tendo em vista os principais efeitos da inserção da geração distribuída eólica no sistema de distribuição de energia, na sequência serão apresentados os resultados do teste que considera também a geração de potência reativa através da geração distribuída eólica, que busca minimizar o impacto negativo causado na tensão do sistema de distribuição.

5.5 ANÁLISE DAS ESTRATÉGIAS DE CONTROLE PROPOSTAS PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO

Nas seções anteriores foram apresentados os principais efeitos da geração eólica na tensão do sistema de distribuição adotado. Nesta seção são apresentados os testes realizados e os resultados obtidos com as estratégias de regulação de tensão propostas no Capítulo 4. Os testes seguem as definições metodológicas apresentadas no capítulo anterior. São considerados os diferentes modos de controle para as unidades eólicas e também fez-se o uso de dados estimados de vento e carga para minimizar o impacto da geração eólica distribuída.

5.5.1 Avaliação da Estratégia de Regulação de Tensão Baseada no Despacho de Potência Reativa da Geração Eólica

Nos testes realizados nessa seção considera-se que a geração eólica distribuída opera no modo de controle de potência reativa (PQ) e o algoritmo referente à estratégia de controle proposta determina qual é o valor de potência reativa a ser despachada ao sistema com base na disponibilidade de potência reativa. O propósito dos testes é avaliar a contribuição do suporte de potência reativa da geração eólica na regulação de tensão do sistema. Para avaliar a estratégia, testes foram realizados para diferentes classes de vento e para diferentes níveis de inserção eólica.

A análise dos resultados comprova que a injeção de potência reativa no sistema de distribuição através das unidades eólicas distribuídas, possibilita uma melhora na qualidade da regulação da tensão do sistema. A estratégia aplicada calcula e despacha a potência reativa (ΔQ) gerada através dos aerogeradores para regular a tensão. O despacho de ΔQ é determinado através da equação (34), onde o coeficiente K_p foi ajustado em 0,01 p.u. com base na característica da curva Q-V e da sensibilidade VQ. O ajuste de K_p está diretamente relacionado com o desempenho da estratégia, e se não for adequadamente ajustado, pode causar a descoordenação entre geração eólica e o transformador OLTC ou a atuação indevida do sistema de controle do OLTC.

Em grande parte do período simulado a tensão permanece regulada dentro da largura de banda de tensão aceitável para o sistema de distribuição. Entretanto, ocorrem situações em que a tensão viola a largura de banda devido à indisponibilidade de potência reativa nos aerogeradores.

A diminuição repentina da disponibilidade de potência reativa nos aerogeradores é causada naturalmente pela elevação da velocidade do vento, provocada por rajadas de vento, fornecendo potência mecânica suficiente para o aerogerador atingir potência ativa máxima, e assim faz com que a unidade eólica deixe de gerar a potência reativa que estava sendo despachada, também de forma repentina.

O impacto desta perda de disponibilidade varia em função da parcela de potência reativa que estava sendo injetada no sistema a priori da elevação repentina de vento. Como medida corretiva, a estratégia ao detectar que a geração distribuída eólica perde sua capacidade de regulação e a tensão viola os limites da largura de banda, a comutação de *tap* do transformador OLTC é habilitada. Posteriormente a intervenção do transformador OLTC a tensão retorna para dentro dos limites da largura de banda. A Figura 37 ilustra os perfis de tensão para o caso testado considerando a inserção da geração eólica igual a 50%, classe de vento 5 e a curva de carga apresentada anteriormente. Os perfis de tensão apresentados correspondem à tensão sem nenhuma ação de controle no sistema, com a intervenção da geração eólica, e por fim, a tensão regulada pela ação conjunta da geração eólica e transformador OLTC.

No intervalo entre as 4 e 6 horas verifica-se que a tensão regulada apenas pela ação das unidades eólicas ultrapassa o limite máximo de 1,01 p.u. da largura de banda da tensão. Este tipo de violação acontece devido à variação da velocidade do vento que acarreta no aumento da potência ativa gerada e a consequente diminuição da capacidade de gerar potência reativa, como mostra a Figura 38. A partir das 14 horas, na Figura 37, percebe-se que a tensão regulada na barra de referência do sistema de distribuição se sobrepõe a curva da tensão regulada apenas pela unidade eólica, devido à disponibilidade de potência reativa da geração eólica, dispensando assim a atuação do transformador OLTC.

A Figura 38 mostra as curvas das potências ativa e reativa geradas, e os limites de potência reativa da geração eólica para o mesmo período, onde é possível

verificar a perda de disponibilidade de potência reativa que causou a violação da largura de banda apresentada na Figura 37.

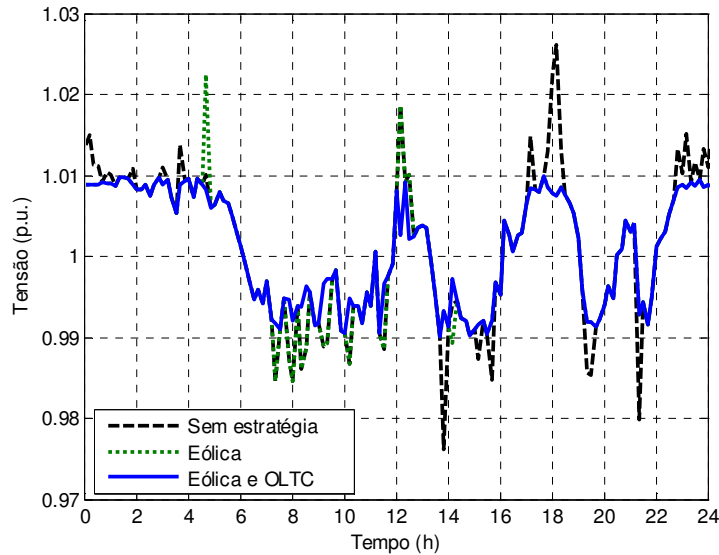


Figura 37 – Perfis da tensão na barra de referência considerando a ação da estratégia de controle baseada no despacho de potência reativa

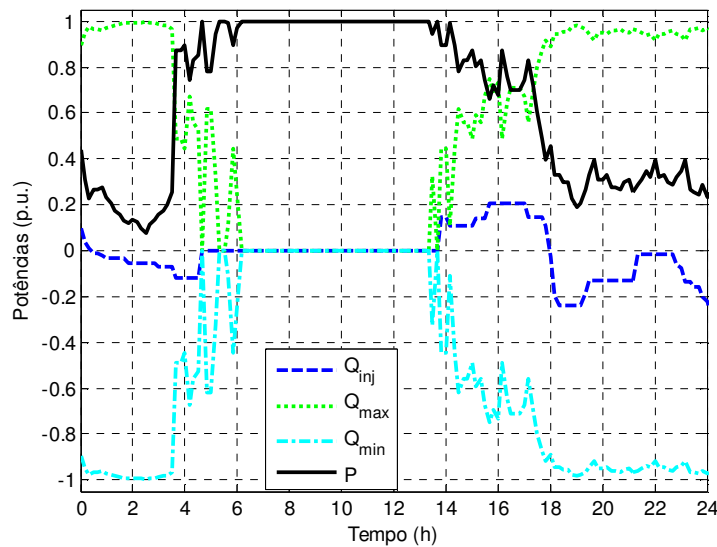


Figura 38 – Curvas de potência ativa e reativa gerada e disponibilidade de potência reativa considerando a estratégia baseada no despacho de potência reativa

Diante da ocorrência de perda de disponibilidade de potência reativa, a regulação secundária da estratégia, feita através de comutações de *tap* do transformador OLTC, retoma a regulação e ajusta a tensão para dentro dos limites

da largura de banda de tensão. Mesmo assim, é possível observar a redução da quantidade de comutações de *tap* do transformador OLTC, conforme ilustrado na Figura 39.

Como esperado, verificou-se nos resultados que as comutações de *tap* ocorrem apenas nos instantes em que não há disponibilidade significativa de potência reativa por parte da geração eólica devido à geração de potência ativa ser máxima. A Figura 39 ilustra a operação do transformador OLTC no período analisado anteriormente.

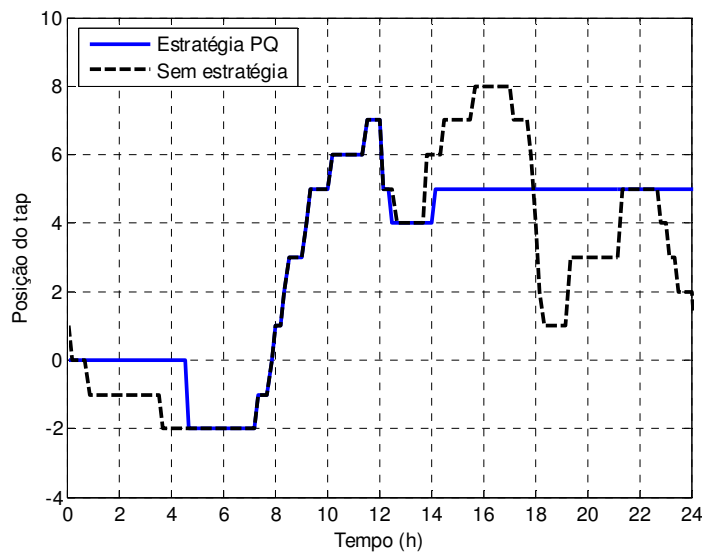


Figura 39 – Comutações de *tap* do transformador OLTC considerando a ação da estratégia de controle baseada no despacho de potência reativa

A análise efetiva da redução do número de comutações de *tap* no transformador OLTC pode ser feita por meio dos dados apresentado na Tabela 4, que faz a comparação do número médio diário de comutações de *tap* entre a estratégia apresentada nesta seção e a operação convencional do sistema sem a participação da geração eólica na regulação da tensão. Ao contabilizar as comutações de *tap* em ambos os casos verifica-se que a redução de comutações de *tap* obtida com a prestação de serviços ancilares através da geração eólica é bastante expressiva. Ela possibilitou uma redução superior a 95% do número de comutações de *tap* para o caso do vento de classe 6, que apresenta menor variância. O vento de classe 7, vento com maior variância e maior indisponibilidade

de geração de potência ativa, devido a elevada velocidade média, resultou em percentuais de redução menos expressivos, superiores a 60%, porém significativa.

Tabela 4 – Número médio diário de comutações de *tap* com e sem a ação da estratégia de controle baseada no despacho de potência reativa

Classe de vento	Índice de inserção eólica	Comutações de <i>tap</i> /dia		Percentual de redução
		Caso com operação convencional	Caso com estratégia proposta	
5	25%	36,889	3,816	89,655%
	50%	36,752	2,957	91,954%
	75%	37,064	2,662	92,817%
6	25%	36,307	2,327	93,590%
	50%	36,192	1,682	95,352%
	75%	35,773	1,511	95,776%
7	25%	36,994	13,668	63,053%
	50%	36,291	11,361	68,695%
	75%	36,063	10,358	71,278%

De acordo com os resultados apresentados conclui-se que o suporte de potência reativa por parte da geração eólica contribui de forma significativa para a redução no número de comutações de *tap*. As análises realizadas na avaliação dessa primeira estratégia de controle também mostraram que em certas condições operacionais é possível minimizar/reduzir a potência reativa injetada pela geração eólica (Q_{inj}) e ainda manter bons níveis de tensão do sistema. A Figura 40 mostra em detalhes um período de aproximadamente 4 horas verificado no teste para classe de vento 5 e inserção da geração eólica de 50% em que a potência reativa injetada permanece com valor constante, dentro da região indutiva.

No entanto, a magnitude da tensão para o período aproximado de 3 a 6 horas, ilustrado na Figura 41, mostra que existe uma margem entre o limite da largura de banda da tensão e a magnitude da tensão regulada. Sendo assim, o valor de potência reativa injetada pode ser reduzido, pois a tensão do sistema de distribuição pode ser excursionada dentro da largura de banda. Em consequência disso o valor médio do módulo de potência reativa injetada pela estratégia pode ser reduzida caracterizando assim maior eficiência da estratégia na regulação da tensão.

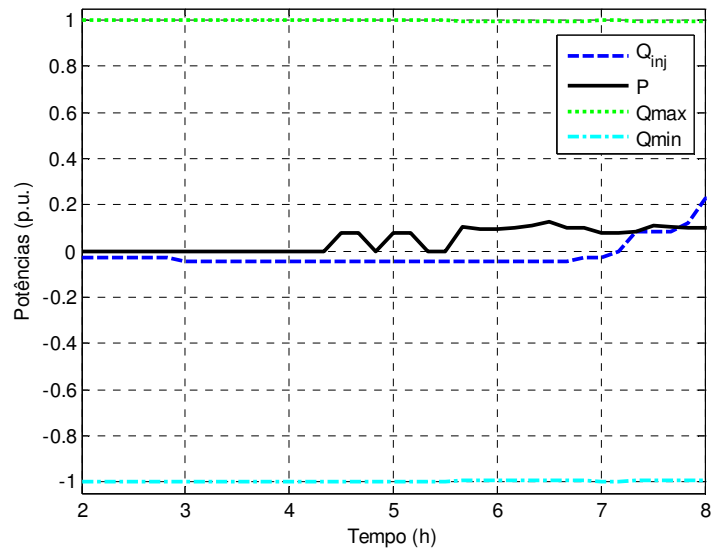


Figura 40 – Potência gerada em um momento em que é possível reduzir a potência reativa injetada pela geração eólica

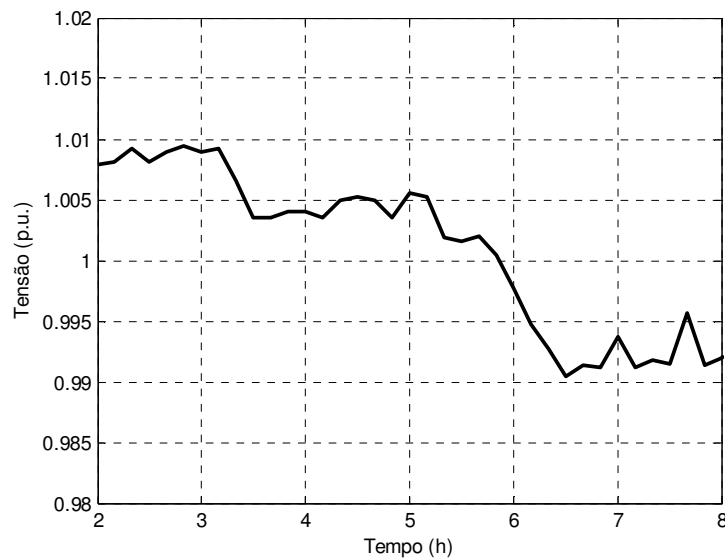


Figura 41 – Magnitude da tensão para um período em que é possível reduzir a potência reativa injetada

Os resultados obtidos e análises feitas comprovam que a estratégia proporcionou a diminuição da ociosidade das unidades eólicas de geração distribuída através do despacho de potência reativa disponível. Ganhos na magnitude da tensão também foram alcançados, embora algumas violações da largura de banda ocorram devido à perda do poder de regulação de tensão por parte das unidades eólicas na ocorrência de velocidades de vento elevadas. Além disso, a estratégia possibilitou também a redução do número de comutações de *tap* do

transformador OLTC, característica esta que traz benefícios para o sistema de distribuição quando analisado sob o aspecto de custos de manutenção. Cabe ressaltar também que os resultados obtidos estão relacionados com o ajuste do coeficiente K_p , que se mal ajustado pode causar a elevação no número de comutações de *tap*. Observou-se também que a estratégia avaliada pode ser aprimorada a fim de obter maior eficiência na injeção de potência reativa. Portanto, uma nova estratégia aprimorada, com a finalidade de minimizar a injeção de potência reativa, é avaliada na seção seguinte.

