



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DELEON PONTE PARENTE**

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**  
**USANDO MODELOS GENÉRICOS DE FONTES EÓLICA E SOLAR**  
**FOTOVOLTAICA**

**FORTALEZA**

**2018**

DELEON PONTE PARENTE

ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA USANDO  
MODELOS GENÉRICOS DE FONTES EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientadora: Profa. PhD. Ruth Pastôra Saraiva Leão

FORTALEZA

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

- P252a Parente, Deleon Ponte.  
Análise da estabilidade de sistemas elétricos de potência usando modelos genéricos de fontes eólica e solar fotovoltaica / Deleon Ponte Parente. – 2018.  
190 f. : il. color.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2018.  
Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastora Saraiva Leão.
1. Estabilidade de sistemas de potência. 2. Desempenho dinâmico de sistemas. 3. Fontes de energias renováveis. 4. Modelos genéricos. I. Título.

CDD 621.3

---

DELEON PONTE PARENTE

ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA USANDO  
MODELOS GENÉRICOS DE FONTES EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em: 23 de Abril de 2018

BANCA EXAMINADORA

---

Profª. PhD. Ruth Pastôra Saraiva Leão (Orientadora)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Fabrício Gonzalez Nogueira  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. PhD. Fernando Luiz Marcelo Antunes  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Joacillo Luz Dantas  
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia  
do Ceará (IFCe)

---

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas  
Universidade Federal do Maranhão (UFMA)

A Deus, por ser essencial em minha vida, autor do meu destino, meu guia, socorro presente na hora da angústia. Aos meus pais, José Maria e Deuzelena, alicerces de minha vida. À mulher da minha vida, Diana Teles, pelo apoio incondicional em todos os momentos, principalmente nos de incerteza, muito comuns para quem tenta trilhar novos caminhos.

## AGRADECIMENTOS

Sentimentos de paz, alegria, realização e satisfação inundam meu ser. Completo mais um desafio em minha, ainda curta, carreira profissional. Findo o curso de mestrado ao publicar essa dissertação. Algo com o qual sonhei diversas vezes.

Nos livros que li, sempre me chamaram a atenção, os agradecimentos dos autores. Gostava de lê-los. Ali conhecia um pouco deles e daqueles que em conjunto haviam trabalhado. Mas não compreendia o vigor do agradecimento, nem a emoção, muito menos o porquê de agradecer a tantos. Teriam sido, de fato, tão relevantes, tão determinantes? Ingênuo que eu era. Nunca escrevera nada e não compreendia as dificuldades de contar uma história, de expor um argumento, de defender uma proposta.

Dia após dia, os esforços de pesquisa, de leitura, de desenvolvimento de propostas, de organização de ideias e de elaboração de argumentos foram mostrando-me quão árdua era a missão a que eu havia me incumbido. Aliada às dificuldades que enfrentaria ao iniciar este projeto em conjunto com as diversas obrigações da vida cotidiana, uma série de eventos sobrevieram. Inicialmente, um acidente, que escapei pela graça de Deus, me submeteu a várias cirurgias e pôs à prova, entre outras coisas, o meu desejo de concluir este trabalho. Superação! Depois, como se o passado fosse uma preparação, um estágio ao porvir, uma nova prova surge em minha família. Devastadora, porém insuficiente para nos impedir de realizarmos nossos sonhos! Reerguendo-nos, seguimos com a vida. Não desistimos dela. Jamais!

Diante de tudo, agradeço a Deus, por ser essencial em minha vida, autor do meu destino, meu guia, socorro presente na hora da angústia.

Aos meus pais que me influenciaram sobremaneira para perseguir e realizar sonhos. Vocês foram determinantes na construção de quem sou e do que realizei.

À minha amada esposa, Diana Teles, inabalável, pelo apoio ininterrupto, por acreditar, pelo altruísmo, por fazer junto. Afinal, as artes deste trabalho são de sua autoria.

À professora Ruth Leão, minha orientadora, pela oportunidade de desenvolver este projeto, pela presença constante durante toda esta caminhada, pela compreensão e apoio em todos os momentos, por fazer acontecer.

À Agência Reguladora de Serviços Públicos do Ceará, representada pelo amigo e Coordenador de Energia, Eugênio Braúna Bittencourt, que além de permitir, possibilitou e estimulou a realização desse curso de Mestrado.

Aos colegas do GREI, professores e alunos, aqui representados pela Janaína Almada

e Vinícius Gadelha, pela parceria, pelo apoio e pela agradável companhia ao longo dessa jornada.

“O que for a profundidade do teu ser, assim será teu desejo. O que for o teu desejo, assim será tua vontade. O que for a tua vontade, assim serão teus atos. O que forem teus atos, assim será teu destino.”

(Brihadaranyaka Upanishad IV, 4.5)



## RESUMO

Durante os últimos anos, a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, controlada por conversores eletrônicos de potência, tem alcançado níveis de participação significativos nas matrizes de eletricidade de diversos países. Para integrá-la adequadamente à rede elétrica, o efeito das fontes renováveis com potência de saída variável, como eólio-elétrica e solar fotovoltaica, deve ser avaliado por meio de análise de estabilidade. A estabilidade de um sistema elétrico de potência (SEP) está relacionada a aumento súbito de carga, perda de linhas de transmissão e geração, rejeição de carga e curto-circuito. Em quaisquer situações é imprescindível que, após a perturbação, o sistema retorne ao ponto de equilíbrio e, conseqüentemente, à operação normal. Para formalizar um modelo eletromecânico completo, representando o acoplamento dinâmico de fenômenos elétricos e mecânicos e a interface eletrônica das fontes, esse trabalho faz uso de modelos genéricos de sistemas eólio-elétricos e solar fotovoltaicos propostos pela *Western Electricity Coordinating Council* (WECC), EUA. Modelos genéricos se referem a modelos dinâmicos, não proprietários, que podem ser usados para representar plantas de geração variável, independente do fabricante, e permitem representar a dinâmica das plantas de geração durante distúrbios na rede. Tais modelos são exigidos pelos operadores dos SEP para realizar o planejamento e operação de suas redes, uma vez que o uso de modelos detalhados de fabricantes não é prático. Esse trabalho tem como objetivo apresentar os resultados dos estudos de estabilidade de sistemas eólicos de velocidade variável com conversor pleno e com conversor parcial e de sistemas fotovoltaicos de conversor pleno a partir de modelos genéricos implementados em Matlab-Simulink<sup>®</sup>. Os modelos são modularizados e incluem para os sistemas fotovoltaicos o módulo que representa o gerador e o conversor, o módulo do controle elétrico dos conversores e o módulo usado para representar o controlador da planta. Nos sistemas eólicos, além dos módulos já citados, tem-se o módulo que representa a conversão aerodinâmica, o controle das pás, o controlador de torque e o sistema mecânico. Os modelos foram concebidos de modo que sejam capazes de representar as dinâmicas das plantas a um baixo custo computacional. Nesse trabalho, são analisadas as estabilidades transitórias de um sistema simplificado proposto pela WECC e do sistema elétrico Nova Inglaterra, proposto pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), de 39 barras e 10 geradores, para diferentes níveis de penetração de geração renovável. Os modelos genéricos utilizados foram validados pela WECC e representam sistemas de geração reais de diversos fabricantes. Foi constatado que as características dos modelos e a escolha da estratégia de controle realizada pelas plantas são determinantes para a redução do impacto

das perturbações nos sistemas elétricos. Nas simulações realizadas, as plantas modeladas se comportaram segundo os requisitos técnicos estabelecidos nos procedimentos de rede no Brasil. Os modelos WECC propostos foram capazes de garantir a estabilidade das plantas perante o conjunto de faltas a que os sistemas elétricos simulados foram submetidos. Verificou-se que enquanto a participação das fontes eólicas se manteve inferior a 34% da geração total dos sistemas simulados, os sistemas elétricos se mantiveram estáveis em diversas condições simuladas. Adicionalmente, os sistemas permaneceram estáveis quando submetidos a distintas perturbações, desde que a penetração de geração fotovoltaica fosse inferior a 43% da injeção total de potência. Durante as contingências, a violação da curva de suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas foi a principal causa da desconexão das plantas do sistema.

**Palavras-chave:** Estabilidade de sistemas de potência. Desempenho dinâmico de sistemas. Fontes de energias renováveis. Modelos genéricos.

## ABSTRACT

The electricity generation from renewable energy sources, controlled by power electronic converters, has rapidly increased for the last few years worldwide. To properly integrate it to the power systems, the effects of renewable energy sources with variable power, such as wind power and solar power systems (PV), should be evaluated by means of stability analysis. Power systems stability is related to a sudden increase in load, generation loss, load rejection and short circuit. Thus, a complete electromechanical model, representing the dynamic coupling of electrical and mechanical phenomena and the electronic interface of the sources, is needed. This work makes use of generic models of wind power plants and photovoltaic power plant proposed by the Western Electricity Coordinating Council (WECC). The term generic models refer to non-proprietary dynamic models used to represent variable power plants, regardless of the manufacturer, with similar physical and control topology. The generic models shall provide a representation of dynamic electrical performance of power plants during grid disturbances. Such models are employed by the system operators for planning and to manage the power system, since the use of detailed manufacturer models is impractical. This dissertation aims to show the stability analysis results of variable speed wind turbines with partial scale power converter and with full-scale converter and photovoltaic systems. The generic dynamic models for PV plants includes the plant controller, electrical controls and grid interface modules, intended for large-scale PV plants, or a simplified model intended for distribution-connected, aggregated PV plants. The generic models for wind turbine includes, besides the modules mentioned, the module to represents the aerodynamic conversion, the pitch controller, the torque controller and the turbine itself. The models were designed so that they can represent the dynamics of the plants associated to a low computational cost. In this work, the effects on the transient stability in a simplified system proposed by WECC and in the 10-Machine New-England Power System IEEE benchmark are analyzed with MATLAB-Simulink<sup>®</sup> in different levels of penetration of renewable generation. The generic models used were validated by WECC and they represent real wind turbine generators and photovoltaic systems from various manufacturers. It was verified that the characteristics of the models and the control strategies performed are determinant to reduce the disturbances impact on power systems. The modeled power plants were programmed according to the Brazilian grid codes and behaved itself like according that requirements. The proposed WECC models were able to guarantee the power system stability in different fault scenarios. In these scenarios particularly with wind power penetration cases remain below 34%

and with photovoltaic system below 43%, the power system maintains the stability. During the contingencies, the violation of the low voltage ride through curve due dynamic undervoltage and overvoltage was the main cause of the collapse of the power plants.

**Keywords:** Power systems stability. Power system dynamic performance. Renewable power plants. Generic models.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada eólica mundial. . . . .	30
Figura 2 – Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil. . . . .	30
Figura 3 – Evolução da capacidade instalada fotovoltaica no mundo. . . . .	31
Figura 4 – Acréscimo anual de capacidade instalada por fonte no Brasil. . . . .	32
Figura 5 – Sistemas integrantes do aerogerador. . . . .	42
Figura 6 – Configurações de aerogeradores usados na conversão da energia eólica em eletricidade. . . . .	43
Figura 7 – Classificação dos tipos de sistemas monofásicos de processamento de energia fotovoltaica. . . . .	46
Figura 8 – Efeito fotovoltaico que converte energia do fóton em tensão elétrica na junção pn. . . . .	47
Figura 9 – Diagrama de blocos de uma usina fotovoltaica padrão. . . . .	47
Figura 10 – Sistemas de controle de uma usina fotovoltaica. . . . .	48
Figura 11 – Diagrama físico de uma usina eólica típica. . . . .	49
Figura 12 – Arranjo esquemático de geradores em uma usina renovável. . . . .	49
Figura 13 – Circuito equivalente e sua representação simplificada. . . . .	50
Figura 14 – Faixas de operação da central geradora em regime de frequência não nominal. . . . .	53
Figura 15 – Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora. . . . .	54
Figura 16 – Perfil do Controle de Tensão da central geradora eólica. . . . .	54
Figura 17 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão. . . . .	54
Figura 18 – Variação de potência ativa em função da frequência. . . . .	55
Figura 19 – Participação da potência no controle de frequência. . . . .	56
Figura 20 – Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora. . . . .	56
Figura 21 – Injeção de corrente reativa durante variações transitórias de tensão. . . . .	57
Figura 22 – Estados operativos dos sistemas de potência. . . . .	60
Figura 23 – Classificação dos estudos de estabilidade de sistemas de potência. . . . .	61
Figura 24 – Resposta temporal de fenômenos de instabilidade de tensão. . . . .	63
Figura 25 – Estrutura modular de um aerogerador equipado com Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA). . . . .	70

Figura 26 – Curvas de coeficiente de potência ( $C_p(\lambda, \beta)$ ) para um aerogerador de velocidade variável. . . . .	71
Figura 27 – Representação das massas rotóricas. . . . .	72
Figura 28 – Representação das massas rotóricas simplificadas. . . . .	73
Figura 29 – Diagrama esquemático de uma gerador síncrono trifásico. . . . .	75
Figura 30 – Parâmetros dos enrolamentos da máquina síncrona. . . . .	76
Figura 31 – Representação física da Transformada de Park. . . . .	77
Figura 32 – Configuração típica de um aerogerador equipado com GIDA. . . . .	80
Figura 33 – Controle de gerador síncrono. . . . .	83
Figura 34 – Sistema de controle de excitação. . . . .	83
Figura 35 – Sistema de controle de velocidade. . . . .	85
Figura 36 – Curva representativa do controle de inclinação. . . . .	85
Figura 37 – Configuração típica de um aerogerador baseado em GIDA. . . . .	86
Figura 38 – Configuração típica de um aerogerador equipado com Gerador Síncrono (GS) com conversor pleno. . . . .	87
Figura 39 – Configuração típica de um aerogerador equipado com Gerador Síncrono com Imã Permanente (GSIP) com conversor pleno com diodo retificador. . . . .	88
Figura 40 – Configuração típica de um aerogerador equipado com GS com conversor pleno tipo <i>back-to-back</i> . . . . .	88
Figura 41 – Potência fotovoltaica em função da radiação solar. . . . .	92
Figura 42 – Circuito equivalente de um painel fotovoltaico. . . . .	92
Figura 43 – Efeito da variação da resistência série sobre o comportamento da célula fotovoltaica. . . . .	93
Figura 44 – Efeito da variação da resistência paralelo sobre o comportamento da célula fotovoltaica. . . . .	93
Figura 45 – Funções básicas do conversor fotovoltaico. . . . .	95
Figura 46 – Modelo $\pi$ para modelagem de linhas de transmissão. . . . .	96
Figura 47 – Circuito equivalente do transformador monofásico. . . . .	96
Figura 48 – Diagrama de blocos representativo da modelagem de um aerogerador. . . . .	99
Figura 49 – Diagrama de blocos do <i>Renewable energy generator/converter (REGC)</i> . . . . .	101
Figura 50 – Diagrama de blocos do <i>Renewable energy electrical control (REEC)</i> . . . . .	103

Figura 51 – Diagrama de blocos do <i>Renewable energy plant controller (REPC)</i> . . . . .	104
Figura 52 – Modelo de duas massas . . . . .	105
Figura 53 – Modelo do controlador do ângulo de passo das pás do aerogerador. . . . .	106
Figura 54 – Modelo do controlador de conjugado da turbina eólica. . . . .	107
Figura 55 – Modelo aerodinâmico do aerogerador. . . . .	108
Figura 56 – Estrutura genérica do aerogerador com conversor parcial. . . . .	108
Figura 57 – Estrutura genérica do aerogerador com conversor pleno. . . . .	109
Figura 58 – Estrutura genérica da planta fotovoltaica. . . . .	109
Figura 59 – Estrutura genérica do aerogerador tipo 3. . . . .	112
Figura 60 – Estrutura genérica do aerogerador tipo 4. . . . .	113
Figura 61 – Diagrama unifilar simplificado de parque gerador renovável. . . . .	116
Figura 62 – Sistema elétrico de simulação proposto por <i>Western Electricity Coordinating Council (WECC)</i> modelado no Simulink. . . . .	117
Figura 63 – Aerogerador com conversor parcial proposto por <i>WECC</i> modelado no Simulink. . . . .	117
Figura 64 – Potência reativa do aerogerador com conversor parcial. . . . .	119
Figura 65 – Tensão terminal do aerogerador com conversor parcial. . . . .	119
Figura 66 – Potência ativa do aerogerador com conversor parcial. . . . .	120
Figura 67 – Ângulo de passo do aerogerador com conversor parcial. . . . .	120
Figura 68 – Desvio de velocidade do rotor do aerogerador com conversor parcial. . . . .	120
Figura 69 – Conjugado mecânico do aerogerador com conversor parcial. . . . .	121
Figura 70 – Potência mecânica do aerogerador com conversor parcial. . . . .	121
Figura 71 – Desvio de velocidade do aerogerador com conversor parcial. . . . .	122
Figura 72 – Tensão terminal do aerogerador com conversor pleno. . . . .	122
Figura 73 – Potência reativa do aerogerador com conversor pleno. . . . .	123
Figura 74 – Potência ativa do aerogerador com conversor pleno. . . . .	123
Figura 75 – Desvio de velocidade do gerador do aerogerador com conversor pleno. . . . .	124
Figura 76 – Desvio de velocidade da turbina do aerogerador com conversor pleno. . . . .	124
Figura 77 – Potência ativa do sistema fotovoltaico. . . . .	125
Figura 78 – Potência reativa do sistema fotovoltaico. . . . .	125
Figura 79 – Tensão terminal do sistema fotovoltaico. . . . .	126
Figura 80 – Potência ativa aerogerador com conversor parcial. . . . .	127
Figura 81 – Tensão terminal aerogerador com conversor parcial. . . . .	127

Figura 82 – Potência reativa aerogerador com conversor parcial. . . . .	128
Figura 83 – Estratégia de controle de fator de potência. . . . .	129
Figura 84 – Tensão em função de diferentes valores de fator de potência. . . . .	129
Figura 85 – Potência ativa aerogerador com conversor pleno. . . . .	130
Figura 86 – Tensão terminal aerogerador com conversor pleno. . . . .	130
Figura 87 – Potência reativa aerogerador com conversor pleno. . . . .	131
Figura 88 – Potência ativa sistema fotovoltaico. . . . .	131
Figura 89 – Potência reativa sistema fotovoltaico. . . . .	132
Figura 90 – Tensão terminal sistema fotovoltaico. . . . .	132
Figura 91 – Potência ativa em função do controle aerodinâmico. . . . .	133
Figura 92 – Desvio de velocidade do gerador em função do controle aerodinâmico. . . . .	133
Figura 93 – Potência reativa em função do controle aerodinâmico. . . . .	134
Figura 94 – Tensão terminal em função do controle aerodinâmico. . . . .	134
Figura 95 – Tensão terminal aerogerador com conversor parcial. . . . .	135
Figura 96 – Potência reativa aerogerador com conversor parcial. . . . .	135
Figura 97 – Potência ativa aerogerador com conversor parcial. . . . .	136
Figura 98 – Desvio de velocidade do gerador do aerogerador com conversor parcial. . . . .	136
Figura 99 – Desvio de velocidade do gerador do aerogerador com conversor pleno. . . . .	137
Figura 100 – Tensão terminal do aerogerador com conversor pleno. . . . .	137
Figura 101 – Potência reativa do aerogerador com conversor pleno. . . . .	138
Figura 102 – Potência ativa do aerogerador com conversor pleno. . . . .	138
Figura 103 – Potência ativa do sistema fotovoltaico. . . . .	139
Figura 104 – Potência reativa do sistema fotovoltaico. . . . .	139
Figura 105 – Tensão terminal do sistema fotovoltaico. . . . .	139
Figura 106 – Sistema elétrico <i>Institute of Electrical and Electronics Engineering (IEEE)</i> 39 barras. . . . .	141
Figura 107 – Sistema elétrico da Nova Inglaterra modelado no Matlab-Simulink. . . . .	143
Figura 108 – Sistema elétrico <i>IEEE</i> acessado pelo sistema elétrico equivalente de fontes renováveis. . . . .	143
Figura 109 – Tensão terminal. . . . .	145
Figura 110 – Potência reativa. . . . .	145
Figura 111 – Desvio de velocidade do gerador eólico. . . . .	146