5.5.2 Avaliação da Estratégia de Regulação de Tensão Baseada no Modo de Operação PQ Considerando a Redução da Potência Reativa Injetada

A injeção de potência reativa em sistemas de distribuição por meio de aerogeradores com a finalidade de regulação de tensão demonstrou-se possível de acordo com o que foi apresentado na seção anterior. Resultados positivos foram alcançados, no entanto, verificou-se que em determinadas situações a injeção de potência reativa não ocorre de forma eficiente, pois a potência reativa injetada (Q_{inj}) permanece inalterada até que uma nova ocorrência de violação dos limites da largura de banda da tensão do sistema de distribuição. Ou seja, a geração eólica injeta mais potência reativa do que o necessário para manter a tensão dentro da largura de banda, e assim o aerogerador é levado aos limites de potência reativa com maior frequência. Diante desta situação a estratégia proposta da qual serão apresentados os resultados obtidos, utiliza uma rotina para minimizar a injeção de potência reativa.

A estratégia proposta utiliza uma funcionalidade, denominada função redução, que recalcula o valor de referência de potência reativa sempre que a tensão esteja dentro dos limites da largura de banda da tensão com o objetivo de minimizar a injeção de potência reativa e manter a tensão nas margens do valor de referência (V_{ref}).

Ao analisar os resultados obtidos para os diferentes níveis de inserção da geração eólica e diferentes classes de vento notam-se vantagens da utilização da função redução, inclusive na magnitude da tensão. A tensão do sistema resultante com a aplicação da estratégia de regulação com redução de potência reativa

apresenta valores de tensão mais próximos ao centro da largura de banda, ou seja, mais próximos do valor de referência de tensão para o sistema, que pode ser medido através do desvio padrão da tensão para o período simulado.

Em comparação à estratégia apresentada na seção anterior, que não utiliza a lógica de redução da referência de potência reativa injetada, a presente estratégia obteve um desvio padrão da tensão regulada entre 12 a 17% inferior, para os casos com inserção eólica 50% e classe de vento 5, o que comprova a melhora da magnitude da tensão.

Os resultados apontam que a injeção de potência reativa, em casos específicos, pode ser minimizada e a tensão do sistema de distribuição ainda permanece dentro dos valores de tensão desejados. Com o uso da função redução na estratégia de controle, a tensão do sistema de distribuição tende a permanecer próxima do valor de referência, melhorando os índices de qualidade da tensão. A Figura 42 ilustra a magnitude da tensão para a estratégia em análise e compara-a com a estratégia sem a função de redução, ambas para o caso com inserção da geração eólica de 50% e classe de vento 5, para um período de 24 horas, sob condições de carga variável.

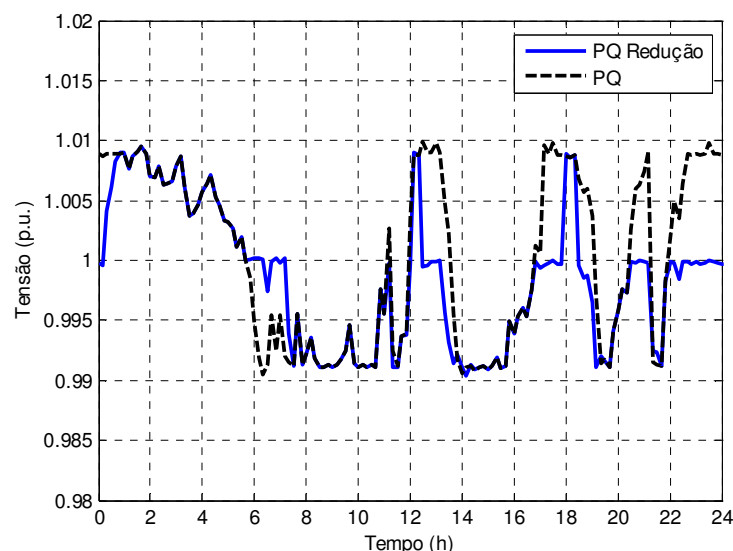


Figura 42 – Magnitude da tensão para a estratégia de controle PQ com e sem redução da referência de potência reativa

Para quantificar a melhora na magnitude da tensão na barra de referência a Tabela 5 mostra os valores de desvio padrão da tensão para os diferentes casos testados e também o percentual de redução no desvio padrão da tensão obtida com

a estratégia que implementa a função redução. A avaliação em questão considera as três classes de vento para o período de um ano de medições.

Tabela 5 - Comparativo da redução do desvio padrão da tensão na barra de referência para as estratégias PQ

Classe de vento	Índice de inserção eólica	Desvio padrão da tensão		Percentual de redução
		PQ (p.u.)	PQ Redução (p.u.)	
5	25%	0,0075	0,0066	12,00%
	50%	0,0075	0,0064	14,67%
	75%	0,0075	0,0062	17,33%
6	25%	0,0074	0,0065	12,16%
	50%	0,0074	0,0064	13,41%
	75%	0,0073	0,0063	13,70%
7	25%	0,0079	0,0074	6,33%
	50%	0,0079	0,0072	8,86%
	75%	0,0078	0,0071	8,97%

Além do resultado positivo na regulação da tensão, esta estratégia proporciona também a redução do valor médio de potência reativa injetada para a regulação da tensão, característica esta que garante maior eficiência à estratégia em questão. Na Figura 43 apresenta-se as potências reativas injetadas através das estratégias PQ com e sem redução da referência de potência reativa para testes com inserção da geração eólica de 50% e classe de vento 5, para um período de 24 horas.

Verifica-se na figura que a redução da potência reativa injetada acontece em diferentes horários do dia amostrado, como por exemplo no intervalo entre as 6 e 8 horas. Neste período a estratégia PQ injeta potência reativa indutiva com o propósito de reduzir a tensão na barra de referência, mas em decorrência da variação da carga e vento a manutenção do valor de potência reativa injetada se torna ineficiente uma vez que a magnitude da tensão está decaindo, conforme mostra a Figura 42. Nestas situações a estratégia PQ com redução da referência de potência reativa sobressai-se, determinando o valor de potência reativa que pode ser suprimida (ΔQ) a fim de minimizar a potência reativa injetada e manter a magnitude da tensão mais próxima do centro da largura de banda e passa a injetar uma nova parcela de potência reativa (Q_{inj}).

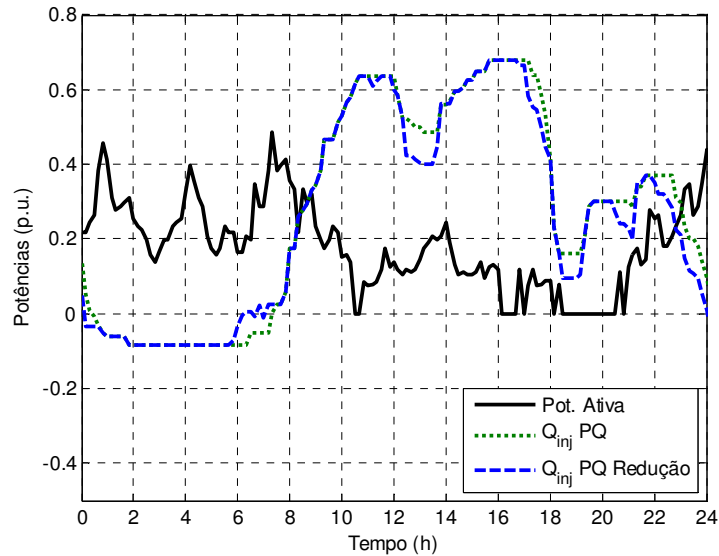


Figura 43 – Comparativo da potência reativa injetada para as estratégias PQ com e sem redução da referência de potência reativa

Para mensurar o ganho de eficiência na potência reativa injetada a Tabela 6 mostra um comparativo do valor médio do módulo de potência reativa injetada para as estratégias com e sem redução da referência de potência reativa. Verifica-se na tabela que os valores são bastante similares entre as estratégias comparadas. Entretanto, comprova-se que a redução da referência de potência reativa proporciona a redução da potência reativa injetada de aproximadamente 7% em relação à estratégia anterior. Tal redução também é importante do ponto de vista da redução das perdas de potência ativa na rede, entretanto, não é mensurada neste trabalho.

Tabela 6 - Comparativo da potência reativa injetada (Q_{inj}) para as estratégias PQ

Classe de vento	Índice de inserção eólica	Reativo injetado médio		Percentual de redução
		PQ (p.u.)	PQ Redução (p.u.)	
5	25%	0,453	0,419	7,356%
	50%	0,298	0,277	7,241%
	75%	0,211	0,195	7,407%
6	25%	0,456	0,424	7,046%
	50%	0,259	0,240	7,520%
	75%	0,176	0,162	7,977%
7	25%	0,329	0,307	6,717%
	50%	0,220	0,205	6,857%
	75%	0,150	0,139	7,262%

A análise da estratégia apresentada perante o número de comutações de *tap* do transformador OLTC mostra que os quantitativos foram mantidos em relação à estratégia de controle anterior, conforme mostra o Gráfico 4, onde são comparados os resultados para inserção da geração eólica de 50% e diferentes classes de vento. Isso demonstra que a estratégia é capaz de regular a tensão otimizando o uso de potência reativa proveniente dos aerogeradores e garante os mesmos percentuais de redução de comutações de *tap* do transformador OLTC obtidos com a estratégia PQ.

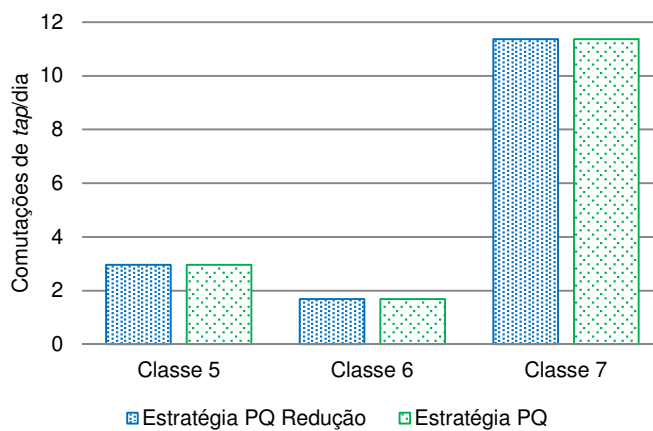


Gráfico 4 – Comparativo do número médio de comutações de *tap*/dia para as estratégias PQ com e sem redução da referência de potência reativa

A estratégia proposta com a redução da referência de potência reativa efetuou a regulação da tensão com maior eficiência do que a estratégia PQ apresentada na seção 5.5.2, e com valor médio de potência reativa injetada inferior ao que foi verificado anteriormente. O percentual expressivo de redução do número de comutações de *tap* do transformador OLTC é mantido, para classe 5 e inserção eólica de 50%, obteve-se a redução de 91,95% nas comutações de *tap*.

5.5.3 Avaliação da Estratégia de Regulação de Tensão Baseada no Modo de Operação PV com Referência de Tensão Variável

Os aerogeradores podem atuar diretamente na regulação de tensão operando no modo de controle de regulação de tensão (modo PV). No entanto, devido à relativa baixa potência das unidades de geração distribuída, para viabilizar

a operação no modo PV utiliza-se uma de referência de tensão variável, que pode assumir qualquer valor dentro dos limites V_{\max} e V_{\min} da largura de banda de tensão para o sistema de distribuição, com o propósito de minimizar a potência reativa injetada pelo aerogerador (Q_{inj}). Além disso, esta estratégia propõe a utilização de uma reserva de potência reativa. Esta reserva é um percentual da potência reativa total disponível no aerogerador (Q_{disp}), que é destinado a casos adversos de variação abrupta de vento e carga para evitar que a tensão viole os limites da largura de banda da tensão. O valor de potência da margem de potência reativa é verificado em cada iteração do algoritmo de controle, quando a margem predefinida é violada, altera-se o valor da referência de tensão de forma a reestabelecer a margem de potência reativa.

A Figura 44 ilustra a magnitude da tensão referente à ação da estratégia de controle baseada no modo de operação PV para o caso com inserção de 50% de geração eólica e classe de vento 5, para um período de 24 horas. A análise em questão compara o desempenho da estratégia proposta com o caso em que apenas o transformador OLTC atua na regulação de tensão e também com o cenário onde não há nenhum dispositivo controlando a tensão do sistema.

Através da curva em questão percebe-se que no intervalo entre 4 e 14 horas ocorrem variações de tensão na barra de referência maiores que os limites V_{\max} e V_{\min} determinados pela largura de banda da tensão. Este tipo de variação de tensão é típico da perda de disponibilidade de potência reativa da geração eólica, causada pela elevação da velocidade de vento que incide sobre os geradores eólicos. Conseqüentemente há a perda do poder de regulação da tensão através das unidades eólicas. Neste intervalo a tensão do sistema de distribuição oscila de acordo com a geração de potência ativa e demanda de carga, pelo fato da geração eólica passar a operar no modo PQ. Entretanto, o controle secundário de tensão da estratégia efetuado pela ação do transformado OLTC realiza comutações de *tap* de forma a manter a tensão contida entre os limites V_{\max} e V_{\min} . Contudo, o tempo morto, característico do controle do transformador OLTC, não permite a atuação instantaneamente assim que detectada a violação da largura de banda, sendo assim a violação da largura de banda da tensão é inevitável.

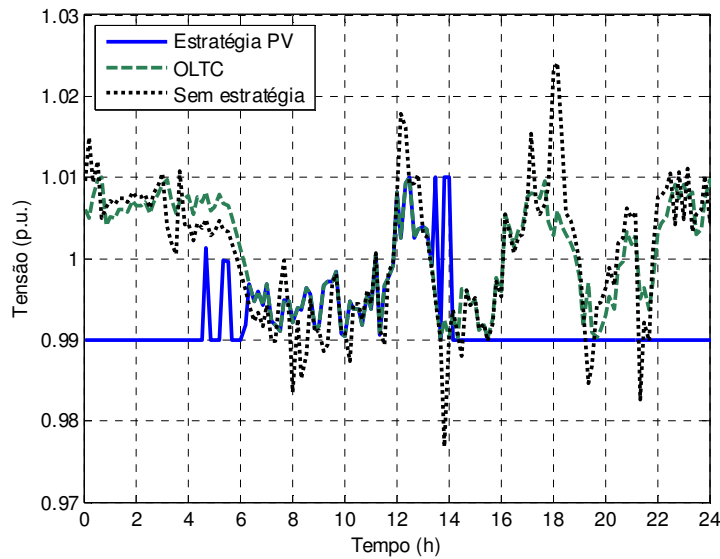


Figura 44 – Magnitude da tensão referente à ação da estratégia de controle baseada no modo de operação PV

Diferente do que ocorre no intervalo das 4 às 14 horas, no restante do dia avaliado nota-se que a tensão para o sistema de distribuição, após as ações de regulação impostas pela estratégia, se mantém constante e dentro da largura de banda da tensão. A redução das variações de tensão neste intervalo de tempo é atribuída ao modo de operação PV, adotado para a geração distribuída eólica, associado à disponibilidade de potência reativa nos aerogeradores.