Figura 112–Potência ativa. . . . .	146
Figura 113–Posição de ângulo de rotor dos geradores síncronos. . . . .	147
Figura 114–Tensões nas cargas do sistema. . . . .	147
Figura 115–Sistema elétrico <i>IEEE</i> 39 barras. . . . .	149
Figura 116–Posição angular do rotor do gerador G5. . . . .	149
Figura 117–Posição angular do rotor do gerador G10. . . . .	150
Figura 118–Velocidade angular do gerador G5. . . . .	150
Figura 119–Velocidade angular do gerador G10. . . . .	151
Figura 120–Potência ativa. . . . .	151
Figura 121–Potência reativa. . . . .	151
Figura 122–Tensão no ponto da falta. . . . .	152
Figura 123–Tensão na carga. . . . .	152
Figura 124–Velocidade angular do gerador G5. . . . .	153
Figura 125–Velocidade angular do gerador G10. . . . .	153
Figura 126–Posição angular do rotor do gerador G5. . . . .	154
Figura 127–Posição angular do rotor do gerador G10. . . . .	154
Figura 128–Potência ativa. . . . .	154
Figura 129–Potência reativa. . . . .	155
Figura 130–Tensão no ponto da falta. . . . .	155
Figura 131–Tensão na carga. . . . .	155
Figura 132–Diagrama de blocos do <i>Automatic Voltage Regulator (AVR)</i> . . . . .	169

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tensões padronizadas no Brasil. . . . .	40
Tabela 2 – Tipos de aerogeradores. . . . .	44
Tabela 3 – Características dinâmicas relevantes da geração eólica para estudos de sistemas de potência. . . . .	65
Tabela 4 – Dados das usinas do sistema elétrica do <i>WECC</i> . . . . .	116
Tabela 5 – Dados das barras do sistema. . . . .	166
Tabela 6 – Reatância dos geradores em regime permanente. . . . .	166
Tabela 7 – Linhas e transformadores para o sistema classificado como fraco ( $R_{cc} = 10$ no Ponto de Conexão Comum (PCC)). . . . .	166
Tabela 8 – Linhas e transformadores para o sistema classificado como forte ( $R_{cc} = 25$ no PCC). . . . .	166
Tabela 9 – Geradores - Dados estáticos do sistema <i>IEEE 39</i> barras. . . . .	168
Tabela 10 – Regulador de tensão dos geradores - Dados dinâmicos do sistema <i>IEEE</i> de 39 barras. . . . .	169
Tabela 11 – Sistema estabilizador de potência dos geradores - Dados dinâmicos do sistema <i>IEEE 39</i> barras. . . . .	169
Tabela 12 – Geradores - Dados dinâmicos do sistema <i>IEEE 39</i> barras. . . . .	170
Tabela 13 – Barras - Dados estáticos do sistema <i>IEEE 39</i> barras. . . . .	171
Tabela 14 – Linhas e transformadores - Dados estáticos do sistema <i>IEEE 39</i> barras. . . . .	172
Tabela 15 – Parâmetros do modelo do gerador/conversor de energia renovável do sistema fotovoltaico - <i>REGC</i> . . . . .	173
Tabela 16 – Parâmetros do modelo do controlador do sistema de geração de energia renovável do sistema fotovoltaico - <i>REEC</i> . . . . .	174
Tabela 17 – Parâmetros do modelo do controlador do parque renovável do sistema fotovoltaico - <i>REPC</i> . . . . .	176
Tabela 18 – Parâmetros do modelo aerodinâmico do aerogerador tipo C - <i>Wind Turbine Generator Aerodynamics (WTGAR)</i> . . . . .	177
Tabela 19 – Parâmetros do modelo do eixo de transmissão do aerogerador tipo C. Modelo mecânico de duas massas - <i>Wind Turbine Generator Transmission (WTGT)</i> . . . . .	178
Tabela 20 – Parâmetros do modelo controlador do ângulo de passo das pás do aerogerador tipo C - <i>Wind Turbine Generator Pitch-Controller (WTGPT)</i> . . . . .	178

Tabela 21 – Parâmetros do modelo controlador de conjugado do aerogerador tipo C - <i>Wind turbine Generator Torque Control (WTGTRQ)</i> . . . . .	178
Tabela 22 – Parâmetros do modelo do gerador/conversor de energia renovável do aerogerador tipo C - <i>REGC</i> . . . . .	179
Tabela 23 – Parâmetros do modelo do controlador do sistema de geração de energia renovável do aerogerador tipo C - <i>REEC</i> . . . . .	180
Tabela 24 – Parâmetros do modelo do controlador do parque renovável do aerogerador tipo C - <i>REPC</i> . . . . .	183
Tabela 25 – Parâmetros do modelo do eixo de transmissão do aerogerador tipo D . Modelo mecânico de duas massas - <i>WTGT</i> . . . . .	185
Tabela 26 – Parâmetros do modelo do gerador/conversor de energia renovável do aerogerador tipo D - <i>REGC</i> . . . . .	185
Tabela 27 – Parâmetros do modelo do controlador do sistema de geração de energia renovável do aerogerador tipo D - <i>REEC</i> . . . . .	186
Tabela 28 – Parâmetros do modelo do controlador do parque renovável do aerogerador tipo D - <i>REPC</i> . . . . .	189

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>AVR</i>	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
<i>BOOST</i>	Conversor Elevador de Tensão
<i>CSC</i>	<i>Current Source Converter</i>
<i>ETAP</i>	Electrical Power System Analysis
<i>IEC</i>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineering</i>
<i>IGBT</i>	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
<i>Off-Grid</i>	Sistemas Eléctricos Autônomos
<i>On-Grid</i>	Sistemas Eléctricos Conectados
<i>PES</i>	<i>Power and Energy Society</i>
<i>PLL</i>	<i>Phase-Locked Loop</i>
<i>PSLF</i>	Power System Load Flow
<i>PSSE</i>	Power System Simulator for Engineering
<i>PSS</i>	<i>Power System Stabilizer</i>
<i>PV</i>	Geração Solar Fotovoltaica
<i>REEC</i>	<i>Renewable energy electrical control</i>
<i>REGC</i>	<i>Renewable energy generator/converter</i>
<i>REMTF</i>	<i>Renewable Energy Modeling Task Force</i>
<i>REPC</i>	<i>Renewable energy plant controller</i>
<i>RMS</i>	<i>Root Mean Square</i>
<i>VSC</i>	<i>Voltage Source Converter</i>
<i>WECC</i>	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>
<i>WGMG</i>	<i>Wind Generation Modeling Group</i>
<i>WTGAR</i>	<i>Wind Turbine Generator Aerodynamics</i>
<i>WTGPT</i>	<i>Wind Turbine Generator Pitch-Controller</i>
<i>WTGTRQ</i>	<i>Wind turbine Generator Torque Control</i>
<i>WTGT</i>	<i>Wind Turbine Generator Transmission</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CLR	Conversor do Lado da Rede

CVU	Custo Variável Unitário
GD	Geração Distribuída
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GS	Gerador Síncrono
GSIP	Gerador Síncrono com Imã Permanente
MBPSS	<i>Multiband Power System Stabilizer</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCC	Ponto de Conexão Comum
PID	Controlador Proporcional Integral Derivativo
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
UG	Unidade Geradora

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\alpha_g$	Diferença de fase entre as tensões $E_g$ e $V_t$
$\eta$	Relação de velocidades da caixa de engrenagens
$\lambda$	Relação de velocidade da ponta da pá do aerogerador
$\omega_s$	Velocidade síncrona
$\omega_b$	Velocidade síncrona de base
$\omega_m$	Velocidade angular do eixo do rotor
$\omega_{otimo}$	Velocidade angular do aerogerador que associada à velocidade do vento possibilita a máxima extração de potência
$\Psi_{dr}, \Psi_{qr}$	Fluxo magnético concatenado no rotor em coordenadas $dq$
$\Psi_{ds}, \Psi_{qs}$	Fluxo magnético concatenado no estator em coordenadas $dq$
$\Psi_{fd}$	Fluxo magnético concatenado no rotor síncrono em coordenadas $dq$
$\rho$	Densidade do ar
$\beta$	Ângulo de ataque da pá
$\theta_g$	Deslocamento angular da extremidade do eixo do gerador
$\theta_t$	Deslocamento angular da extremidade do eixo da turbina
$\theta_w$	Angulo de passo da pá do aerogerador
$\theta_{w0}$	Ângulo de passo inicial da pá do aerogerador
$A_r$	Área varrida pelas pás do aerogerador
$C$	Capacitância do barramento CC do conversor de potência
$C_p$	Coefficiente de potência do aerogerador
$D_g$	Coefficiente de amortecimento do eixo entre a caixa de transmissão e a massa rotórica do gerador
$D_t$	Coefficiente de amortecimento do eixo entre a massa rotórica da turbina e a caixa de transmissão
$E_g$	Tensão interna (de excitação) do gerador síncrono
$E_{fd}$	Tensão interna (de excitação) do gerador síncrono em coordenadas $dq$
$f_s$	Frequência síncrona

$f$	Frequência elétrica
$f_R$	Frequência de escorregamento
$F_{OCB}$	Sinalizador de atuação do sistema de proteção
$H$	Constante de inércia do aerogerador
$H_g$	Constante de inercia do eixo do gerador
$H_t$	Constante de inércia do eixo da turbina
$i_0, i_d, i_q$	Corrente em coordenadas $dq$
$i_{dr}, i_{qr}$	Corrente no rotor em coordenadas $dq$
$i_{ds}, i_{qs}$	Corrente no estator em coordenadas $dq$
$i_{dsref}, i_{qsref}$	Referência de corrente no estator em coordenadas $dq$
$i_{fd}$	Corrente de campo em coordenadas $dq$
$i_a$	Corrente na fase “a” do sistema
$i_b$	Corrente na fase “b” do sistema
$i_c$	Corrente na fase “c” do sistema
$i_f$	Corrente de campo
$i_{P_{cmd}}$	Corrente ativa comandada ao sistema de geração
$i_{Q_{cmd}}$	Corrente reativa comandada ao sistema de geração
$i_{P_{max}}$	Máxima corrente ativa
$i_{Q_{max}}$	Máxima corrente reativa
$i_{wt}$	Corrente gerada pelo gerador
$i_t$	Corrente injetada na rede elétrica
$J$	Momento de inércia do aerogerador (Inércia total)
$J_g$	Momento de inércia do gerador
$J_t$	Momento de inércia da turbina
$k_s$	Constante de rigidez torcional equivalente do eixo
$k_g$	Constante de rigidez torcional para o eixo entre a caixa de transmissão e a massa rotórica do gerador

$k_t$	Constante de rigidez torcional do eixo entre a massa rotórica da turbina e a caixa de transmissão
$L_b$	Indutância de base
$L_{aa}$	Indutância própria do enrolamento da fase “a” do estator
$L_{bb}$	Indutância própria do enrolamento da fase “b” do estator
$L_{cc}$	Indutância própria do enrolamento da fase “c” do estator
$L_{ss}$	Indutância própria dos enrolamentos do estator
$L_{rr}$	Indutância própria do rotor
$L_{lf}$	Indutância de dispersão do campo da máquina síncrona
$L_{lr}$	Indutância de dispersão do rotor da máquina de indução
$L_{ls}$	Indutância de dispersão do estator
$L_m$	Indutância mútua entre enrolamentos do estator e do rotor
$L_{md}, L_{mq}$	Indutância mútua entre enrolamentos do estator e do rotor em coordenadas $dq$
$M_{ab}, M_{ba}$	Indutância mútua entre os enrolamentos das fases “a” e “b” do estator
$M_{ac}, M_{ca}$	Indutância mútua entre os enrolamentos das fases “a” e “c” do estator
$M_{bc}, M_{cb}$	Indutância mútua entre os enrolamentos das fases “b” e “c” do estator
$M_{ar}, M_{ra}$	Indutância mútua entre os enrolamentos das fases “a” do estator e do rotor
$M_{br}, M_{rb}$	Indutância mútua entre os enrolamentos das fases “b” do estator e do rotor
$M_{cr}, M_{rc}$	Indutância mútua entre os enrolamentos das fases “c” do estator e do rotor
$P_c$	Potência elétrica no barramento de corrente contínua do conversor de potência
$P_s$	Potência ativa no estator
$P_g$	Potência fornecida pelo gerador ao conversor de potência
$P_{gref}$	Referência de potência ativa
$P_m$	Potência mecânica do aerogerador
$P_w$	Potência extraída do vento
$P_{wt}$	Potência ativa do aerogerador



$Q_{gref}$	Referência de potência reativa
$Q_s$	Potência reativa no estator
$p_f$	Número de polos da máquina de indução
$r_s$	Resistência dos enrolamentos do estator, por fase
$r_r$	Resistência do enrolamento do rotor
$r_f$	Resistência do enrolamento de campo
$s$	Escorregamento da máquina de indução
$T_a$	Conjugado aerodinâmico
$T_a$	Conjugado de aceleração
$T_e$	Conjugado eletromagnético
$T_g$	Conjugado mecânico do eixo de alta velocidade
$T_t$	Conjugado mecânico do eixo de baixa velocidade
$T_m$	Conjugado mecânico do aerogerador
$T_{sp}$	Referência de conjugado
$v_{0s}$	Componente de sequência zero da tensão do estator
$\psi_{0s}$	Componente de sequência zero do fluxo concatenado do estator
$i_{0s}$	Componente de sequência zero da corrente do estator
$i_{0sf}$	Componente de sequência zero da corrente do rotor
$v_b$	Tensão de base
$v_{cc}$	Tensão do barramento CC
$v_{dr}, v_{qr}$	Tensão no rotor na máquina de indução em coordenadas $dq$
$v_{ds}, v_{qs}$	Tensão no estator em coordenadas $dq$
$v_{fd}$	Tensão de campo da máquina síncrona em coordenadas $dq$
$v_{wt}$	Tensão nos terminais do conversor do lado da rede
$v_t$	Tensão terminal do gerador
$v_a$	Tensão na fase “a” do sistema
$v_b$	Tensão na fase “b” do sistema
$v_c$	Tensão na fase “c” do sistema

$v_f$	Tensão de campo
$v_w$	Velocidade do vento
$X_{ds}$	Reatância do estator em coordenadas $dq$
$X_g$	Reatância síncrona
$Z_b$	Impedância de base

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> . . . . .	<b>29</b>
<b>1.1</b>	<b>Expansão da geração renovável nos sistemas elétricos de potência e os desafios quanto a sua integração</b> . . . . .	<b>29</b>
<b>1.2</b>	<b>Visão geral sobre estabilidade de sistemas elétricos de potência</b> . . . . .	<b>32</b>
<b>1.3</b>	<b>Simulação computacional de sistemas elétricos de potência</b> . . . . .	<b>33</b>
<b>1.4</b>	<b>Objetivos da dissertação</b> . . . . .	<b>35</b>
<b>1.5</b>	<b>Contribuições</b> . . . . .	<b>36</b>
<b>1.6</b>	<b>Estrutura da dissertação</b> . . . . .	<b>37</b>
<b>1.7</b>	<b>Publicações</b> . . . . .	<b>38</b>
<b>2</b>	<b>SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA</b> . . . . .	<b>39</b>
<b>2.1</b>	<b>Estrutura de um sistema elétrico de potência</b> . . . . .	<b>39</b>
<b>2.2</b>	<b>Sistema interligado e as fontes intermitentes</b> . . . . .	<b>40</b>
<b>2.3</b>	<b>Principais características das usinas eólicas e fotovoltaicas</b> . . . . .	<b>41</b>
<b>2.3.1</b>	<i>Aerogeradores</i> . . . . .	<b>41</b>
<b>2.3.2</b>	<i>Sistemas fotovoltaicos</i> . . . . .	<b>45</b>
<b>2.3.3</b>	<i>Rede coletora</i> . . . . .	<b>48</b>
<b>2.4</b>	<b>Requisitos técnicos mínimos para conexão de fontes eólicas e fotovoltaicas à rede elétrica</b> . . . . .	<b>50</b>
<b>2.4.1</b>	<i>Requisitos técnicos mínimos para conexão à rede básica no Brasil</i> . . . . .	<b>52</b>
<b>2.4.2</b>	<i>Requisitos técnicos mínimos para conexão ao sistema de distribuição elétrica no Brasil</i> . . . . .	<b>57</b>
<b>2.5</b>	<b>Considerações sobre sistemas elétricos de potência</b> . . . . .	<b>57</b>
<b>3</b>	<b>ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS COM FONTES RENOVÁVEIS</b> . . . . .	<b>58</b>
<b>3.1</b>	<b>Estabilidade de sistemas elétricos de potência</b> . . . . .	<b>58</b>
<b>3.2</b>	<b>Impactos da geração eólica na estabilidade de sistemas de potência</b> . . . . .	<b>64</b>
<b>3.3</b>	<b>Impactos da geração fotovoltaica na estabilidade de sistemas de potência</b> . . . . .	<b>66</b>
<b>3.4</b>	<b>Considerações sobre estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência com fontes renováveis</b> . . . . .	<b>68</b>
<b>4</b>	<b>MODELAGEM DE SISTEMAS DE POTÊNCIA</b> . . . . .	<b>69</b>

<b>4.1</b>	<b>Sistemas eólio-elétricos . . . . .</b>	<b>69</b>
<b>4.1.1</b>	<b><i>Modelagem do sistema aerodinâmico . . . . .</i></b>	<b>70</b>
<b>4.1.2</b>	<b><i>Modelagem do sistema mecânico . . . . .</i></b>	<b>72</b>
<b>4.1.3</b>	<b><i>Modelagem do gerador . . . . .</i></b>	<b>74</b>
<b>4.1.3.1</b>	<b><i>Gerador síncrono . . . . .</i></b>	<b>74</b>
<b>4.1.3.2</b>	<b><i>Gerador de indução . . . . .</i></b>	<b>79</b>
<b>4.1.3.3</b>	<b><i>Gerador de indução duplamente alimentado - GIDA . . . . .</i></b>	<b>80</b>
<b>4.1.4</b>	<b><i>Modelagem dos sistemas de controle . . . . .</i></b>	<b>82</b>
<b>4.1.4.1</b>	<b><i>Controle de máquinas síncronas . . . . .</i></b>	<b>82</b>
<b>4.1.4.2</b>	<b><i>Controle do aerogerador com conversor parcial de potência . . . . .</i></b>	<b>84</b>
<b>4.1.4.3</b>	<b><i>Controle do aerogerador com conversor de plena potência . . . . .</i></b>	<b>87</b>
<b>4.2</b>	<b>Sistemas fotovoltaicos . . . . .</b>	<b>91</b>
<b>4.2.1</b>	<b><i>Modelagem da conversão fotovoltaica . . . . .</i></b>	<b>91</b>
<b>4.2.2</b>	<b><i>Modelagem dos sistemas de controle . . . . .</i></b>	<b>94</b>
<b>4.3</b>	<b>Linhas, transformadores e cargas . . . . .</b>	<b>95</b>
<b>4.3.1</b>	<b><i>Linhas . . . . .</i></b>	<b>95</b>
<b>4.3.2</b>	<b><i>Transformadores . . . . .</i></b>	<b>96</b>
<b>4.3.3</b>	<b><i>Cargas . . . . .</i></b>	<b>97</b>
<b>4.4</b>	<b>Considerações sobre modelagem de sistemas de potência . . . . .</b>	<b>97</b>
<b>5</b>	<b>MODELAGEM GENÉRICA DE FONTES RENOVÁVEIS . . . . .</b>	<b>98</b>
<b>5.1</b>	<b>Modelos genéricos contra modelos proprietários . . . . .</b>	<b>98</b>
<b>5.2</b>	<b>Modelos desenvolvidos por WECC . . . . .</b>	<b>99</b>
<b>5.2.1</b>	<b><i>Aerogerador com conversor parcial . . . . .</i></b>	<b>108</b>
<b>5.2.2</b>	<b><i>Aerogerador com conversor pleno . . . . .</i></b>	<b>108</b>
<b>5.2.3</b>	<b><i>Sistema fotovoltaico . . . . .</i></b>	<b>109</b>
<b>5.3</b>	<b>Modelos desenvolvido por IEC . . . . .</b>	<b>110</b>
<b>5.4</b>	<b>Considerações sobre modelagem genérica de fontes renováveis . . . . .</b>	<b>112</b>
<b>6</b>	<b>SIMULAÇÃO E ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉ- TRICOS DE POTÊNCIA USANDO MODELOS GENÉRICOS DE FON- TES EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA . . . . .</b>	<b>114</b>
<b>6.1</b>	<b>Considerações gerais sobre simulações dinâmicas de sistemas de potên- cia com geração a partir de fontes intermitentes de energia . . . . .</b>	<b>114</b>