A indisponibilidade de potência reativa em aerogeradores pode ocorrer de duas formas. Uma delas é ocasionada pela elevação da velocidade do vento que leva o aerogerador a atingir geração máxima de potência ativa. Porém, esta situação depende do projeto da turbina e também da classificação do vento a que a geração eólica está submetida. A outra situação é o fornecimento excessivo desta potência ao sistema, que pode ser mais evidente em casos com índices de inserção mais baixos. Entretanto, verificou-se que ambas as situações causam a impossibilidade de atuação da geração eólica na regulação de tensão, o que gera a necessidade de atuação do transformador OLTC.

Para amenizar os problemas de indisponibilidade de potência reativa e permitir a regulação da tensão, a estratégia proposta utiliza valores de referência de tensão variáveis, entre 0,99 e 1,01 p.u. e também adota-se uma margem de potência reativa de reserva da ordem de 10% da potência reativa total disponível para prevenir violações dos limites de tensão em situações críticas de variação de

carga e vento. Caso o ajuste de referência de tensão seja insuficiente, a comutação de *tap* é realizada, conforme mostram as Figuras 45, 46, 47 e 48, no qual o ajuste de referência de tensão é realizado com objetivo de garantir a reserva de potência reativa. As análises apresentadas nas figuras em questão correspondem a um período de medições de vento de classe 5 e inserção de 50% da geração eólica que resulta em elevada disponibilidade de potência reativa por parte da geração eólica.

Assim que a injeção de potência reativa (Q_{inj}) ultrapassa o limite de reserva de potência reativa, a referência de tensão na barra de referência é ajustada, até que a reserva de potência reativa seja reestabelecida. O incremento e decremento da referência de tensão adotados são de 0,002 p.u. para garantir que as alterações de referência de tensão não causem variações significativas na magnitude da tensão. A Figura 45 ilustra a magnitude da tensão para determinado dia do ano em que a potência reativa injetada pela estratégia ultrapassa a margem de reserva de potência reativa. Em aproximadamente 10 horas, a estratégia ajusta a referência de tensão do controle com o objetivo de reduzir a injeção de potência reativa e assim garantir a margem de reserva. Consequentemente a magnitude da tensão do sistema reduz de acordo com o novo valor de referência de tensão.

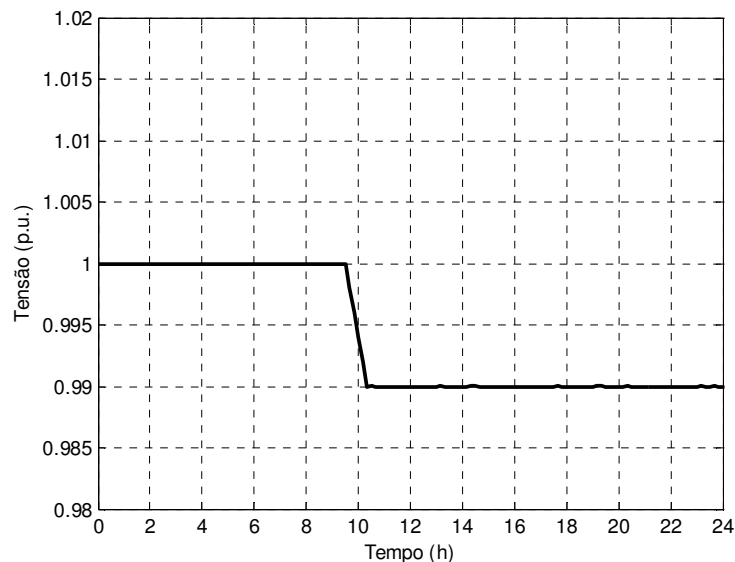


Figura 45 – Magnitude da tensão referente à ação da estratégia de controle baseada no modo de operação PV considerando elevada disponibilidade de potência reativa

A Figura 46 apresenta a variação na tensão de referência para a estratégia de controle em decorrência do uso da margem de reserva de potência reativa. Neste caso a referência de tensão foi reduzida ao valor mínimo da largura de banda, para reduzir a injeção de potência reativa capacitiva, conforme verifica-se na Figura 47, no instante aproximado de 10 horas.

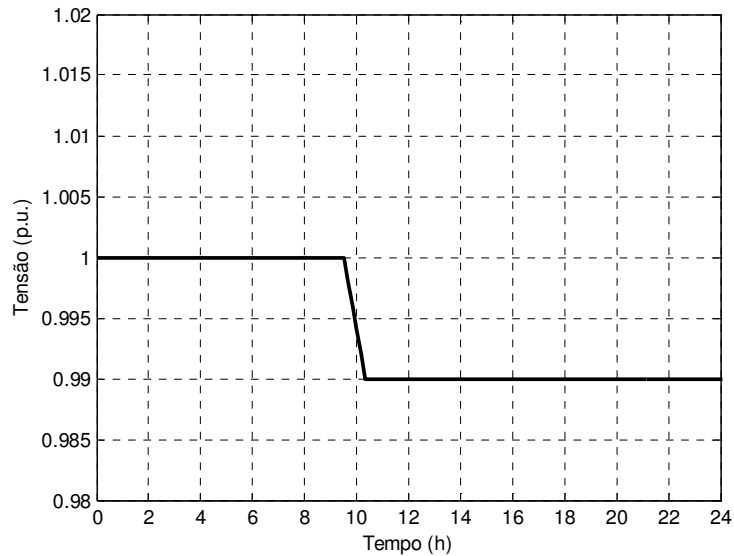


Figura 46 – Referência de tensão para a unidade eólica operando no modo PV e considerando elevada disponibilidade de potência reativa

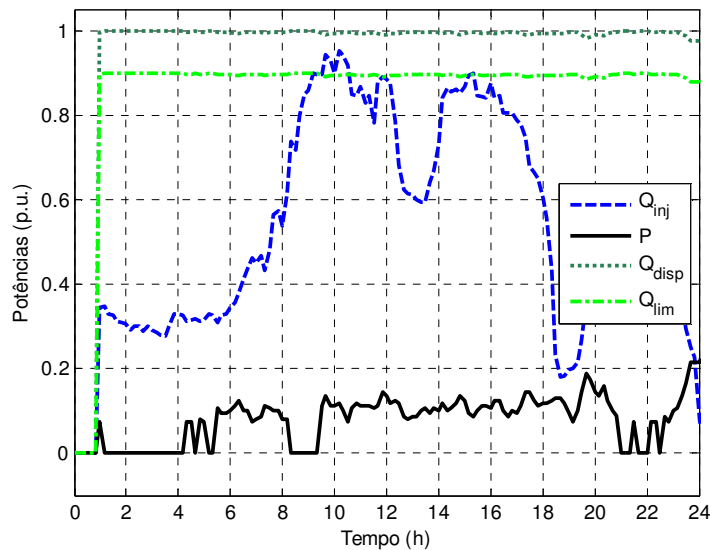


Figura 47 – Potência reativa injetada pela geração eólica operando no modo PV e considerando elevada disponibilidade de potência reativa

Ainda em decorrência da utilização da margem de reserva de potência reativa, o ajuste da referência de tensão para o valor mínimo da largura de banda de tensão para o sistema não foi suficiente para garantir a margem de reserva, e por isso, na sequência houve a comutação de *tap* para diminuir a participação da geração eólica na regulação da tensão. A Figura 48 mostra o momento da comutação de *tap* e permite comparar o número de comutações de *tap* para o período com a operação convencional do transformador OLTC sem a estratégia de controle. Em aproximadamente 15 horas uma nova violação da margem de reserva de potência reativa acontece conforme mostra a Figura 47, conseqüentemente a estratégia demanda uma nova comutação de *tap*. Contudo, ainda é possível verificar a grande redução do número de comutações de *tap*.

Como esperado, a operação da geração eólica no modo PV resulta em um maior valor médio para o módulo da potência reativa injetada, quando comparado com o valor da potência reativa injetada pela estratégia baseada no modo de operação PQ. O Gráfico 5 apresenta os valores médios do módulo da potência reativa injetada com o uso das estratégias referentes aos modos PQ e PV, para diferentes classes de vento e inserção da geração eólica de 50%, considerando o período de um ano de medições de vento.

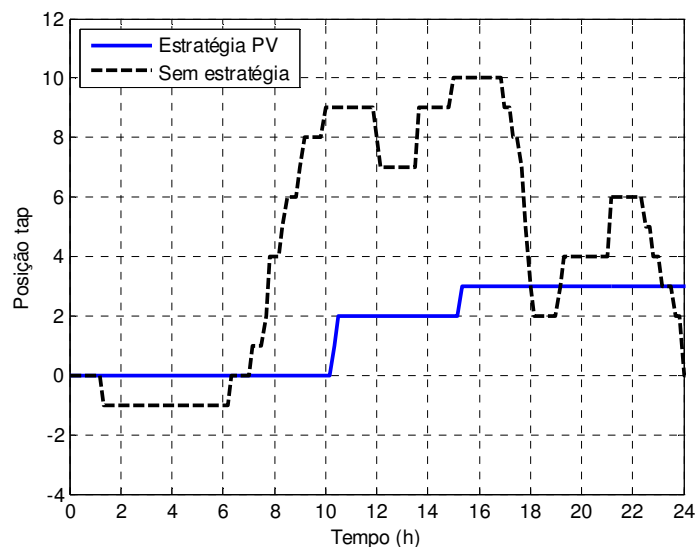


Figura 48 – Comparativo do número de comutações de *tap* do transformador OLTC com e sem a ação da estratégia de controle baseada no modo de operação PV, considerando elevada disponibilidade de potência reativa

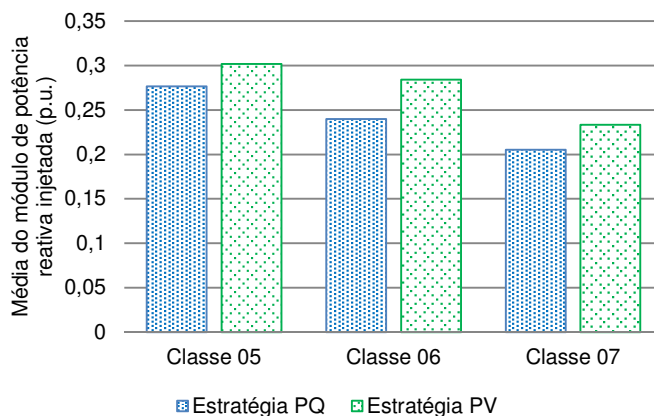


Gráfico 5 – Comparativo do valor médio do módulo da potência reativa injetada pelas estratégias baseadas nos modos PQ e PV

A diferença de valores médios de potência reativa injetada justifica-se pelo fato de que a estratégia apresentada na seção anterior não usa referências de tensão para o sistema, pois sua finalidade é apenas manter a tensão do sistema dentro dos limites toleráveis e não constante, como é o caso da estratégia baseada no modo PV. Entretanto, a estratégia baseada no modo PV é mais eficiente do ponto de vista de qualidade de energia, devido à magnitude mais constante da tensão.

A análise dos resultados da estratégia PV, quanto ao número de comutações de *tap*, mostra que é possível obter bons níveis de redução do número de comutações de *tap* do transformador OLTC. Quando comparado ao caso em que a geração distribuída opera no modo de potência reativa, com $Q=0$ MVar, o percentual de redução atinge 91,74% para o caso com classe de vento 5 e inserção eólica de 50%, considerando o período de medição de vento de um ano. Essa comparação também é feita considerando a estratégia baseada no modo PQ, conforme ilustrado no Gráfico 6. Em geral, com a estratégia PV obteve-se um percentual de redução de comutações de *tap* aproximado de 1% inferior ao obtido com a estratégia PQ para as diferentes classes de vento e inserção eólica.

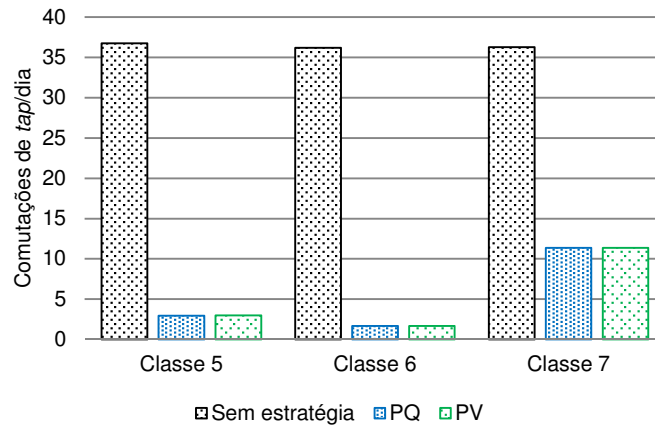


Gráfico 6 – Comparativo do número médio de comutações de *tap/dia* para a operação sem estratégia da UEGD e para as estratégias PQ e PV

Considerando os resultados referentes à magnitude da tensão e a redução no número de comutações de *tap*, a estratégia baseada no modo de operação PV é avaliada como efetiva e com bom desempenho na contribuição para a regulação de tensão. Os ganhos na magnitude da tensão foram significativos, permitindo que a tensão permaneça constante ao longo de grandes intervalos de tempo, mesmo sob a variação da demanda de carga e vento. Paralelamente aos ganhos de qualidade de energia, a estratégia proporcionou uma redução significativa do número de comutações diárias de *tap* do transformador OLTC da subestação.

O uso da estratégia em questão, associado às características do vento, pode gerar comportamentos indesejáveis na magnitude da tensão do sistema, especialmente nos casos de baixa inserção da geração eólica e classe de vento elevada, como por exemplo, classe de vento 7 com inserção eólica de 50%. A indisponibilidade súbita de potência reativa nos aerogeradores prejudica a eficácia da estratégia proposta, pois na ocorrência destas, a tensão viola os limites da largura de banda (V_{\max} e V_{\min}), exigindo a atuação do transformador OLTC, conforme ilustram as Figuras 49, 50 e 51. A Figura 49 apresenta a magnitude da tensão na barra de referência durante um período de 24 horas no qual ocorrem violações da largura de banda em razão da diminuição súbita da disponibilidade de potência reativa. Aproximadamente no instante 8 horas, verifica-se que ocorre um desvio em torno de 3% na magnitude da tensão em relação ao limite da largura de banda, ocasionado pela perda de disponibilidade de potência reativa. A priori de tal violação, a tensão foi mantida constante, de acordo com a referência de tensão

adotada. Subitamente houve a elevação da potência ativa gerada em função do aumento da velocidade do vento incidente, que por consequência determinou a diminuição da disponibilidade de prestar serviços ancilares ao sistema de distribuição.