6.2	<b>Simulação e análise de fontes renováveis propostos por WECC</b> . . . . .	115
6.2.1	<i>Simulações e resultados do sistema elétrico do WECC</i> . . . . .	118
6.2.2	<i>Considerações sobre os resultados do sistema elétricos do WECC</i> . . . . .	140
6.3	<b>Simulação e análise da estabilidade do sistema elétrico da Nova Inglaterra com fontes renováveis</b> . . . . .	141
6.3.1	<i>Simulações e resultados do sistema elétrico da Nova Inglaterra</i> . . . . .	142
6.3.2	<i>Considerações sobre os resultados do sistema elétrico da Nova Inglaterra</i> .	155
6.4	<b>Considerações sobre as simulações e análises de SEP usando modelos genéricos de fontes renováveis</b> . . . . .	156
7	<b>CONCLUSÃO</b> . . . . .	158
7.1	<b>Trabalhos futuros</b> . . . . .	160
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	161
	<b>APÊNDICES</b> . . . . .	166
	<b>APÊNDICE A – DADOS ESTÁTICOS DOS SISTEMA ELÉTRICO PROPOSTO POR WECC</b> . . . . .	166
	<b>APÊNDICE B – DADOS ESTÁTICOS E DINÂMICOS DO SISTEMA ELÉTRICO DO IEEE</b> . . . . .	168
	<b>APÊNDICE C – PARÂMETROS DOS MODELOS GNÉRICOS APRESENTADOS</b> . . . . .	173

## 1 INTRODUÇÃO

A geração eólica experimentou grande crescimento nas últimas décadas e recentemente passou a dividir a atenção com a geração fotovoltaica que também está em intensa expansão, sendo esta a que mais cresce dentre todas as fontes, atualmente (IEA, 2017). O motivo pode ser atribuído à crescente preocupação da população com a sustentabilidade ambiental do planeta e também à permanente incerteza nos preços dos combustíveis fósseis.

A participação das fontes renováveis solar e eólica nas matrizes de eletricidade de diversos países tornou-se significativa. Assim, devido à natureza intermitente e à baixa previsibilidade de plantas de geração desse gênero, torna-se necessário compreender o impacto dessas fontes na estabilidade dos Sistema Elétrico de Potência (SEP).

A estabilidade do SEP consiste na sua capacidade de recuperar um estado de equilíbrio operacional após ter sido submetido a um distúrbio físico, sem que haja violação na maioria das restrições operativas e que praticamente todo o sistema permaneça intacto (KUNDUR *et al.*, 2004). Os distúrbios mencionados referem-se a faltas, perda de geração, perda de linhas de transmissão, variação de carga ou alguma combinação destes. A análise da estabilidade é uma componente da segurança e da avaliação da confiabilidade do SEP. A segurança de um sistema de potência refere-se ao grau de risco em sua capacidade de sobreviver a perturbações iminentes (contingências) sem interrupção do atendimento ao cliente. Relaciona-se à robustez do sistema e, portanto, depende da condição operacional do sistema, bem como da probabilidade de ocorrência de perturbações. A confiabilidade de um sistema de potência refere-se à probabilidade de sua operação satisfatória a longo prazo (KUNDUR *et al.*, 2004).

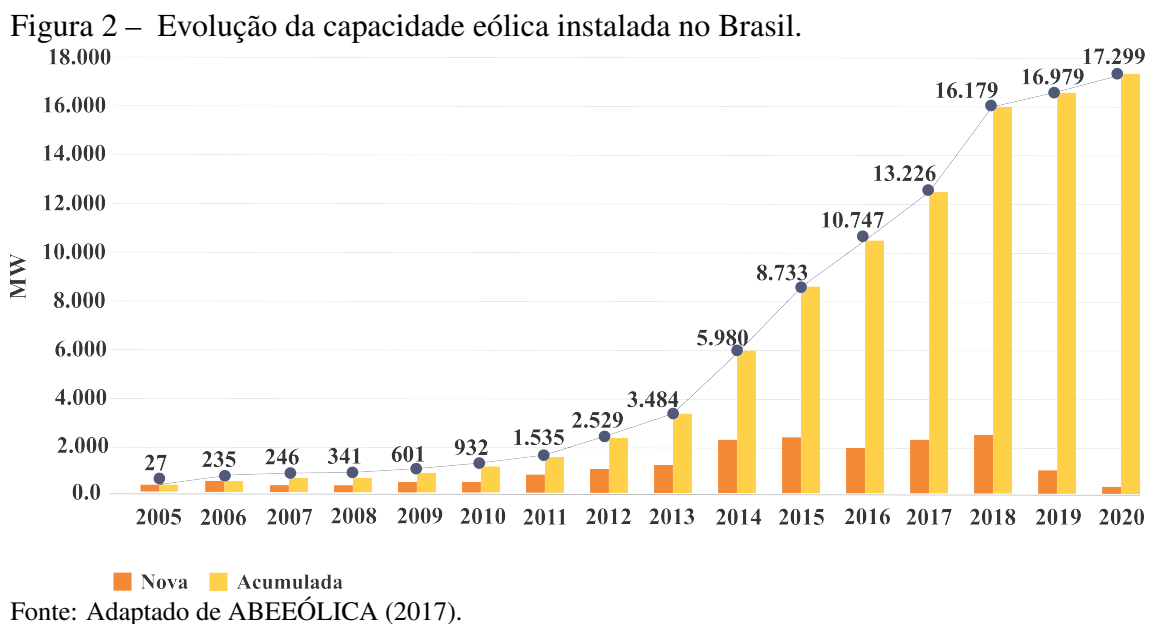
### 1.1 Expansão da geração renovável nos sistemas elétricos de potência e os desafios quanto a sua integração

Dada a evolução de conversores de eletrônica de potência e de sistemas de controle, além da redução dos custos de produção, usinas eólicas e fotovoltaicas puderam ser conectadas à rede elétrica com relativa confiabilidade, em atendimento a pré-requisitos mínimos de qualidade de suprimento e operabilidade do sistema de potência (ACKERMANN, 2005; BOSE, 2009; ESTANQUEIRO, 2007). Embora a previsão de instalação de 60 GW de potência eólica não tenha se concretizado em 2016, o ritmo de crescimento anual da geração eólica foi de 12,6%. Em destaque, está a China com a instalação de 23 GW dessa fonte somente em 2016 e a projeção

de atingir o patamar de 500 GW de capacidade instalada de geração eólica em 2017. A Figura 1 mostra a capacidade eólica instalada acumulada anualmente no mundo.



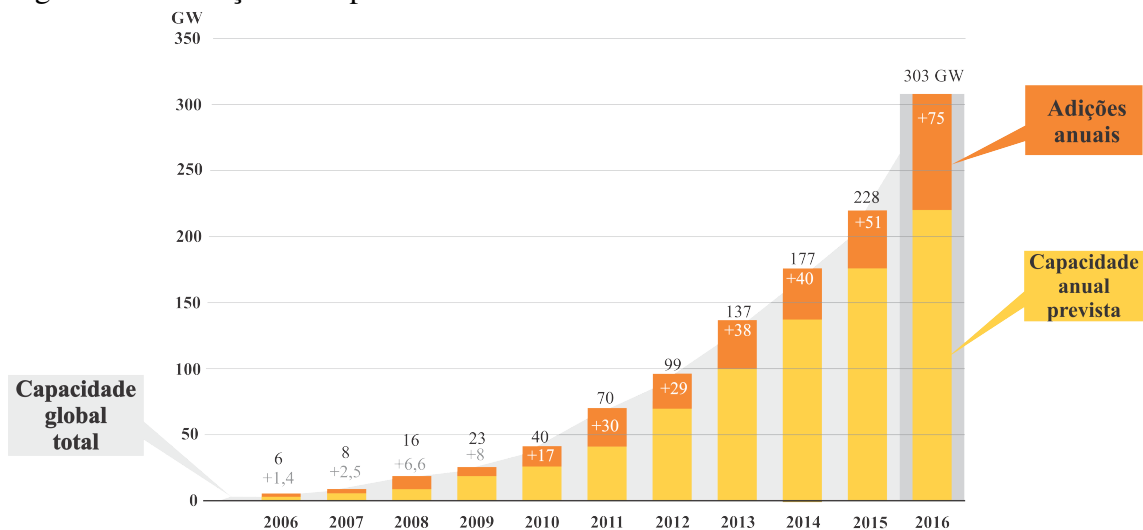
No Brasil, a capacidade instalada de energia eólica ultrapassou a marca de 10 GW em 430 parques eólicos, com 2 GW instalados apenas em 2016, mesmo com o cenário econômico não favorável, o que posiciona o país na nona colocação em potência eólica instalada. Na Figura 2 é mostrada a evolução crescente da potência instalada eólica no Brasil, e observa-se a previsão de superação de 17 GW de potência instalada a partir de 2020. Atualmente, a participação da energia eólica na matriz elétrica brasileira é de 7,1% em termos de potência instalada. O aumento dessa participação minimizou o risco de colapso do suprimento em diversos momentos no nordeste brasileiro já em 2016 (ABEEÓLICA, 2017).



A Geração Solar Fotovoltaica (PV) também vem crescendo exponencialmente nos últimos anos, atingindo, em 2016, a capacidade instalada de 303 GWp no mundo. Desde 1990, a

geração *PV* cresce, em média, a uma proporção de 43% ao ano. De acordo com REN21 (2017), apenas em 2016, foram instalados cerca de 75 GW de geração *PV*, um aumento de quase 50% em relação a 2015, conforme destacado na Figura 3. A geração de energia saltou de 4 TWh em 2005 para 247 TWh em 2015. No Brasil, a potência instalada dos sistemas fotovoltaicos, que são implementados em duas modalidades distintas, como geração centralizada e como geração distribuída, era, ao final de 2016, de 81 MWp, sendo 24 MWp de geração centralizada e 57 MWp de geração distribuída (NASCIMENTO, 2017; IEA, 2017).

Figura 3 – Evolução da capacidade instalada fotovoltaica no mundo.



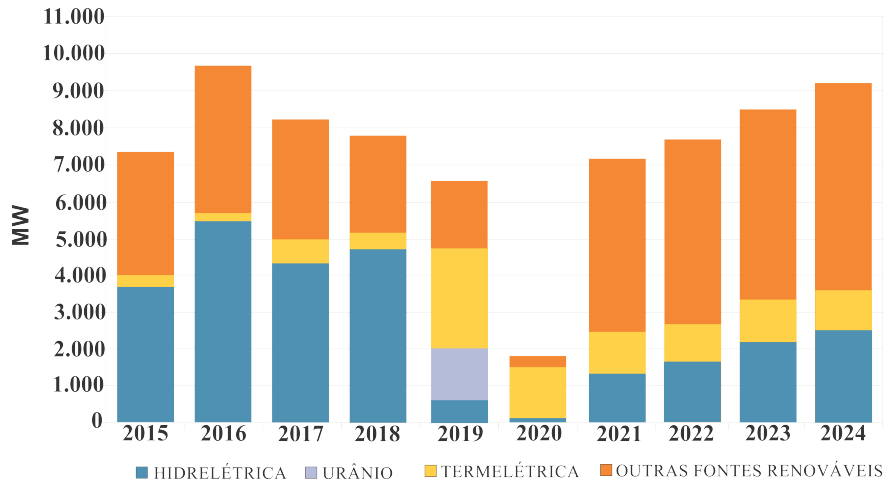
Fonte: Adaptado de REN21 (2017).

A expansão no uso de fontes de energia não fóssil para produção de eletricidade é mandatória. No Brasil, recomenda-se o aumento na participação de energias renováveis, excluídas as fontes hídricas, na matriz elétrica para cerca de 29% até 2030 (EPE, 2016). No Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME/EPE, 2015), estima-se que os segmentos da geração eólica e da produção energética fotovoltaica alcancem, respectivamente, 24 GW e 7 GW de capacidade instalada ao final de 2024. A Figura 4 destaca a participação anual das fontes renováveis na expansão da capacidade instalada no Brasil. Os ganhos sistêmicos com a expansão da oferta de energia a partir das fontes renováveis intermitentes tornaram a matriz energética brasileira flexível. Se antes o país era fortemente dependente das opções hídricas, como não há mais novos projetos de grandes hidrelétricas devido às restrições ambientais, as usinas eólicas e fotovoltaicas surgem como opções viáveis (ABEEÓLICA, 2017).

Daí surge o desafio de integrar adequadamente essas fontes a um sistema elétrico cada vez mais heterogêneo e, em certa medida, com fontes intermitentes de difícil previsibilidade e de



Figura 4 – Acréscimo anual de capacidade instalada por fonte no Brasil.



Fonte: Adaptado de MME/EPE (2015).

menor controlabilidade. Embora se tenha conhecimento que as conexões de fontes renováveis contribuem para melhoria nos indicadores de desempenho de qualidade de energia do sistema elétrico, é imprescindível o conhecimento e análise dos impactos que esse tipo de geração causa na estabilidade, segurança e confiabilidade do SEP (SILVA *et al.*, 2015). Operadores de rede, fabricantes de aerogeradores, desenvolvedores de aplicações, consultores técnicos e a academia, por exemplo, demandam o conhecimento de modelos dinâmicos dessas plantas para simular o comportamento de aerogeradores e sistemas fotovoltaicos no sistema de potência. A maioria dos modelos dessas plantas renováveis não são padronizados e validados, ao contrário das máquinas síncronas. A diversidade de estratégias de controle possíveis torna esses modelos ainda mais diferenciados entre si (ZHAO; NAIR, 2011).

## 1.2 Visão geral sobre estabilidade de sistemas elétricos de potência

À medida que os sistemas de potência têm evoluído através do crescimento contínuo das interconexões, o uso de novas tecnologias e controles e o aumento da operação em condições altamente estressadas, emergiram diferentes fontes de instabilidade do sistema. Essa constatação é baseada nas condições operativas e nos incidentes verificados em grandes centros produtores, nos quais a energia é transportada através de longas redes de transmissão até chegar ao consumidor.

Atualmente, assiste-se a uma mudança de paradigma, particularmente, embora não somente, ao nível da produção de energia a partir de fontes renováveis, de modo a promover um desenvolvimento sócio-econômico sustentável. Segundo Kundur *et al.* (2004), a estabilidade de

sistemas de potência pode ser classificada em três categorias:

- *Estabilidade do ângulo do rotor* que se refere à capacidade das máquinas síncronas conectadas a um SEP de permanecerem em sincronismo após o sistema ser submetido a uma perturbação.
- *Estabilidade de frequência* que se refere à capacidade de um SEP de manter uma frequência estável após uma grande perturbação no sistema que resulte em desequilíbrio significativo entre geração e carga.
- *Estabilidade de tensão* se refere à capacidade de um SEP de manter as tensões de regime em todos os barramentos do sistema após ser submetido a uma perturbação a partir de uma dada condição inicial de operação.

A estabilidade de frequência e a estabilidade de tensão são classificadas como a grandes perturbações ou a pequenas perturbações, de curto prazo ou de longo prazo.

No capítulo 3, os principais conceitos relativos à estabilidade de sistemas elétricos de potência serão novamente abordados.

### 1.3 Simulação computacional de sistemas elétricos de potência

Uma tendência recente e significativa nos sistemas de potência é o aumento de geradores, armazenadores de energia e cargas interligados ao SEP via conversores eletrônicos de potência. Para analisar as interações entre os principais componentes do SEP, é essencial uma abordagem integrada de modelagem e simulação. Duas abordagens principais são encontradas para modelagem e análise da operação dos SEP: simulação transitória eletromagnética e simulação transitória eletromecânica.

Os transitórios eletromagnéticos são fenômenos rápidos ( $ns$ - $ms$ ), que envolvem a interação entre campos magnéticos de indutâncias e campos elétricos de capacitâncias no sistema elétrico. A simulação de transitórios eletromagnéticos usa modelos capazes de capturar fenômenos de dinâmica rápida, como descargas atmosféricas ( $ns$ - $\mu s$ ) e chaveamentos ( $\mu s$ - $ms$ ). Em cada caso, o tamanho do passo de simulação precisará ser pelo menos um décimo da menor constante de tempo do sistema representado. Tamanho típico de passo de simulação varia de 20-200  $\mu s$  (HAN; ZHANG, 2015). Devido ao grande esforço computacional, sua escala de simulação é geralmente limitada. Se a simulação transitória eletromagnética para análise de sistemas de grande porte for adotada, o sistema deve ser equivalenciado e simplificado, o que reduziria a precisão da simulação. Simular um sistema de grande porte usando um simulador de

transitório eletromagnético é, portanto, computacionalmente impraticável.

Os transitórios eletromecânicos são fenômenos de dinâmica mais lenta que os eletromagnéticos, e envolvem a interação entre a energia mecânica armazenada nas máquinas rotativas. A simulação transitória eletromecânica analisa, principalmente, o comportamento dinâmico e a capacidade de manter o funcionamento síncrono do sistema de potência após perturbação. A simulação transitória eletromecânica baseia-se principalmente no modelo de estado quase permanente, do qual o tamanho típico do passo de simulação é 10 ms (HAN; ZHANG, 2015). A simulação transitória eletromecânica é baseada na suposição de um sistema trifásico equilibrado e emprega uma abordagem de modelagem monofásica e fasorial baseada em sequência positiva e valores *Root Mean Square (RMS)*. Convencionalmente, a simulação transitória eletromecânica tem sido usada para a simulação de SEP de larga escala.

Considerando a análise de um determinado intervalo de tempo, a duração de uma simulação transitória eletromagnética é muito maior do que a de uma simulação transitória eletromecânica. Em simulação de sistemas de barramento infinito de máquina única, os resultados de estabilidade transitória provenientes da simulação transitória eletromecânica e da simulação transitória eletromagnética são próximos, com os resultados do primeiro mais conservadores (XIA, 2014).

Na modelagem e simulação de sistemas eólicos, fabricantes de aerogeradores normalmente fazem uso de uma representação detalhada do sistema, empregando simuladores de transitórios eletromagnéticos (SØRENSEN *et al.*, 2011; PIWKO *et al.*, 2009). Contudo, o que aparenta ser interessante, na verdade torna-se um problema, pois esse nível de precisão não é aplicável em simulações de grandes sistemas elétricos. Isto porque essas simulações demandam a especificação de grande número de parâmetros do modelo de turbina eólica em análise. Parâmetros estes que normalmente são particulares, privativos e exclusivos ao fabricante, além de serem muitas vezes protegidos por acordos de confidencialidade. O nível de detalhe considerado pelos fabricantes torna computacionalmente impraticável a avaliação da resposta de plantas de geração com interface eletrônica perante perturbações nos sistemas de potência de médio e grande porte (ESTANQUEIRO, 2007).

No contexto que se apresenta, algumas instituições internacionais, lideradas principalmente pelo *International Electrotechnical Commission (IEC)* e pelo *WECC* em parceria com o *IEEE*, têm trabalhado em conjunto nos últimos anos para determinar um modelo dinâmico genérico de fontes intermitentes (ZAVADIL *et al.*, 2011).

Inicialmente foram desenvolvidos modelos para fontes eólicas conectadas diretamente à rede elétrica. Em sequência modelos para fontes eólicas com interface eletrônica e, em seguida, modelos para fontes solar fotovoltaicas (LAMMERT *et al.*, 2016). O termo genérico objetiva evidenciar o ponto principal desses grupos de trabalho, que corresponde à especificação de modelos padrões, públicos e não proprietários capazes de representarem os comportamentos dinâmicos de grande variedade de equipamentos de geração. Esses modelos se propõem a representar o desempenho transitório das máquinas e sistemas com tempos de simulações de dez a trinta segundos e com ventos e irradiação considerados constantes. São aplicados a diferentes eventos dinâmicos como chaveamentos de linhas, perda de geração ou carga e faltas no sistema. Assim, modelos de sequência positiva são empregados em análises de eventos balanceados, como curtos-circuitos trifásicos, em simulações com passo de integração de 1 a 10 ms. Embora faltas dessa categoria sejam as mais raras, quando ocorrem refletem o pior cenário do sistema elétrico (LAMMERT *et al.*, 2016; MULJADI; ELLIS, 2010; POURBEIK, 2014).