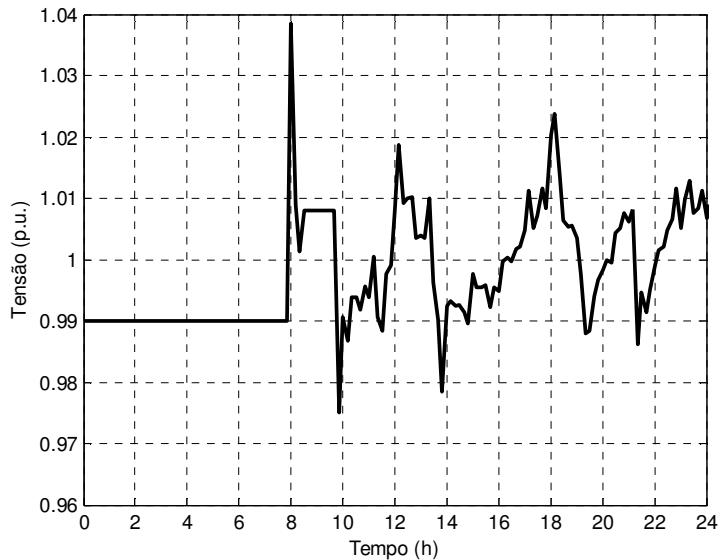


Figura 49 – Magnitude da tensão diante da perda súbita de disponibilidade de potência reativa para a estratégia PV

De modo a justificar a elevação súbita da magnitude da tensão, a Figura 50 apresenta as curvas das potências ativa e reativa geradas através das unidades eólicas. É possível observar que ocorre uma grande variação da potência ativa gerada naquele instante e, conseqüentemente, a redução da disponibilidade de potência reativa que provocou a violação da largura de banda mostrada na Figura 49. A grande variação da potência ativa pode ser originada de fortes rajadas de vento ou em razão das elevadas velocidades de vento incididas sobre as turbinas eólicas.

Em razão da diminuição da capacidade ou da incapacidade de prestar serviços ancilares, a comutação de *tap* volta a ocorrer de maneira convencional, onde o transformador OLTC fica responsável por regular a tensão do sistema. A Figura 51 exhibe a curva de comutações de *tap* durante o referido período amostrado anteriormente, e nela é possível verificar que as comutações ocorrem nos intervalos em que houve indisponibilidade de potência reativa.

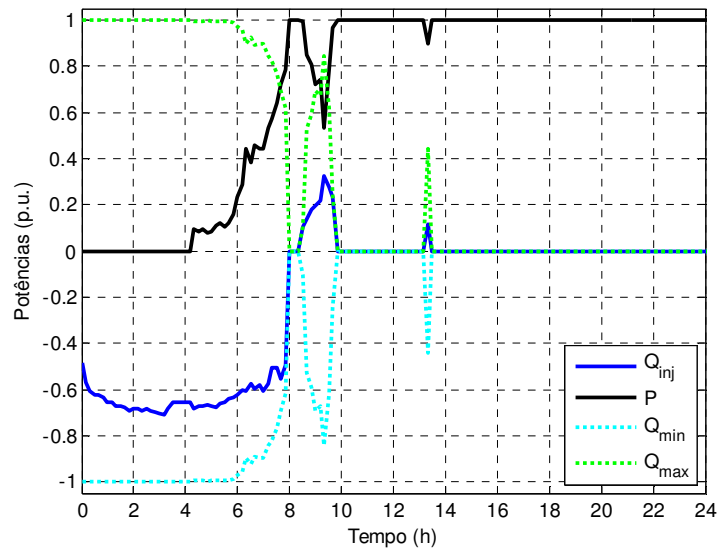


Figura 50 – Curva das potências ativa e reativa injetadas considerando a perda súbita de disponibilidade de potência reativa para a estratégia PV

Para prevenir estas variações abruptas na geração eólica podem ser usados métodos de previsão do vento para subsidiar o sistema de geração eólica com informações antecipadas, possibilitando determinar o perfil futuro das grandezas que impactam na regulação de tensão. Neste contexto, a seção seguinte descreve os resultados obtidos para a estratégia de regulação de tensão proposta que utiliza dados de vento e carga estimados.

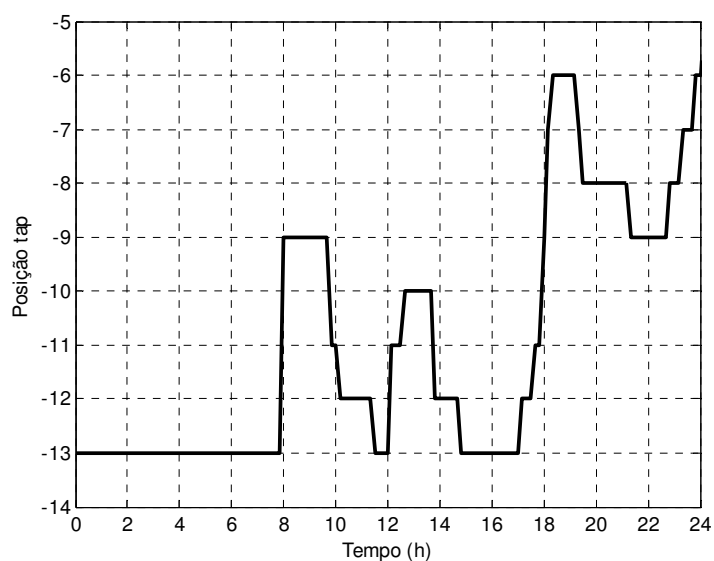


Figura 51 – Curva de operação do transformador OLTC considerando a perda súbita de disponibilidade de potência reativa para a estratégia PV

5.5.4 Avaliação da Estratégia de Regulação de Tensão Baseada no Modo de Operação PV Considerado Estimativa de Vento e Carga

Testes realizados e apresentados neste trabalho comprovam que o comportamento estocástico da velocidade do vento tem grande influência sobre as estratégias de regulação de tensão propostas, principalmente quando os aerogeradores operam injetando potência reativa no sistema de distribuição. Como forma de atenuar o impacto da variabilidade e intermitência da velocidade do vento, estratégias de regulação de tensão envolvendo dados de previsão de vento e carga foram propostos.

Nesta seção são apresentados os resultados dos testes desenvolvidos para a estratégia de regulação de tensão utilizando dados de vento e carga estimados. Para avaliar a estratégia de controle proposta, testes foram realizados para diferentes classes de vento e de inserção eólica. Três níveis de erro máximo, 0% (caso ideal), 5% e 10%, são considerados na previsão de vento e carga, com o propósito de verificar o impacto do erro no desempenho da estratégia de controle.

Os resultados mostram que os perfis das curvas de tensão para o sistema de distribuição adotado são diferentes para os distintos valores de erro máximo de previsão. Isso ocorre porque os erros de previsão têm valores máximos distintos e também são aleatórios, e induzem a estratégia a assumir pontos diferentes de operação, ou seja, valores distintos de referência de tensão, de posição de *tap* e de potência reativa injetada. A Figura 52 ilustra a magnitude da tensão considerando a estratégia de regulação baseada em dados estimados de vento e carga para o caso com inserção de 50% da geração eólica e classe de vento 5, para um período de 24 horas sob condições de carga, com diferentes índices de erro do sistema de previsão.

A comparação inicial das estratégias de regulação de tensão com previsão de vento e carga com a estratégia sem previsão resulta em uma avaliação positiva da inserção da previsão. A análise da tensão obtida para o teste com 0% de erro no sistema de previsão de vento e carga demonstra um ótimo desempenho da estratégia de regulação. Neste caso a tensão da barra de referência permanece contida dentro dos limites V_{\max} e V_{\min} da largura de banda da tensão por todo o período simulado. Este perfil caracteriza a melhora da qualidade de energia do sistema, verificada pela ausência das violações dos limites de tensão para o sistema

e também através da atenuação expressiva das flutuações de tensão nos períodos em que há disponibilidade de geração de potência reativa nos aerogeradores. Embora o sistema de previsão de vento e carga assuma 0% de erro, sabe-se que esta é uma condição ideal e apenas possibilita evidenciar o benefício de se utilizar dados de previsão de carga e vento.

Os testes usando previsão de vento e carga com os índices de erro máximo de 5% e 10% resultam em perfis de tensão com violações dos limites da largura de banda da barra de referência. A proporção das violações da largura de banda além de sofrer influência do erro da previsão é também resultado da inserção eólica no sistema de distribuição. Grandes níveis de inserção da geração eólica aumentam a participação das unidades eólicas na regulação da tensão do sistema de distribuição e por consequência o impacto da perda da capacidade de regulação da tensão é maior, gerando grandes variações de tensão. Entretanto, ambos os perfis de tensão na barra de referência obtidos são vantajosos quando comparados à estratégia de regulação de tensão sem a previsão do vento e da carga. A diminuição da variação da tensão além dos limites V_{\max} e V_{\min} da largura de banda da tensão é possível devido à diminuição das incertezas das variações do vento e da carga.

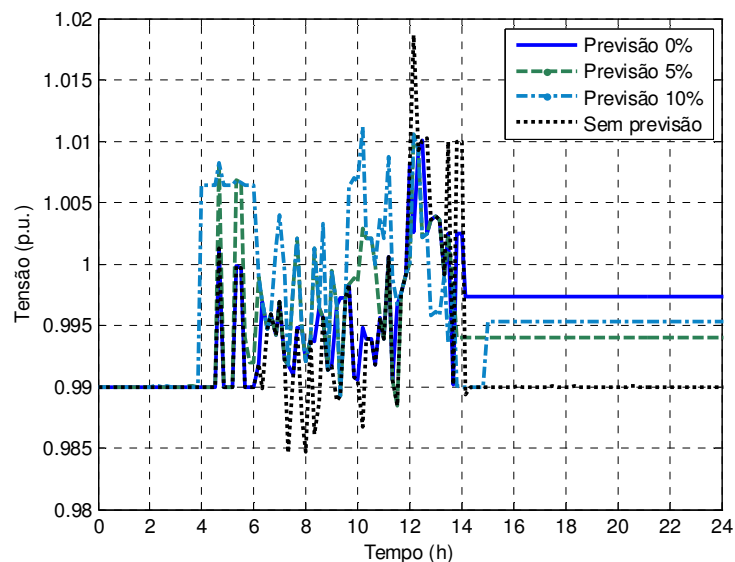


Figura 52 – Comparação da magnitude da tensão para a estratégia PV com e sem sistemas de previsão de vento e carga

A Figura 53 mostra em detalhes a tensão do sistema para um período de tempo onde é possível detectar que grandes violações de tensão ocorrem para a

estratégia de regulação de tensão sem a previsão, e que são minimizadas parcialmente ou completamente através da estratégia de regulação que utiliza os métodos de previsão de vento e carga. A eficiência da estratégia depende do percentual de erro do sistema de previsão.

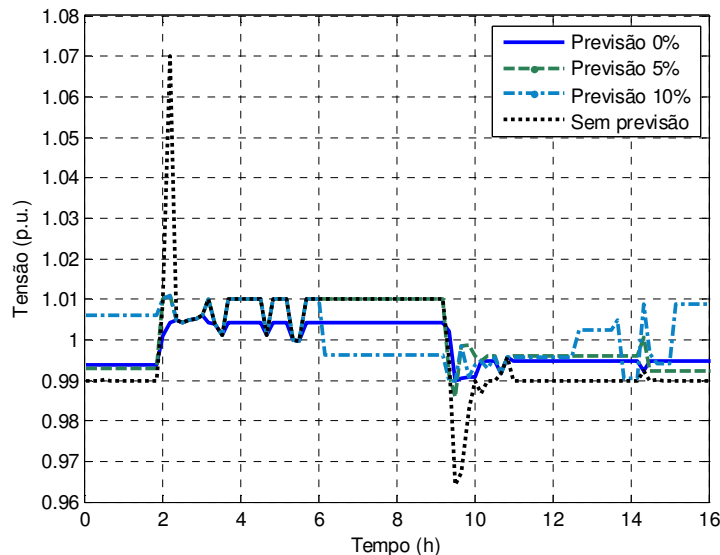


Figura 53 – Comparação da magnitude da tensão para a estratégia PV com e sem sistemas de previsão de vento e carga perante indisponibilidade de potência reativa

Erros da previsão do vento e carga também podem causar violações dos limites de tensão da barra de referência, como mostra a Figura 54, a qual considera classe de vento 5 e 50% de inserção da geração eólica. No intervalo ilustrado na figura em questão, a geração eólica está produzindo potência ativa máxima, inviabilizando a prestação de serviços ancilares por parte da geração distribuída e exige a operação do transformado OLTC para manter a tensão regulada. O resultado da simulação mostra que para os casos com estimativa de vento e carga com erros de 5 e 10% ocorrem violações dos limites de tensão V_{\max} e V_{\min} . O motivo pelo qual acontecem tais violações é o erro característico da previsão e a indisponibilidade de fornecer potência reativa nas unidades geradoras distribuídas. Entretanto, as amplitudes do desvio que excede os limites de tensão, em média, são inferiores às violações que ocorrem sob a regulação da tensão com a estratégia sem estimativa de vento e carga. Ainda que o sistema de previsão contenha um percentual de erro no valor previsto, em muitas situações o sistema de previsão permite determinar a tendência da variação do vento e da demanda de carga,

possibilitando realizar ações com antecedência para uma regulação de tensão precisa e efetiva. Em situações como esta, a amplitude da violação da tensão ocorrida é inferior à amplitude da violação quando comparado com o caso sem previsão de vento e carga. Este fato pode ser avaliado como ponto positivo para o uso de sistemas de previsão de vento e de carga em sistemas de regulação de tensão, pois mesmo com índices de erros a estratégia apresenta bons resultados na regulação da tensão.

A estratégia de regulação de tensão proposta com a estimativa de vento e carga também apresentou bons resultados para o caso em que se considera a margem de reserva de potência reativa. Nos resultados obtidos para o caso de 0% de erro na previsão do vento e da carga verificou-se que a margem de potência reativa foi mantida e não foi utilizada pela estratégia, obviamente pela ausência de erros na previsão. Isso significa que para o caso ideal, sem erro de previsão, não há necessidade de manter a margem de reserva de potência reativa para suprir a regulação em situações críticas de variações de carga e vento não previstas. Entretanto para os testes com erros nas previsões nota-se que a reserva de potência reativa foi utilizada nos casos onde a inserção eólica é baixa (casos de 25%), mas ainda assim possibilitou a regulação da tensão dentro dos limites estabelecidos mesmo com a presença de erros máximos de previsão de 5 e 10%.

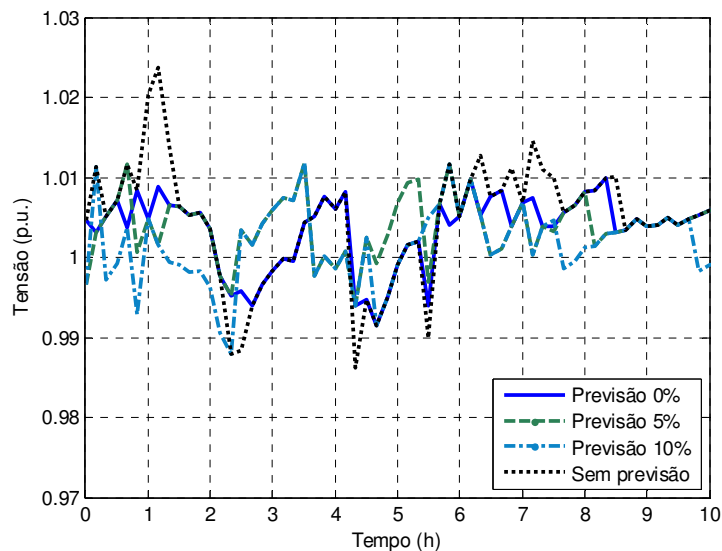


Figura 54 – Período em que a estratégia de regulação de tensão com estimativa de vento e carga não apresenta bons resultados

Na Figura 55 são apresentadas as curvas de potência ativa e reativa injetada para o teste da estratégia com previsão de vento e carga considerando erro máximo de 10%, inserção de 25% da geração eólica e classe de vento 5. No intervalo apresentado ocorrem duas situações – das 8 às 10 e das 18 às 20 horas – em que a margem de potência reativa é utilizada para regular a tensão. Em ambos os casos o erro da previsão de vento e carga foi significativo a ponto de não possibilitar antecipação das ações de controle sem a utilização do percentual de margem de potência reativa. Portanto, assim que a estratégia passou a utilizar a margem de reserva para regular a tensão, o ajuste da tensão de referência é feito com o objetivo de minimizar a injeção de potência reativa, como mostra a Figura 56 na qual é apresentado a magnitude da tensão de referência da barra para os testes com classe de vento 5 e inserção de 25% da geração eólica, considerando erro máximo na previsão do vento e carga de 10%. Neste caso, quando a geração eólica utiliza a margem de reserva de potência reativa capacitiva há o ajuste da tensão de referência para minimizar a injeção de potência reativa e garantir a reserva de potência reativa, como ocorre no intervalo das 18 às 20 horas. Neste período a margem de potência reativa indutiva é atingida e a partir de então a tensão de referência é elevada com o objetivo de reduzir a injeção de potência reativa indutiva.

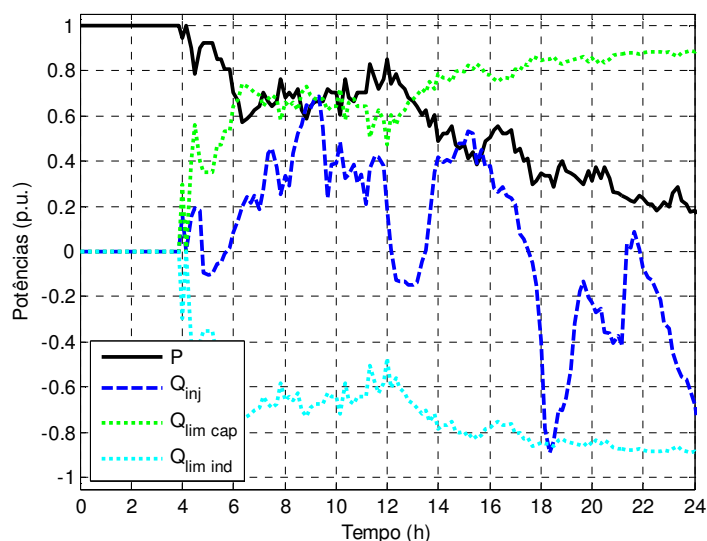


Figura 55 – Utilização da margem de potência reativa na estratégia com previsão de vento e carga

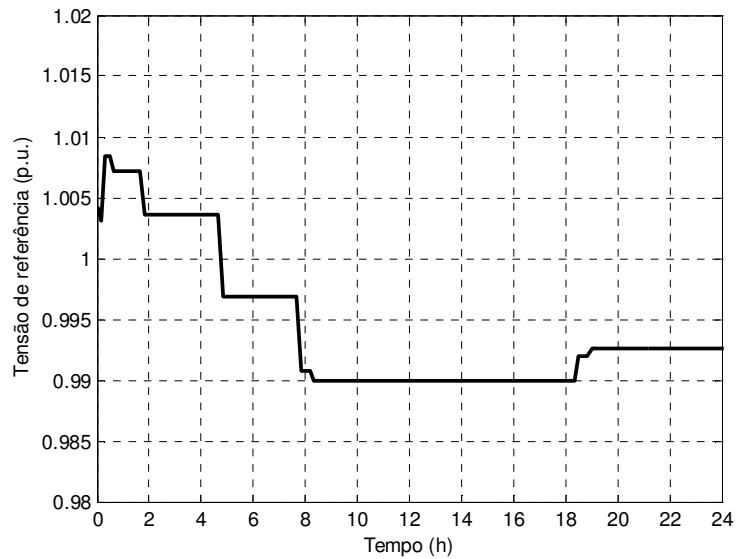


Figura 56 – Tensão de referência para a regulação de tensão no caso onde a margem de potência reativa é utilizada

A ausência de margem de potência reativa gera a necessidade da troca de *tap* no transformador OLTC com o objetivo de amenizar a injeção de potência reativa por parte da geração eólica. Na Figura 57 observa-se que no período intermediário entre 8 e 20 horas são realizadas comutações de *tap* devido a indisponibilidade de potência reativa nos aerogeradores e da limitação da largura de banda para a tensão de referência do sistema regulador. A Figura 57 ilustra o número de comutações de *tap* do transformador OLTC para a estratégia PV com e sem previsão de vento e carga, com inserção de 25% da geração eólica, classe de vento 5 e erro máximo de previsão de 10%. Neste caso as comutações de *tap* são motivadas pelo sistema de previsão de vento e carga que possibilita determinar a tensão para a próxima iteração (10 minutos à frente). Assim que a estratégia proposta detecta a provável futura violação dos limites da largura de banda da tensão, ações preditivas são realizadas com o objetivo de eliminar a possibilidade de violação e manter a tensão regulada dentro dos limites aceitáveis.

Como dito anteriormente, o período de medição de ventos considerado é caracterizado pela indisponibilidade de potência reativa nos aerogeradores. Portanto, assim que a indisponibilidade de potência reativa é prevista pela estratégia, calculada com base nos dados de vento e carga estimados, a estratégia determina a comutação de *tap* para manter a tensão do sistema de distribuição regulada.

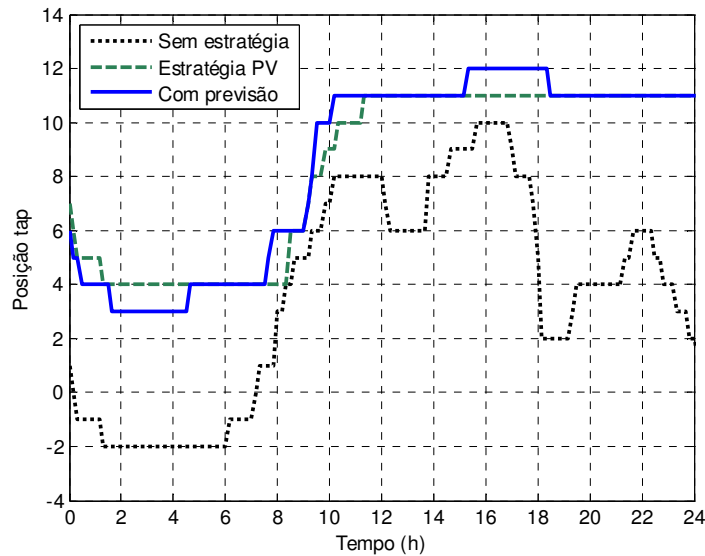


Figura 57 – Comparativo do número de comutações de *tap* para a estratégia PV com e sem previsão de vento e carga considerando erro máximo de previsão de 10%

Como as ações de controle são definidas a partir dos dados de vento e carga estimados, nem sempre as ações determinadas pela estratégia são acertadas. Dentre as ações indevidas pode-se mencionar a comutação de *tap* que pode ocorrer sem a real necessidade de comutação. Para avaliar o impacto da previsão do vento e carga sobre o número de comutações de *tap*, testes foram realizados para diferentes situações de inserção da geração eólica, classe de vento e índice de erro do sistema de previsão, conforme apresentado na Tabela 7. Na tabela em questão verifica-se que o número médio diário de comutações de *tap* para a estratégia com previsão de vento e carga aumentou em relação à estratégia sem previsão, mesmo para o caso com previsão livre de erros. Independente do índice de erro do sistema de previsão, a estratégia proposta sempre busca regular a tensão com maior eficiência possível, antecipando ações de regulação para evitar a violação dos limites de tensão aplicados ao sistema proposto. A maioria das ocorrências as violações de tensão acontecem por indisponibilidade de potência reativa e, portanto, a ação desencadeada pela estratégia de previsão é a troca de *tap*, o que justifica o leve aumento no número de comutações. No entanto, o pequeno aumento no número médio diário de comutações de *tap* nos testes com previsão livre de erros é justificado pela melhora da magnitude da tensão quando comparado ao caso sem previsão.

A estratégia de controle com previsão, nos casos de erro máximo de 5 e 10% e níveis baixos de inserção da geração eólica, apresentou um aumento expressivo no número de violações dos limites de tensão da largura de banda. Essas violações ocorreram pelo fato das ações de controle se basearem em dados estimados de vento e carga com erro, o que leva à injeção de potência reativa e trocas de *tap* de forma inadequada. No caso do erro de 10% na previsão, o teste para a classe de vento 6, com inserção de 25% da geração eólica, resultou num aumento do valor médio diário de comutações de *tap* superior a 400%, como mostra a Tabela 7.

Uma análise bastante detalhada da estratégia de regulação de tensão com previsão do vento e da carga é apresentada na sequência com foco nas ocorrências de violações de tensão verificadas nos testes, para possibilitar a avaliação do impacto do erro da previsão do vento e carga sobre o perfil da regulação de tensão.

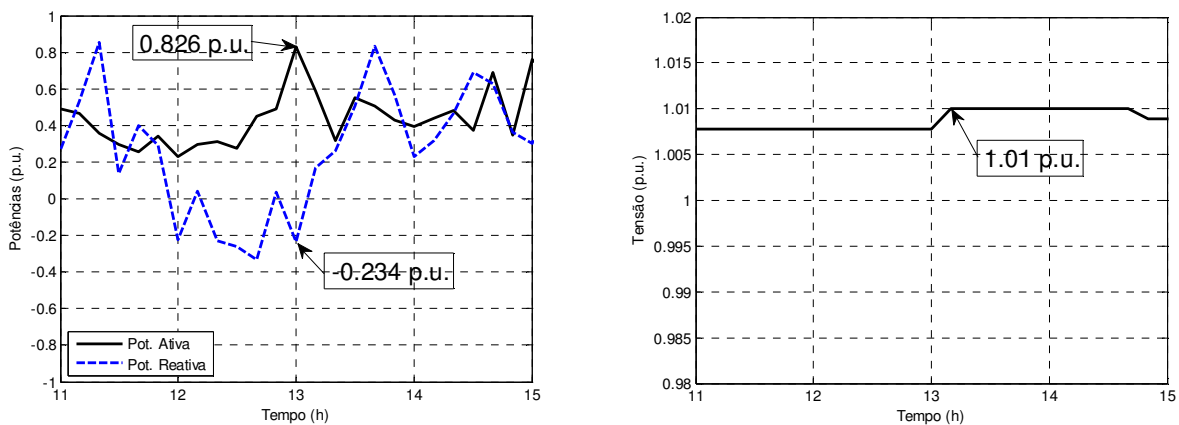
A análise é específica para violações verificadas para o caso com inserção de 25% da geração eólica, classe de vento 6 e índice de erro máximo da previsão do vento e da carga de 10%, haja vista que a baixa inserção eólica é a que tem menor poder de regulação e que é mais fortemente impactada pelo erro da previsão. Na operação normal da estratégia de controle proposta os dados previstos são utilizados para determinar as condições de operação dos aerogeradores e principalmente a magnitude da tensão no horizonte de 10 minutos adiante.

Tabela 7 – Comparativo do número médio de comutações diárias de *tap* para as estratégias com e sem previsão de vento e carga

Classe de vento	Índice de inserção eólica	Estratégia PV sem previsão	Estratégia PV com previsão		
			Erro 0%	Erro 5%	Erro 10%
5	25%	4,098	6,081	8,359	13,299
	50%	3,0	3,051	3,714	5,855
	75%	2,671	2,697	3,316	5,030
6	25%	2,592	5,394	7,553	12,048
	50%	1,687	1,799	2,452	4,128
	75%	1,528	1,567	2,103	3,377
7	25%	14,025	15,652	18,946	30,722
	50%	11,373	11,791	14,158	22,535
	75%	10,377	10,484	12,952	19,937

Na análise de caso inicial, a violação do limite da largura de banda ocorre devido ao erro na velocidade do vento prevista, pois a estratégia determina a

potência ativa a ser gerada 10 minutos adiante, que corresponde a 0,826 p.u. no caso em análise, a partir do vento previsto, como ilustra a Figura 58 (a). Um estudo de fluxo de potência realizado com os dados de potência ativa gerada prevista e demanda de carga prevista mostra que a injeção de 0,234 p.u. de potência reativa indutiva por parte da geração eólica possibilitaria que a tensão fosse regulada em 1,01 p.u., como mostra as Figura 58 (a) e (b).



(a) Potência ativa prevista e potência reativa calculada

(b) Tensão prevista na barra de referência

Figura 58 – Dados previstos e calculados utilizados pela estratégia para determinar ações de controle considerando vento de classe 6, inserção de 25% da geração eólica e erro da previsão de 10%

No entanto, os valores de tensão e da potência reativa estipulados com o sistema de previsão e do cálculo do fluxo de potência, não foram precisos o suficiente para manter a tensão regulada dentro da largura de banda para a tensão do sistema de distribuição. Em virtude disso, a tensão do sistema de distribuição atingiu a amplitude de 1,026 p.u., ou seja, excedeu o limite superior da tensão em 0,016 p.u., como mostra a Figura 59 (a). No instante em que ocorre a violação da largura de banda verifica-se que a geração eólica é submetida a uma forte rajada de vento que a leva ao limite de geração de potência ativa e anula a capacidade de geração de potência reativa, conforme mostra a Figura 59 (b). A elevação da velocidade do vento que incide sobre as unidades eólicas foi prevista, porém o alto grau de incerteza no sistema de previsão impossibilitou a previsão exata da velocidade do vento, resultando em um erro aproximado de 1,0 m/s.

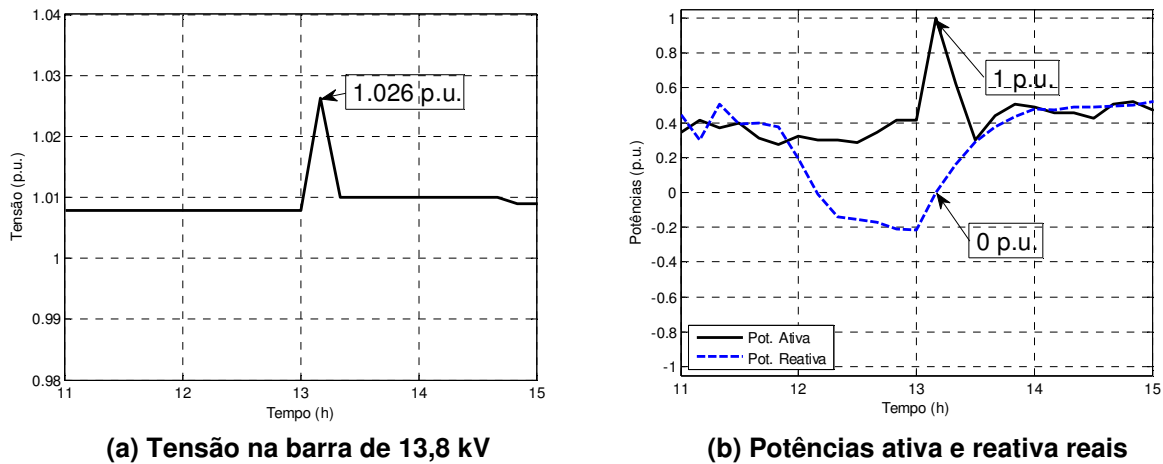


Figura 59 – Análise do impacto do erro da previsão do vento sobre a regulação de tensão

Para índices de inserção superiores a 25% a geração eólica ganha maior capacidade de regulação da tensão e reduzem o número das comutações de *tap*, mesmo para a estratégia com previsão de vento e carga. Isso explica o grande aumento nas comutações de *tap* para a inserção de 25% da geração eólica.