Dessa forma, o objetivo principal do *IEC* e do *WECC* é propor novos modelos genéricos de fontes renováveis, além de aperfeiçoar os já existentes de forma a representar, com exatidão minimamente razoável, o desempenho dessas fontes para possibilitar estudos de estabilidade confiáveis. A característica modular das propostas torna fácil a implementação desses modelos em quaisquer aplicações de simulações de sistemas elétricos (LAMMERT *et al.*, 2016; MULJADI; ELLIS, 2010; MULJADI *et al.*, 2014). Dessa forma, é possível o planejamento da expansão da oferta de geração para suprir a demanda crescente e com atendimento aos requisitos de segurança e confiabilidade do SEP, o que pode ser considerado como o ponto central na operação e planejamento de um sistema elétrico.

#### 1.4 Objetivos da dissertação

Esse trabalho tem como objetivo geral avaliar a estabilidade de sistemas elétricos de potência com geração eólio-elétrica e solar fotovoltaica conectadas ao sistema de transmissão.

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Implementar modelos genéricos de sistemas de geração eólica com conversor pleno, empregando gerador síncrono, e com conversor parcial, e de geração solar fotovoltaica com conversor pleno, propostos pelo *WECC*, no ambiente Matlab-Simulink<sup>®</sup>.
- Analisar a estabilidade estática e transitória de um SEP com a presença de geração renovável eólica e solar fotovoltaica.

- Analisar o efeito do aumento da participação da geração eólica e da fotovoltaica sobre a estabilidade dos SEP.
- Estudar o comportamento dinâmico dos aerogeradores de velocidade variável com conversor parcial (com gerador de indução com dupla alimentação) e com conversor pleno, empregando gerador síncrono, e de plantas fotovoltaicas em um sistema máquina-barras infinita.
- Estudar os impactos que os aerogeradores de velocidade variável com conversor parcial e com conversor pleno, empregando gerador síncrono, e sistemas fotovoltaicos podem causar no desempenho dinâmico do sistema elétrico de testes do *IEEE* de 39 barras (*New England Power System*).
- Analisar as características de modularidade, flexibilidade, configurabilidade e multiplataforma, além do desempenho dos modelos genéricos propostos ao implementá-los na plataforma Matlab-Simulink<sup>®</sup>.
- Verificar se os modelos genéricos baseados em recursos renováveis intermitentes interligados ao SEP, quando submetidos a perturbações de natureza elétrica, atendem às normas de desempenho estabelecidas pelos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS).

## 1.5 Contribuições

As principais contribuições desta dissertação são:

1. Quanto à modelagem: Implementação dos modelos genéricos baseados em recursos renováveis intermitentes propostos pelo *WECC* no ambiente Matlab-Simulink.
2. Quanto ao controle: Avaliação dos impactos das opções de controle de geração disponíveis nos modelos genéricos baseados em recursos renováveis intermitentes na estabilidade do SEP.
3. Quanto ao desempenho:
  - a) Comparação do desempenho de geradores interligados à rede elétrica por conversor eletrônico e geradores conectados diretamente à rede.
  - b) Estudo do impacto do aumento da participação da geração renovável intermitente em grandes sistemas de potência na estabilidade do sistema.

## 1.6 Estrutura da dissertação

Após breve introdução, que buscou contextualizar o problema a ser tratado nesta dissertação, pode-se dividi-la em quatro partes.

No capítulo introdutório são apresentados os conceitos básicos sobre estabilidade de sistemas elétricos de potência, assim como os desafios para a integração segura das fontes renováveis intermitentes à rede elétrica, conteúdos necessários para boa compreensão das questões relacionadas à integração de fontes solar fotovoltaicas e eólicas aos sistemas de potência e ao impacto na estabilidade.

Na segunda parte, que compreende o capítulo 2 e o capítulo 3, são feitas considerações gerais que envolvem sistemas elétricos de potência, com ênfase nos aspectos que abrangem os desafios ligados ao aumento da participação de fontes renováveis intermitentes em uma matriz energética. Assim, o capítulo 2 aborda as principais características de um sistema de potência, as principais fontes de energia e as características técnicas que envolvem as usinas eólicas e fotovoltaicas: aerogeradores, placas fotovoltaicas, rede coletora interna, robustez do ponto de conexão e os requisitos necessários para a conexão dessas fontes ao sistema de potência. Já o capítulo 3 apresenta os conceitos de estabilidade de sistemas elétricos com fontes renováveis e analisa o impacto do aumento da participação da geração intermitente na estabilidade do sistema de potência, conceitos estes que são fundamentais para os estudos de caso usando o Sistema Elétrico da Nova Inglaterra (*IEEE-39 barras*), apresentados no capítulo 7.

Na terceira parte, que compreende o capítulo 4 e 5, a ênfase é dada à modelagem dos principais elementos que compõem um sistema de potência. Nesse sentido, o capítulo 4 apresenta um entendimento básico acerca da modelagem de sistemas de potência, principalmente dos geradores elétricos, convencionais e renováveis, incluindo tanto os sistemas mecânicos quanto os elétricos, apresentando filosofias e esquemas de controle que proporcionem a operação confiável, segura e de menor custo desses sistemas de potência. Enquanto que no capítulo 5 são apresentados os esforços do *IEC* e *WECC* para desenvolver modelos dinâmicos das fontes.

A quarta e última parte, delimitada pelos capítulos 6 e 7, apresenta estudo de caso com avaliações em regime estático e regime dinâmico do sistema elétrico da Nova Inglaterra. O capítulo 6 se inicia com simulações dinâmicas em Matlab/Simulink de sistemas máquina-barras infinita propostos pelo *WECC*. Na segunda metade deste capítulo são realizadas análises do sistema elétrico da Nova Inglaterra (*IEEE-39 barras*), quando são simuladas situações de aumento e diminuição da participação de geração renovável para estudar a estabilidade de tensão

de curto e longo prazo. Encerrando a dissertação, o capítulo 7 apresenta as considerações finais e propostas para trabalhos futuros.

## 1.7 Publicações

Alguns dos resultados apresentados nesta dissertação foram publicados em anais de congressos, a saber:

- ALMADA, J. B.; PARENTE, D. P.; FILHO, V. G. T.; LEÃO R. P. S.; SAMPAIO, R. F. Análise da operação de plantas PV-Eólicas através de modelos dinâmicos. In: CIGRÉ. *XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Curitiba, 2017.

## 2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

O objetivo deste capítulo é demonstrar as principais características de um sistema elétrico de potência e os requisitos para a inserção de geração renovável intermitente na sua operação.

### 2.1 Estrutura de um sistema elétrico de potência

O objetivo de um sistema elétrico de potência é entregar energia elétrica aos consumidores de forma segura, confiável, com qualidade, a custos módicos e com o mínimo impacto ambiental. Até ser utilizada pela sociedade, a energia elétrica, primeiramente, é gerada em usinas que produzem a eletricidade a partir de outras fontes de energia disponíveis na natureza. A energia elétrica gerada é então transportada até o consumidor através dos sistemas de transmissão e distribuição de energia que são redes elétricas em diferentes níveis de tensão interconectadas.

A geração de eletricidade é realizada a partir da conversão de diferentes fontes, primárias ou secundárias, renováveis ou exauríveis, em energia elétrica. Na maioria das usinas termelétricas, combustíveis fósseis, como carvão, óleo e gás, são queimados produzindo energia elétrica a partir dos vapores ou gases quentes produzidos. Nas termelétricas a carvão e a óleo, o fluido de trabalho na turbina é o vapor de água seco e naquelas a gás, o fluido de trabalho é gás quente proveniente da combustão da mistura de gás com oxigênio. Nas usinas nucleares, o calor produzido pela fissão nuclear é transferido para produção de vapor de água o qual aciona uma turbina e, por conseguinte, o gerador. Em todos os casos são empregados geradores síncronos para converter conjugado mecânico em conjugado eletromagnético. Usinas hidroelétricas aproveitam a energia gerada pela pressão da água que gira uma turbina, transformando a energia potencial, criada por um desnível no curso d'água, em energia cinética, que é convertida em eletricidade pelo gerador. Adicionalmente às hidrelétricas, há a energia eólica, a solar, a geotérmica, a da biomassa, a das ondas e a das marés que juntas compõem o grupo de geração renovável de eletricidade.

As turbinas eólicas, por sua vez, podem empregar geradores assíncronos tipo rotor em gaiola, rotor bobinado ou duplamente alimentado. Os GIDA são conectados à rede elétrica por meio de conversores de eletrônica de potência.

A geração solar fotovoltaica não emprega máquinas girantes para produzir eletricidade. A usina é composta por painéis solares que absorvem e convertem a luz do sol em potência



elétrica em corrente contínua. Por meio de inversores, essa potência é convertida em alternada e injetada ou no sistema de transmissão ou no sistema de distribuição de energia elétrica.

A transmissão de energia elétrica é realizada em alta tensão e muitas vezes a longas distâncias, enquanto que a distribuição é realizada em níveis mais baixos de tensão e normalmente em distâncias curtas. Essa diferença é causada pelo fato de que a quantidade de energia transmitida depende da tensão e da corrente, enquanto as perdas dependem principalmente da corrente e da distância a ser transportada. O equilíbrio entre esses fatores possibilita a minimização das perdas e dos custos de transporte da energia, visto que altas tensões demandam equipamentos maiores e mais caros. Esse equilíbrio é obtido a partir da determinação de valores específicos de tensão para cada sistema. Na Tabela 1 são apresentados os níveis de tensão, o tipo de conexão e a tensão nominal de cada sistema estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nos procedimentos de distribuição.

Tabela 1 – Tensões padronizadas no Brasil.