Além do aumento do número de comutações a utilização da previsão do vento e carga na estratégia de regulação de tensão proposta proporciona leve redução no valor médio da potência reativa injetada. A potência reativa injetada no sistema de distribuição pelas unidades eólicas está relacionada inversamente com o número de comutações de *tap*, pois o aumento das comutações significa que o transformador OLTC aumentou sua participação na regulação da tensão do sistema de distribuição, o que resulta na injeção de parcelas menores de potência reativa. Além disso, o aumento no índice de erro da previsão do vento e carga faz com que o valor médio da potência reativa injetada diminua em razão da incerteza da previsão, que prevê um perfil do sistema impossível de ser regulado através da capacidade de prestação de serviços ancilares com a geração eólica distribuída. Em consequência o número de comutações de *tap* do transformador OLTC aumenta, conforme pode ser verificado no Gráfico 7, que compara o valor médio de potência reativa injetada para as estratégias de regulação de tensão com e sem previsão, sob combinações de erro na previsão, classes de vento, para a inserção eólica de 50%.

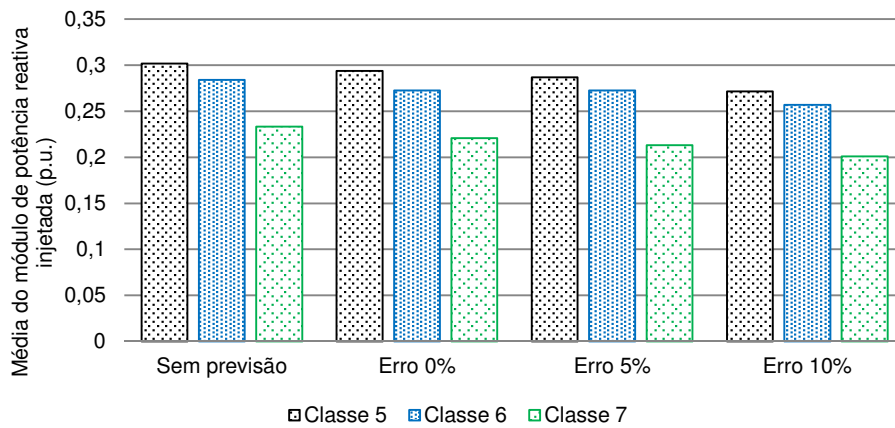


Gráfico 7 – Comparativo da potência reativa injetada pelas estratégias com e sem previsão de vento e carga

De maneira geral o uso de sistemas de previsão de vento e carga em estratégias de regulação de tensão podem trazer benefícios para o sistema de distribuição, desde que o sistema de previsão seja eficiente, ou seja, com baixo índice de erro. O sistema de previsão aplicado na estratégia auxiliou a regulação de tensão em regime permanente de forma a evitar que variações bruscas de vento e de carga causem variações abruptas de tensão que ultrapassem os limites máximos e mínimos definidos pela largura de banda.

O uso de uma previsão ideal de vento e carga (índice de erro 0%) mostrou que ganhos significativos na qualidade da tensão são obtidos através da redução das flutuações de tensão e da manutenção da tensão dentro de uma estreita largura de banda em períodos de baixa geração de potência ativa, além da possibilidade de coordenação entre unidades eólicas de geração e o transformador OLTC. Tais ganhos em qualidade de energia também foram alcançados com o uso das previsões com erros. A influência do erro sobre os resultados é perceptível, pois os resultados para o sistema de previsão com erro máximo de 10% resultam na atenuação de grande parte das variações abruptas na tensão. Contudo, em determinadas situações o erro da previsão do vento e da carga provoca a extrapolação da tensão para fora da largura de banda em virtude da incerteza da previsão. Porém nestes casos, a amplitude da violação obviamente é inferior ao verificado na estratégia sem previsão, e à medida que o erro do sistema de previsão diminui a amplitude da violação dos limites V_{\max} e V_{\min} também diminui.

Observou-se nos testes realizados que mesmo com o aumento no número de comutações de *tap* do transformador OLTC, resultante da coordenação entre

geração eólica e o transformador OLTC e técnicas de previsão, os resultados obtidos podem ser considerados bons quando se compara à operação do sistema sem as estratégias de controle propostas. Os dados apresentados na Tabela 8 mostram que o aumento do número de comutações de *tap* ainda possibilita obter uma redução no número total de comutações de *tap* em relação à operação do sistema sem as estratégias de controle propostas.

Nota-se também na tabela que os resultados obtidos para a estratégia com previsão sob condições de vento classe 7 diferem dos resultados para as outras classes de vento, pois o percentual de redução das comutações de *tap* é menos expressivo, especialmente para o caso com 25% de inserção. No caso do vento de classe 7 o valor médio da velocidade do vento é mais elevado, fazendo com que a geração eólica gere mais potência ativa, reduzindo assim a disponibilidade de potência reativa. Níveis menores de inserção da geração eólica resultam em menores valores de potência reativa disponível, afetando assim a capacidade de regulação de tensão da geração distribuída.

Tabela 8 - Comparativo do número médio de comutações diárias de *tap* para as estratégias sem previsão e com previsão com diferentes índices de erro na previsão

Classe de vento	Índice de inserção eólica	Comutações de <i>tap</i> /dia			Percentual de redução	
		Controle convencional	Estratégia PV sem previsão	Estratégia PV com previsão erro 10%	Estratégia PV sem previsão	Estratégia PV com previsão erro 10%
5	25%	36,889	4,098	13,299	88,891%	63,949%
	50%	36,752	3,0	5,855	91,837%	84,069%
	75%	37,064	2,671	5,030	92,794%	86,429%
6	25%	36,307	2,592	12,048	92,861%	66,816%
	50%	36,192	1,687	4,128	95,339%	88,594%
	75%	35,773	1,528	3,377	95,729%	90,556%
7	25%	36,994	14,025	30,722	62,088%	16,961%
	50%	36,291	11,373	22,535	68,662%	37,905%
	75%	36,063	10,377	19,937	71,225%	44,716%

5.5.5 Avaliação da Estratégia de Regulação de Tensão Baseada no Modo de Operação PV considerando Banco de Capacitores Chaveados

Estratégia de regulação de tensão que considera o banco de capacitores chaveados operando de forma coordenada com as unidades eólicas distribuídas

também se mostrou eficaz na regulação da tensão. Com a atuação do banco de capacitores obtém-se a redução do número de comutações de *tap* do transformador OLTC associada à manutenção da regulação da tensão eficiente, já obtida com a estratégia PV sem a presença de banco de capacitores.

Para o desenvolvimento dos testes considerou-se as limitações do número de chaveamento do banco de capacitores, natural neste tipo de equipamento, para preservar a integridade dos módulos capacitivos bem como do sistema de manobra, normalmente disjuntores a vácuo com câmara de extinção de arco voltaico. Considerou-se o limite de apenas 1 manobra de energização por hora e apenas 5 comutações diárias. A potência total do banco de capacitores foi determinada com base na curva de carga do sistema de distribuição, onde se optou por um banco capacitivo com potência aproximada de 33% da demanda máxima de potência reativa da carga, sendo assim, adotou-se a potência total de 4 MVar, composto por módulos de 1 MVar.

Como esperado, a estratégia de controle PV com referência de tensão variável e reserva de potência reativa auxiliada por banco de capacitores e transformador OLTC permitiu obter a magnitude de tensão muito semelhante ao obtido nos resultados para a estratégia de regulação de tensão baseada no modo de operação PV com referência de tensão variável apresentada na seção 5.5.3. As análises dos resultados das simulações realizadas mostram perfis de tensão bastante similares que impossibilitam verificar ganhos significativos quando se compara os perfis de tensão referentes às estratégias PV com e sem banco de capacitores. A Figura 60 ilustra a magnitude da tensão da barra de referência para a operação da estratégia com classe de vento 5 e inserção de 50% da geração eólica para o mesmo período de 24 horas considerado nos resultados apresentados para a estratégia PV sem banco de capacitores. No intervalo entre 4 e 14 horas, a tensão do sistema de distribuição oscila de acordo com a geração de potência ativa e demanda de carga devido à indisponibilidade de prestar serviços ancilares da geração eólica. Verifica-se no período mencionado que a magnitude da tensão para a referida estratégia também fica contida dentro dos limites de tensão aceitáveis para a barra de referência, como acontece na estratégia sem banco de capacitores.

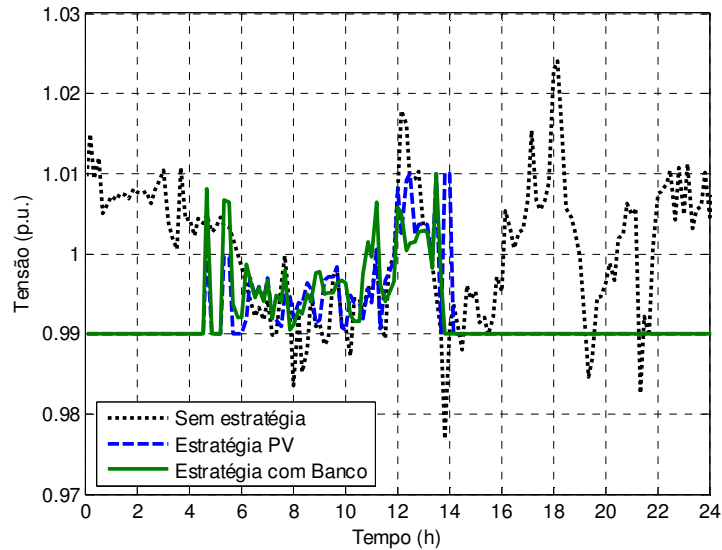


Figura 60 – Comparativo da magnitude da tensão para a estratégia PV com e sem banco de capacitores chaveados

A potência reativa injetada pelas estratégias PV com e sem banco de capacitores através das unidades eólicas distribuídas também é bastante parecida. O Gráfico 8 ilustra a potência reativa média injetada pelas unidades eólicas na operação com diferentes classes de vento e inserção de 50% da geração eólica, considerando os dados de vento para o período de um ano. A conexão de módulos capacitivos basicamente restringe-se à indisponibilidade de potência reativa nas unidades eólicas. Como mostra o Gráfico 8, a operação com classe vento 5 é a única situação em que a inserção do banco de capacitores chaveados na estratégia proporcionou redução da potência reativa média injetada. Para as classes de vento 6 e 7, o valor médio de potência reativa injetada elevou-se em 0,001 p.u. e 0,0005 p.u. respectivamente.

Por outro lado, a análise do número de comutações de *tap* do transformador OLTC resulta em números otimistas. A inserção de banco de capacitores chaveados na hierarquia de regulação de tensão propicia maior poder de regulação de tensão à estratégia e por isso minimiza as atuações do transformador OLTC. A Tabela 9 apresenta a comparação do número médio diário de comutações de *tap* para as diferentes classes de vento e de inserção da geração eólica, considerando os dados de vento para o período de um ano. A redução do número de comutações obtida quando comparada à estratégia PV sem banco de capacitores mostra a possibilidade de ampliar os benefícios já obtidos com as estratégias apresentadas

previamente em relação à manutenção do transformador OLTC. O melhor resultado verificado ocorre para a classe de vento 7, com uma redução de 47,076% no número de comutações de *tap* em relação a estratégia PV sem banco de capacitores.

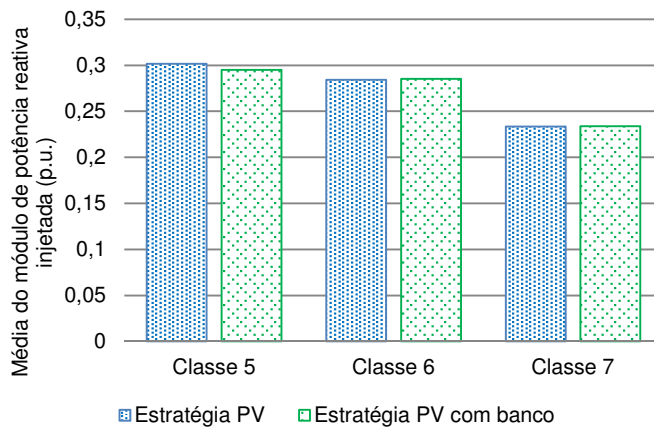


Gráfico 8 – Valor médio da potência reativa injetada pelas estratégias PV com e sem banco de capacitores

Tabela 9 - Comparativo do número médio diário de comutações de *tap* para as estratégias PV com e sem banco de capacitores chaveados

Classe de vento	Índice de inserção eólica	Comutações de <i>tap</i> /dia		Percentual de redução
		Estratégia PV	Estratégia PV com banco	
5	25%	4,098	1,479	36,091%
	50%	3,0	1,205	40,167%
	75%	2,671	0,944	35,343%
6	25%	2,592	0,838	32,330%
	50%	1,687	0,673	39,893%
	75%	1,528	0,545	35,668%
7	25%	14,025	6,282	44,791%
	50%	11,373	5,354	47,076%
	75%	10,377	4,256	41,014%

Os resultados apresentados permitem vislumbrar um cenário onde a operação de unidades eólicas prestando serviços ancilares a determinado sistema de distribuição de forma coordenada com transformador OLTC e banco de capacitores, pode tornar-se viável devido à magnitude de tensão e a redução do número de comutações de *tap*.

5.5.6 Considerações Finais

Os resultados apresentados mostram que os objetivos propostos para o trabalho foram alcançados. Todas as estratégias desenvolvidas e analisadas neste capítulo mostraram-se capazes de propiciar a regulação de tensão coordenada com transformadores OLTC e banco de capacitores, proporcionando ganhos na qualidade da tensão fornecida aos consumidores e também com a redução do número de comutações de *tap*.

Dentre as estratégias propostas, a que é melhor avaliada é a estratégia PV, apresentada na seção 5.5.3, devido à melhor regulação da tensão e ao elevado percentual de redução no número de comutações de *tap* do transformador OLTC. Com o uso dessa estratégia de controle a tensão permanece constante durante a disponibilidade de potência reativa nas UEGDs.

Com relação às diferentes combinações de classe de vento e inserção eólica testadas, é possível afirmar que a estratégia PV destaca-se pelos bons resultados diante da operação com ventos de classe 5 e 6, e para níveis de inserção elevados (acima de 50%), onde a disponibilidade de potência reativa nos aerogeradores é significativa. Os efeitos positivos da estratégia PV também podem ser obtidos através do sobre dimensionamento dos conversores de potência, que assim podem disponibilizar uma maior parcela de potência reativa ao sistema de distribuição. No caso de ventos de classe elevada e baixa inserção da geração eólica (inferior à 50%), o uso da estratégia PV pode resultar em um número excessivo de trocas de referência de tensão para o sistema e em um elevado número de comutações de *tap*. Nesse caso, a magnitude da tensão apresentará flutuações e variações decorrentes da indisponibilidade de potência reativa nas UEGDs e a conseqüente mudança para o modo de operação PQ. Portanto, no caso de baixa inserção da geração eólica e ventos de classe elevada, seria melhor utilizar a estratégia PQ para evitar os problemas mencionados previamente.

6 CONCLUSÃO

Ao longo deste trabalho discorreu-se sobre as mudanças no perfil da matriz energética mundial devido à busca de fontes de energia renováveis como a energia eólica. Além de novas fontes de energia exploradas atualmente, é fato que o formato tradicional de geração de energia elétrica de forma centralizada em grandes usinas vem se modificando, em razão da integração da geração distribuída ao longo do sistema elétrico. As interligações da geração distribuída ao longo de sistemas de transmissão e distribuição podem influenciar de diversas formas na qualidade da energia elétrica do sistema, em especial, as fontes variáveis de energia como é o caso da energia eólica. A geração distribuída pode impactar na magnitude da tensão do sistema, o que pode resultar em problemas de estabilidade da tensão, variações de tensão de longa duração e flutuações de tensão.

Diversos estudos têm mostrado que as unidades eólicas são capazes de prestar serviços ancilares de regulação de tensão. Sob esta perspectiva, o estudo desenvolvido teve por finalidade avaliar o impacto da geração eólica distribuída na magnitude da tensão de um sistema de distribuição e também propor estratégias de controle coordenado de tensão para sistema de distribuição com geração eólica. As avaliações e validações realizadas foram baseadas em um sistema de distribuição com topologia típica e considerando dados reais para a linha de transmissão e transformador OLTC, assim como dados reais de velocidade de vento e curva de carga para o sistema.

Por meio de técnicas estatísticas probabilísticas os ventos medidos em três regiões geográficas diferentes foram classificados, o que resultou em três diferentes classes de vento, classes 5, 6 e 7. Os ventos de diferentes classes foram utilizados para determinar o impacto da geração eólica na magnitude da tensão e no número de comutação de *tap* do transformador OLTC do sistema de distribuição. Observou-se que a classe de vento tem impacto sobre a magnitude da tensão e sobre a capacidade de regulação de tensão da geração eólica. De forma geral, observou-se que quanto maior a classe de vento, menor é a capacidade de regulação de tensão da geração eólica. Para todas as classes de vento consideradas observou-se uma disponibilidade significativa da potência reativa média anual possível de ser fornecida pela geração eólica. Ventos com maior variância resultaram em maior variabilidade da magnitude da tensão do sistema.

Diferentes níveis de inserção da geração eólica no sistema de distribuição foram considerados na avaliação do impacto da geração eólica na tensão do sistema. Para o índice de 25% de inserção da geração eólica não observou-se impacto significativo na magnitude da tensão e no número de comutações de *tap* do transformador OLTC. Impactos significativos na tensão e nas comutações de *tap* foram observados para os índices de 50 e 75% de inserção da geração eólica. Observou-se que grande parte das comutações de *tap* é causada pelas variações normais de carga e não pela geração eólica.

Previsões da velocidade do vento para um curto intervalo de tempo podem auxiliar na regulação de tensão do sistema. Nesse contexto, redes neurais artificiais foram implementadas e usadas para fazer a previsão da velocidade do vento para um horizonte de 10 minutos à frente. Entretanto, as redes neurais implementadas apresentaram erros muito elevados em algumas situações, o que inviabilizou o uso dos dados previstos nas estratégias de controle propostas. Os erros elevados ocorreram provavelmente pelo fato da rede neural utilizar como dado de entrada apenas a velocidade do vento e a hora do dia, pois a velocidade do vento é altamente dependente de fatores como época do ano, hora do dia, temperatura, umidade relativa do ar, direção do vento, dentre outros. Ou seja, uma previsão mais precisa da velocidade do vento requer uma grande quantidade de dados de entrada. A obtenção destes dados de entrada é restrita a grandes centros de meteorologia, por isso encontrou-se dificuldade de obter tais dados com baixos períodos de integração e grande quantidade de variáveis.

Com o objetivo de diminuir o impacto da geração eólica e das variações normais de carga sobre a magnitude da tensão do sistema de distribuição foram propostas e avaliadas estratégias de controle coordenado. As estratégias propostas possibilitaram a contribuição da geração eólica distribuída na regulação de tensão do sistema de distribuição. A geração eólica atuou de forma coordenada com o transformador OLTC, permitindo a melhoria na magnitude da tensão e a redução no número de comutações de *tap*. Considerou-se a geração eólica operando no modo de controle de potência reativa (modo PQ) ou no modo de controle de tensão (PV) com referência de tensão variável, dependendo da estratégia adotada. As estratégias propostas podem ser implantadas na forma de uma malha de controle suplementar ao controle típico dos conversores das unidades eólicas.

Nas subseções 5.5.1 e 5.5.2 foram propostas estratégias de controle coordenado considerando as unidades eólicas operando no modo PQ com e sem redução da referência de potência reativa. Ambas as estratégias apresentaram bons resultados, mostrando que o despacho da potência reativa disponível nos aerogeradores pode contribuir de forma relevante com a regulação de tensão em sistema de distribuição. Especificamente para a estratégia de regulação de tensão considerando a unidade eólica operando no modo PQ proposta em 5.5.1, verificou-se percentuais de redução de comutações de *tap* do transformador OLTC superiores a 60% em relação à operação do sistema de distribuição sem a prestação de serviços ancilares por meio da geração eólica. A estratégia de regulação baseada no modo de operação PQ considerando a redução da referência de potência reativa da potência despachada, descrita em 5.5.2, apresentou um desempenho semelhante à estratégia PQ de potência reativa. Entretanto, a injeção de potência reativa foi reduzida em aproximadamente 7%, por isso ela demonstrou ser a estratégia mais eficiente dentre as estratégias que consideram a geração eólica operando no modo PQ.

As estratégias de controle considerando a geração eólica operando no modo de operação PV com referência de tensão variável apresentaram um melhor desempenho no contexto da magnitude da tensão do sistema de distribuição. O controle em questão permitiu manter a tensão do sistema constante em momentos de disponibilidade de potência reativa por parte da geração eólica, minimizando assim possíveis variações ou oscilações de tensão causadas pela variação da geração eólica e da carga do sistema. Além de melhorar a magnitude da tensão, as estratégias baseadas no modo de operação PV também contribuíram para uma redução significativa do número de comutações de *tap* do transformador OLTC. Observou-se redução de até 91% no número de comutações de *tap* no transformador, quando comparado à operação tradicional da geração eólica.

De maneira geral, tanto as estratégias de controle baseadas no modo PQ como as estratégias baseadas no modo PV podem ser afetadas pelas variações da velocidade do vento, o que pode resultar na indisponibilidade de potência reativa para prestação de serviços ancilares de regulação de tensão. Mesmo com o uso das estratégias propostas observou-se que grandes variações de velocidade do vento podem causar grandes variações na magnitude da tensão devido ao aumento da geração de potência ativa por parte da geração eólica, o que resulta na redução da

potência reativa injetada pela geração eólica. Esse problema foi atenuado em grande parte pelo uso da margem de potência reativa adotada para a geração eólica e também pelo uso de dados de previsão da velocidade de vento e da carga. O uso da margem de potência reativa para a geração eólica evita a redução significativa da potência reativa injetada pela geração eólica frente às grandes variações de vento. Os dados de previsão foram utilizados pelo sistema de controle para gerar ações de controle antecipadas de forma a evitar variações significativas de tensão devido às grandes variações de vento e carga e melhorar a magnitude da tensão do sistema.

O uso de dados de previsão de vento e carga contribuiu com o desempenho do controle proposto, melhorando a magnitude da tensão do sistema. As estratégias com dados estimados de vento e carga mostraram-se capazes de regular a tensão e assegurar magnitudes de tensão com índices menores de variação e flutuações, quando comparadas à estratégia sem previsão. Dados de previsão de vento e carga com erros superiores a 10% podem resultar na comutação excessiva de *tap* para casos onde a inserção da geração eólica é baixa. De forma geral, observou-se que o uso de sistemas de previsão de vento e carga nas estratégias de controle propostas podem trazer benefícios para o sistema de distribuição, desde que o sistema de previsão seja eficiente, ou seja, apresente baixo índice de erro. O erro máximo do sistema de previsão impacta de forma significativa no desempenho da estratégia de controle. Valores previstos de velocidade de vento e carga com erros elevados podem fazer com que a estratégia atue indevidamente para prevenir a situação crítica de operação estimada. Portanto, erros elevados na previsão de vento e carga podem causar variações de tensão indesejáveis e ainda levar à descoordenação entre os dispositivos reguladores do sistema.

Uma das estratégias de controle propostas permitiu a ação coordenada entre a geração eólica, o transformador OLTC e bancos de capacitores do sistema de distribuição. Os resultados mostraram que a coordenação entre unidades eólicas, transformador OLTC e banco de capacitores chaveados também pode contribuir para mitigar o impacto negativo da geração distribuída sobre o número de comutações de *tap* do transformador OLTC e na magnitude da tensão.

De forma geral, os estudos realizados mostraram que a geração eólica distribuída pode contribuir de forma relevante com a regulação de tensão no sistema de distribuição adotado, melhorando a tensão do sistema e reduzindo o número de atuações dos transformadores OLTC. Entretanto, variações significativas de vento

em curtos intervalos de tempo podem limitar a capacidade de regulação de tensão da geração eólica e impactar diretamente na magnitude da tensão devido à redução significativa da potência reativa injetada pela geração eólica. Dentre as estratégias propostas a estratégia que considerou as UEGDs no modo de operação PV mostrou-se ser a mais indicada para classes de vento reduzidas que permitem a manutenção de uma margem de reserva de potência reativa significativa. Do contrário, a operação dos aerogeradores no modo PQ com redução da potência reativa é a mais indicada. Os estudos também mostraram que o uso da previsão de vento e carga é capaz de mitigar os problemas causados pelas variações significativas da velocidade de vento.

O bom desempenho das estratégias propostas depende significativamente do ajuste adequado do coeficiente K_p , do ajuste da tensão de referência e da margem de reserva de potência reativa, de acordo com as características do sistema de distribuição. Para sistemas de distribuição diferenciados é necessário reajustá-los. O ajuste inadequado destes parâmetros pode impactar negativamente na qualidade da tensão fornecida aos consumidores devido ao elevado número de trocas de referência de potência reativa e referências de tensão, maior ocorrência das violações da largura de banda e o consequente aumento do número de comutações de *tap*.

A avaliação das estratégias de controle propostas e novas estratégias a serem propostas serão avaliadas na sequência desse trabalho por meio de estudos envolvendo simulações no domínio do tempo, considerando o modelo dinâmico da geração eólica e as malhas de controle implementadas. Esses estudos possibilitarão avaliar o comportamento transitório da geração eólica e o comportamento da malha de controle suplementar frente às variações de carga e vento, considerando múltiplas unidades de geração operando simultaneamente em uma fazenda eólica. As estratégias também serão avaliadas considerando diferentes topologias de sistemas e diferentes pontos de conexão da geração eólica. Como trabalhos futuros, pretende-se também considerar as incertezas com relação às variações da tensão no sistema de transmissão ou subtransmissão que faz fronteira com o sistema de distribuição, de forma a melhorar a eficiência das estratégias propostas e mitigar possíveis ações de controle indevidas por parte da geração eólica.

7 REFERÊNCIAS

ABAD, Gonzalo; LÓPEZ, Jesús; RODRÍGUES, Miguel A.; MARROYO, Luis; IWANSKI, Grzegors. **Doubly fed induction machine: Modeling and control for wind energy generation**. 1^a. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2011.

ABREU, L. V. L. D.; MARQUES, F. A. S.; MORAN, J.; FREITAS, W.; Silva, L. C. P. D. Impact of distributed synchronous generators on the dynamic performance of electrical power distribution systems. **IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America**, vol., no., pp.959-963, 8-11 Nov. 2004.

ACKERMANN, Thomas (ed.). **Wind power in power systems**. 1. ed. Chichester, UK: John Willey & Sons, 2005.

AHLSTROM, M.; JONES, L.; ZAVADIL, R.; Grant, W. **The future of wind forecasting and utility operations**. IEEE Power and Energy Magazine, vol.3, no.6, pp.57-64, Nov.-Dec. 2005.

ALEXIADIS, M. C.; DOKOPOULOS, P. S.; SAHSAMANOGLU, H. S. **Short-Term Forecasting of Wind Speed and Related Electrical Power**. Solar Energy, vol.63, no.1, pp.61-68, Jan. 1998.

ALFUHAID, A.S.; EL-SAYED, M.A.; MAHMOUD, M. S. **Cascaded artificial neural networks for short-term load forecasting**. IEEE Transactions on Power Systems, vol.12, no.4, pp.1524-1529, Nov 1997.

AMARIS, Hortensia; ALONSO, Monica; ORTEGA, Carlos A. **Reactive power management of power networks with wind generation**. 1. ed. Madrid, Spain: Springer, 2013.

ANAYA-LARA, O.; JENKINS, N.; EKANAYAKE, J.; CARTWRIGHT, P.; HUGHES, M. **Wind energy generation: Modelling and control**. 1. ed. West Sussex: John Willey & Sons, 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. 4^a. ed. Brasília: ANEEL, 2011.

BAGGINI, Angelo (editor). **Handbook of power quality**. 1. ed. Chichester, UK: John Willey & Sons, 2008.

BEALE, M. H.; HAGAN, M. T.; DEMUTH, H. B. **Neural Network Toolbox: User's Guide R2012a**. 26^a. ed. Natick: MathWorks, v. I, 2012.

BERNARDES, Thiago Araújo. **Análise e controle de gerador síncrono a imã permanente aplicado a sistema de conversão de energia eólica**. 2009. 192 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2009.

BURTON, Tony; SHARPE, David; JENKINS, Nick; BOSSANYI, Ervin. **Wind Energy handbook**. 1. ed. Chichester, UK: John Willey & Sons, 2001.

CADENAS, Erasmo; RIVERA, Wilfrido. **Short term wind speed forecasting in La Venta, Oaxaca, México, using artificial neural networks**. 2009 Elsevier Renewable Energy vol.34, pp.274-278, July 2008.

CALDON, Roberto; SPELTA, Silvano; PRANDONI, Valter; TURRI, Roberto. Co-ordinated voltage regulation in distribution networks with embedded generation. **18^a International Conference on Electricity Distribution**, Turin, pp.6-9 June 2005.

CARPANETO, E.; CHICCO, G. Steady-state assessment of the DG impact on voltage control and loss allocation. In: GAONKAR, D. N. **Distributed Generation**. 1. ed. Vukovar: In-Teh, 2010. Cap. 3, pp.414.

CHEN, Hui-fen; QIAO, Ying; LU, Zong-xiang. Study on coordinated voltage control strategy of DFIG wind farm. **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**, vol., no., pp.1-9, 22-26 July 2012.

CHENSONG DAI; BAGHZOUZ, Y. Impact of distributed generation on voltage regulation by LTC transformer. **11th International Conference on Harmonics and Quality of Power**, vol., no., pp.770-773, 12-15 Sept. 2004.

CHINCHILLA, M.; ARNALTES, S.; BURGOS, J.C. **Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid**. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol.21, no.1, pp.130-135, March 2006.

CHIRAPONGSANANURAK, P.; SANTOSO, S.; DUGAN, R. C.; SMITH, J. Voltage regulation in distribution circuits with wind power. **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**, vol., no., pp.1-8, 22-26 July 2012.

DAS, J. C. **Power system analysis: Short-circuit load flow and harmonics**. 1. ed. Georgia: Marcel Dekker, 2002.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. **Anuário estatístico de energia elétrica 2013**. Rio de Janeiro, BR: EPE, 2013.

ERRAMI, Y.; MAAROUFI, M.; OUASSAID, M. Modelling and control strategy of PMSG based variable speed wind energy conversion system. **2011 International Conference on Multimedia Computing and Systems (ICMCS)**, vol., no., pp.1-6, 7-9 April 2011.

FADIGAS, Eliane A. F. A.; PHILIPPI JUNIOR, Arlindo. **Energia eólica**. 1. ed. Barueri: Manole, 2011. (Série Sustentabilidade)

FARAG, H.E.; EL-SAADANY, E.F. Voltage regulation in distribution feeders with high DG penetration: From traditional to smart. **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**, vol., no., pp.1-8, 24-29 July 2011.

FAUSETT, Laurene. **Fundamentals of Neural Networks: Architectures, Algorithms and Applications**. 1^a. ed. Englewood Cliffs: Prentice Hall, v. I, 1994.

FRANCISCO, Gustavo de Souza. **Avaliação de ferramentas de análise de estabilidade de tensão**. 2005. 163 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005.

GAONKAR, D, N., **Distributed generation**. 1. ed. Vukovar: In-Tech, 2010.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global wind report 2013**. Disponível em: www.gwec.net. Acesso em: 15 mai 2014.

GUEDES, Larissa de Matos. **Localização e Dimensionamento de Unidades de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais**. 2006. 110 f. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília. Brasília, 2006.

HAGAN, M.T.; MENHAJ, M.-B. **Training feedforward networks with the Marquardt algorithm**. IEEE Transactions on Neural Networks, vol.5, no.6, pp.989-993, Nov. 1994.

HAYKIN, Simon S. **Neural Networks: A Comprehensive Fundation**. 2^a. ed. Delhi: Pearson Prentice Hall, v. I, 1999.

HAYKIN, Simon S. **Redes Neurais: Princípios e Prática**. 2^a. ed. São Paulo: Bookman, 2001.

HINGORANI, N. G.; GYUGYI, L. **Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems**. 1. ed. New York: John Wiley & Sons, v. I, 1999.

HIPPERT, H.S.; PEDREIRA, C.E.; SOUZA, R.C. **Neural networks for short-term load forecasting: A review and evaluation**. IEEE Transactions on Power Systems, vol.16, no.1, pp.44-55, Feb. 2001.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE STD 1159: Recommended practice for monitoring electric power quality**. New York, 1995.

IPINNIMO, O.; CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S.P. Voltage dip mitigation with DG integration: A comprehensive review. **2010 Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India**, vol., no., pp.1-10, 20-23 Dec. 2010.

JENKINS, N.; EKANAYAKE, J. B.; STRBAC, G. **Distributed generation: IET Renewable Energy Series 1**. 1. ed. London: The Institution of Engineering and Technology, 2010.

KERMANI, B. G.; SCHIFFMAN, S. S.; NAGLE, H. T. **Performance of the Levenberg-Marquardt neural network training in electronic nose applications**. Science Direct, San Diego, pp.13-22, 2005.

KIM, T.E.; KIM, J.E.. Voltage regulation coordination of distributed generation system in distribution system. **2001 Power Engineering Society Summer Meeting**, vol.1, no., pp.480-484, 2001.

KISI, Ö. **Mutli-layer perceptrons with Levenberg-Marquardt training algorithm for suspended sediment concentration predicion and estimation**. Hydrological Sciences Journal, Kayseri, pp.1025-1040, 15 December 2009.

KOJOVIC, Ljubomir A. Coordination of distributed generation and step voltage regulator operations for improved distribution system voltage regulation. **2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting**, vol., no., pp.6, 2006.

KOJOVIC, Ljubomir. Impact of DG and voltage regulator interaction on distribution system voltage regulation. **17th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)**, 2003.

KUMARASWAMY, B. G.; KESHAVAN, B. K.; JANGAMSHETTI, S. H. A statistical analysis of wind speed data in west central part of Karnataka based on Weibull distribution function. **2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)**, vol., no., pp.1-4, 22-23 Oct. 2009.

KUNDUR, Prabha. **Power system stabilty and control**. 1^a. ed. New York: McGraw-Hill, 1994.

LI, H.; CHEN, Z. **Overview of different wind generator systems and their comparisons**. IET Renewable Power Generation, vol. 2, no. 2, pp.123-138, 2008.

LIN, Yufeng; SUN, Mingjie; HOU, Yunhe. A novel automatic voltage control architecture based on the infrastructures in the smart grid. **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**, vol., no., pp.1-8, 22-26 July 2012.

LOPES, A.C.; NASCIMENTO, A.C.; VIEIRA, J. P A; NUNES, M. V A; BEZERRA, U.H. Reactive power control of direct drive synchronous wind generators to enhance the low voltage ride-through capability. **2010 Symposium Bulk Power System Dynamics and Control (iREP) - VIII (iREP)**, vol., no., pp.1-6, 1-6 Aug. 2010.

LUN, Isaac Y. F.; LAM, Joseph C. **A study of Weibull parameters using long-term wind observations**. 2000 Elsevier Renewable Energy, vol.20, pp.145-153 Aug. 1999.

MAMEDE FILHO, J. **Manual de equipamentos elétricos**. 3^a. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005. 778 p.

MANWELL, J. F.; MACGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind energy explained: Theory, design and application**. 2. ed. Chichester, UK: John Willey & Sons, 2009.

MARGARIS, I.D.; HATZIARGYRIOU, N.D. Direct drive synchronous generator wind turbine models for power system studies. **7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010)**, vol., no., pp.1-7, 7-10 Nov. 2010.

MARQUES, J. **Turbinas eólicas: Modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação**. 2004. 158 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria, 2004.

METHAPRAYOON, K.; YINGVIVATANAPONG, C.; LEE, Wei-Jen; LIAO, J. R. **An integration of ANN wind power estimation into unit commitment considering the forecasting uncertainty**. IEEE Transactions on industry applications, vol.43, no.6, pp.1441-1448, December 2007.

MATHEW, Sathyajith. **Wind energy: Fundamentals resource analysis and economics**. 1. ed. India: Springer, 2006.

MERCADO-VARGAS, M. J.; DENG, Fujin; RABAZA, O.; ALAMEDA-HERNANDEZ, E.; CHEN, Zhe. Two control strategies for aggregated wind turbine model with permanent magnet synchronous generator. **International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12)**, Santiago de Compostela, Spain, 28-30 March 2012.

MILANOVIC, J. V.; ALI, H.; AUNG, M. T. **Influence of distributed wind generation and load composition on voltage sags**. IET Generation, Transmission & Distribution, pp.13-22, January 2007.

MONTGOMERY, Douglas C.; RUNGER, George C. **Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros**. Tradução e revisão técnica: Verônica Calado. 5. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2012.

MONTICELLI, Alcir José. Fluxo de carga em redes de energia elétrica. 1. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 1983.

MORETO, Miguel. **Localização de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição de energia: Uma metodologia baseada em redes neurais**. 2005. 126 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2005.

NARAYANA, M.; PUTRUS, G.; JOVANOVIC, M.; LEUNG, Pak Sing. Predictive control of wind turbines by considering wind speed forecasting techniques. 2009 Proceedings of the 44th International **Universities Power Engineering Conference (UPEC)**, vol., no., pp.1-4, 1-4 Sept. 2009.

NATIONAL WEATHER SERVICE ORGANIZATION. **Dados climáticos**. Disponível em: <<http://www.ndbc.noaa.gov/>>. Acesso em: Agosto 2012.

NELSON, Vaughn. **Wind energy: Renewable energy and the environment**. 1. ed. New York: CRC Press, 2009.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Site do Operador Nacional do Sistema. **Operador nacional do sistema**, 2013. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 20 nov. 2013.

PERDANA, Abram. **Dynamic models of wind turbines: A contribution towards the establishment of standardized models of wind turbines for power system stability studies.** 2008. 211 f. Tese (Doutorado) – Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology. Göteborg, 2008.

POKHAREL, Bijaya. **Modelling, control and analysis of a doubly fed induction generator based wind turbine system with voltage regulation.** 2011. 336 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Pós-graduação Universidade Tecnológica Tennessee. Tennessee, 2011.

POTTER, C.W.; NEGNEVITSKY, M. **Very short-term wind forecasting for Tasmanian power generation.** IEEE Transactions on Power Systems, vol.21, no.2, pp.965-972, May 2006.

REIS, Cláudia Sofia Marcos Machado dos. **Determinação de Índices de Estabilidade de Tensão.** 2005. 142 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, 2005.

RIBEIRO, C. V.; GOLDSCHMIDT, R. R.; CHOREN, R. **Métodos para previsão de séries temporais e suas tendências de desenvolvimento.** Instituto Militar de Engenharia. Rio de Janeiro, p. 29. 2009.

RICHARDOT, O.; VICIU, A.; BESANGER, Y.; HADJSAID, N.; KIENY, C. Coordinated voltage control in distribution networks using distributed generation. **2005/2006 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition**, vol., no., pp.1196-1201, 21-24 May 2006.

RIZY, D.T.; HUIJUAN LI; FANGXING LI; YAN XU; ADHIKARI, S.; IRMINGER, P. Impacts of varying penetration of distributed resources with & without volt/var control: Case study of varying load types. **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**, vol., no., pp.1-7, 24-29 July 2011.

RODRIGUES, Guilherme Camargo. **Utilização de redes neurais para previsão de ventos no horizonte de 24 horas.** 2007. 119 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2007.

SALLES, M. B. D. C. **Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica.** 2004. 139 f. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.

SALMAN, S. K. The impact of embedded generation on voltage regulation and losses of distribution networks. **IEE Colloquium 15 October 1996 On.** Cidade?, v.16, n.4, p. X-Y, dez. 2005.

SENJYU, T.; TAKARA, H.; UEZATO, K.; FUNABASHI, T. **One-hour-ahead load forecasting using neural network.** IEEE Transactions on Power Systems, vol.17, no.1, pp.113-118, Feb 2002.

SHORT, T. A. **Electric power distribution equipment and systems.** 1. ed. New York: CRC Press, 2006. 344 p.

SHUHUI LI; HASKEW, T.A. Characteristic study of vector-controlled direct driven permanent magnet synchronous generator in wind power generation. **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting** - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, vol., no., pp.1-9, 20-24 July 2008.

SILVA, Ivan N. D.; SPATTI, Danilo H.; FLAUZINO, Rogério A. Redes neurais artificiais para engenharia e ciências aplicadas. 1. ed. São Paulo: Artliber, 2010.

SILVA, K. F. D. **Controle e Integração de centrais eólicas à rede elétrica com geradores de indução duplamente alimentados**. 2006. 270 f. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

SOMAN, S. S.; ZAREIPOUR, H.; MALIK, O.; MANDAL, P. A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons. **2010 North American Power Symposium (NAPS)**, vol., no., pp.1-8, 26-28 Sept. 2010.

SOROKIN, Alexey; REBENNACK, Seffen; PARDALOS, Panos M.; ILIADIS, Niko A.; PEREIRA, Mario V. F. (editores). **Handbook of networks in power systems**. 1. ed. Heidelberg: Springer, 2012.

TAYLOR, Carson W. **Power system voltage satabilty**. 1^a. ed. New York: McGraw-Will, 1994.

TAZIL, M.; KUMAR, V.; BANSAL, R. C.; KONG, S.; DONG, Z. Y.; FREITAS, W.; MATHUR, H. D. **Three-phase doubly fed induction generators: an overview**. IET Renewable Power Generation, vol.4, no.2, pp.75-89, 2010.

TOFIGH, M.A.; RAHIM, N.A.; KUMARAN, R.V. Voltage regulation of grid connected wind farm using STATCOM. **Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)**, Chengdu, China, pp.1-4, 28-31 March 2010.

TOMA, S.; SENJYU, T.; MIYAZATO, Y.; YONA, A.; FUNABASHI, T.; SABER, A.Y.; CHUL-HWAN KIM. Optimal coordinated voltage control in distribution system. **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting** - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, vol., no., pp.1-7, 20-24 July 2008.

VENMATHI, M.; VARGESE, Jitha; RAMESH, L.; PERCIS, E. Sheeba. Impact of grid connected distributed generation on voltage sag. **International Conference on Sustainable Energy and Intelligent Systems (SEISCON)**, Tamil Nadu, India, pp.91-96, 20-22 July 2011.

VENMATHI, M. et al. Impact of grid connected distributed generation on voltage sag. **International Conference on Sustainable Energy and Intelligent Systems (SEISCON)**, Tamil Nadu, India, pp. 91-96, 20-22 July 2011.

VIAWAN, Ferry August. **Voltage control and voltage stability of power distribution systems in the presence of distributed generation**. 2008. 169 f. Tese (Doutorado) - Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology. Göteborg, 2008.

VIAWAN, F.A.; KARLSSON, D. Coordinated voltage and reactive power control in the presence of distributed generation. **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting**, Pittsburgh, USA, pp.1-6, 20-24 July 2008.

VIJAYAN, Pradip. **Utilizing reactive capability of doubly fed induction generators to enhance system voltage performance and Withstand wind variability**. 2010. 116 f. Dissertation (Master), Iowa State University. Ames, 2010.

VOLTOLINI, H. **Modelagem e controle de geradores de indução duplamente alimentados com aplicação em sistemas eólicos**. 2007. 157 f. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2007.

XUANXUAN LIU; PENG LI. The effect of DVR on distribution system with distributed generation. **International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)**, vol., no., pp.277-281, 8-11 Oct. 2007.

WANG, Haoxiong; MA, Weiming; XIAO, Fei; CHENG, Minliang; LIU, Yong. Control strategy of permanent magnet synchronous generator of directly driven wind turbine. **International Conference on Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices (ASEMD)**, vol., no., pp.320-323, 25-27 Sept. 2009.

WILAMOWSKI, B. M.; YU, H. Levenberg–Marquardt Training. In: WILAMOWSKI, B. M.; YU, H. **Industrial electronics handbook: Intelligent systems**. 2^a. ed. [S.l.]: CRC Press, v. 5, 2011. Cap. 12, p. 1-15.

WILAMOWSKI, B. M. Neural Networks Learning. In: WILAMOWSKI, B. M. **Industrial electronics handbook: Intelligent systems**. 2^a. ed. [S.l.]: CRC Press, vol.5, 2011. Cap. 11, pp.1-18.

WU, F.; ZHANG, X. -P; GODFREY, K.; JU, P. **Small signal stability analysis and optimal control of a wind turbine with doubly fed induction generator**. IET Generation, Transmission & Distribution, vol.1, no.5, pp.751-760, September 2007.

WU, F.; ZHANG, X. -P.; JU, P. Modeling and control of the wind turbine with the direct drive permanent magnet generator integrated to power grid. **Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)**, vol., no., pp.57-60, 6-9 April 2008.

WU, Yuan-Kang; HONG, Jing-Shan. **A literature review of wind forecasting technology in the world**. 2007 IEEE Power Tech, vol., no., pp.504-509, 1-5 July 2007.

ZUWEI YU; TUZUNER, A. Fractional weibull wind speed modeling for wind power production estimation. **2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PES '09)**, vol., no., pp.1-7, 26-30 July 2009.