Sistema	Conexão	Tensão nominal
Sistema de transmissão (rede básica)	Trifásico	$\geq 230$ kV
Sistema de distribuição de alta tensão	Trifásico	138 kV e 69 kV
Sistema de distribuição de média tensão	Trifásico	34,5 kV e 13,8 kV
Sistema de distribuição da baixa tensão	Trifásico	380 / 220 V e 220 / 127 V
	Monofásico	440 / 220 V e 254 / 127 V

Fonte: Adaptado de ANEEL (2017).

## 2.2 Sistema interligado e as fontes intermitentes

Os SEP se expandiram buscando garantir o suprimento de energia elétrica a uma sociedade que ocupa um território conforme a sua própria dinâmica social e econômica, interligando, dessa forma, distintas unidades geradoras e criando grandes sistemas de potência ditos agora como Sistemas Interligados. O surgimento de sistemas interligados possibilitou, em resumo, a redução de custos associados aos sistemas de geração e maior confiabilidade no fornecimento, embora, por outro lado, tenha contribuído para aumento da complexidade da operação e ampliação do impacto de contingências (ACKERMANN, 2005; SLOOTWEG, 2003; STEVENSON, 1974).

Tradicionalmente, a operação e controle dos SEP visa o permanente equilíbrio entre a demanda e o suprimento de energia, observando as restrições operativas definidas pela estabilidade angular do rotor, estabilidade de frequência e estabilidade de tensão (KUNDUR *et*

*al.*, 2004). Em regime permanente, todas as unidades geradoras possuem a mesma velocidade angular e a potência elétrica gerada é igual à soma das demandas e das perdas inerentes aos componentes do sistema. Nessa condição, o sistema é dito estável e somente ocorrerá uma mudança no equilíbrio com alguma perturbação (BRETAS; ALBERTO, 2000).

Para a operação do sistema, estão disponíveis diversas usinas baseadas em diferentes recursos energéticos, cada uma com suas próprias características, conforme o contexto de previsibilidade, disponibilidade, estabilidade, controlabilidade e de custos para a sociedade. Ainda do ponto de vista da operação, esses parâmetros de avaliação resultam na classificação dessas usinas em despacháveis e não despacháveis.

As usinas hidráulicas e térmicas possibilitam que suas fontes primárias e secundárias de energia sejam armazenadas de forma que seja possível a programação de quando e quanto de energia elétrica cada uma delas deverá gerar. Esses tipos de usinas são classificadas como despacháveis. As usinas não despacháveis, a exemplo da eólica e solar fotovoltaica não possibilitam ao operador do sistema o controle dos montantes de energia a serem gerados em um determinado momento. A ordem de despacho padrão para esse tipo de usina é de operar abaixo da potência disponível a fim de garantir reserva operacional, i.e., o despacho é sempre possível para decremento de potência gerada (*derating*).

Por fim, a crescente participação das novas energias renováveis nas matrizes elétricas impõe importantes transformações ao setor elétrico devido às suas especificidades técnicas e, sobretudo, à intermitência inerente a tais fontes.

## **2.3 Principais características das usinas eólicas e fotovoltaicas**

O conhecimento das principais características das usinas eólicas e fotovoltaicas, como os gêneros dos aerogeradores, as especificidades das placas, os inversores e as redes coletoras internas, bem como dos requisitos técnicos para esses tipos de fontes, são essenciais para o entendimento dos estudos de estabilidade.

### **2.3.1 Aerogeradores**

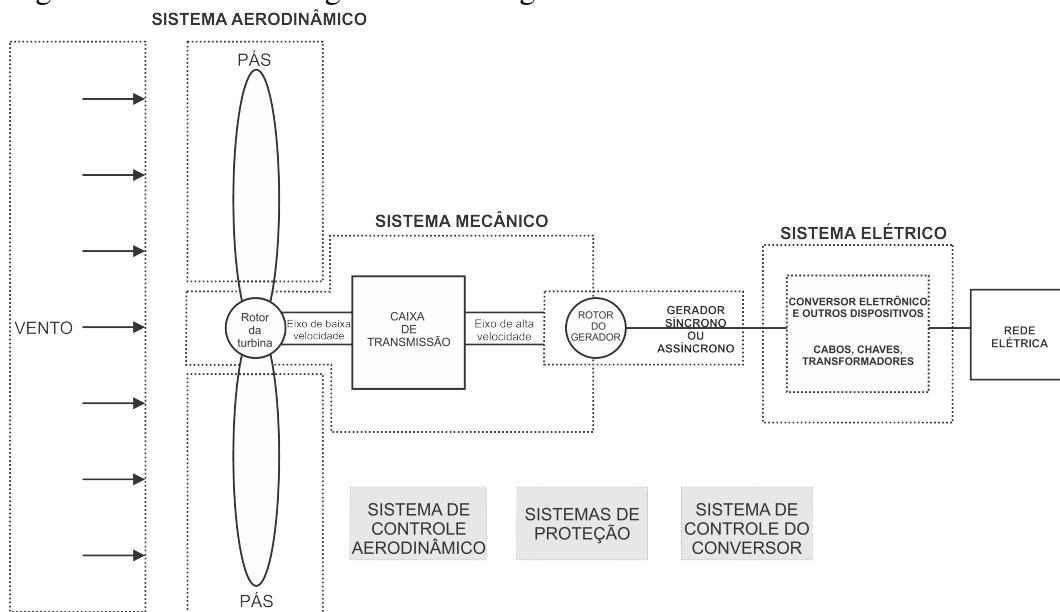
O princípio de funcionamento de um aerogerador compreende dois processos: um rotor que extrai a energia cinética do vento e a converte em conjugado mecânico, e o gerador que converte esse conjugado em eletricidade. Esse complexo equipamento envolve sistemas

aerodinâmicos, mecânicos, elétricos e de controle que juntos atuam para gerar a máxima potência elétrica possível a partir do vento disponível e de forma que alterações na velocidade do vento não comprometam a eficiência energética e a qualidade da energia gerada.

Os aerogeradores, para desempenhar sua função de converter a energia dos ventos em energia elétrica, são constituídos de diversos componentes e sistemas de monitoramento e controle, representados na Figura 5 e resumidamente descritos a seguir:

- Sistema aerodinâmico: pás da turbina e sistemas de controle do ângulo de passo das pás;
- Sistema mecânico: rotor da turbina e do gerador, eixos de transmissão e caixa de engrenagens ou multiplicador;
- Conversor eletrônico de potência: arranjos e sistemas de controle;
- Gerador: o gerador elétrico pode ser síncrono ou assíncrono; e
- Sistema de proteção: relés de proteção por sobretensão, subtensão, sobrevelocidade, dentre outros.

Figura 5 – Sistemas integrantes do aerogerador.



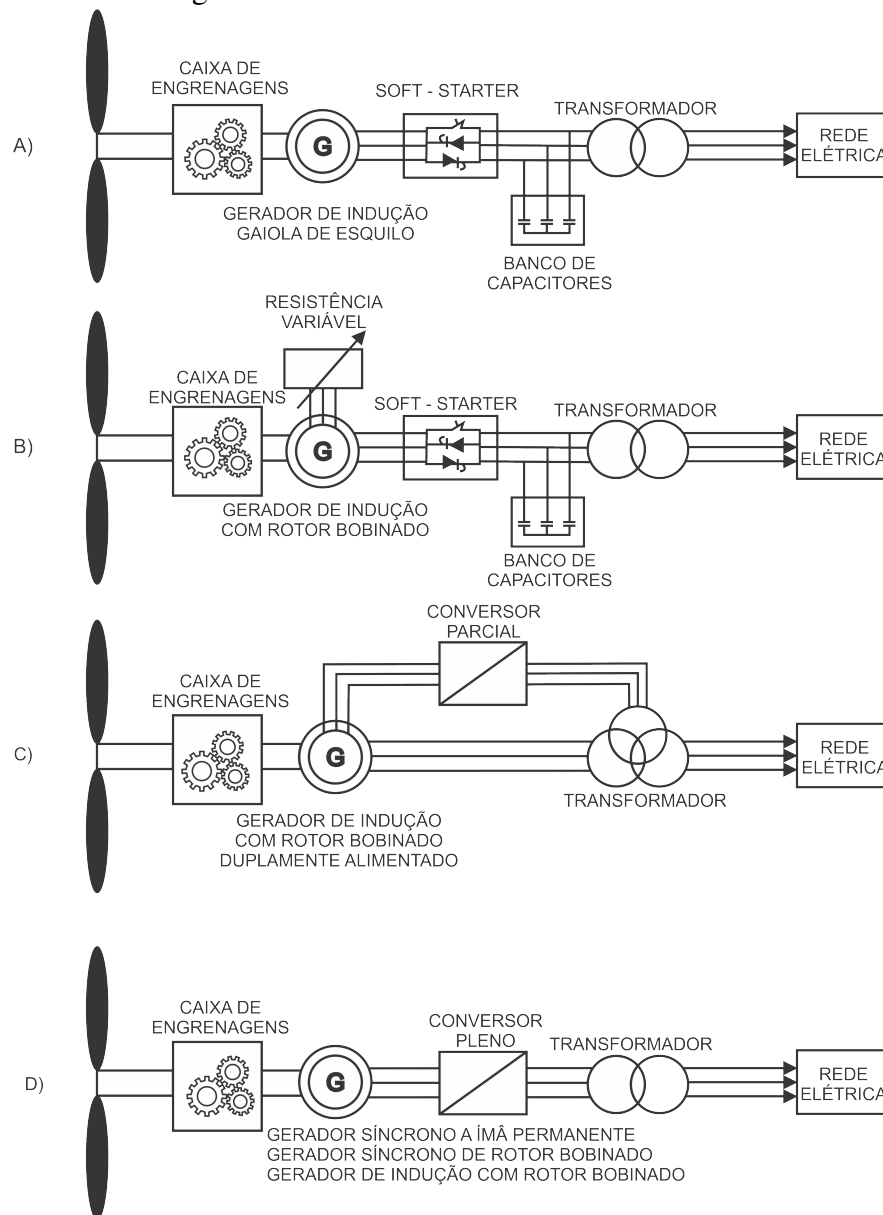
Essas máquinas podem ser classificadas quanto:

- À velocidade do rotor: velocidade fixa, velocidade variável limitada e velocidade variável;
- Ao controle de extração de potência eólica: controle passivo (*stall*); controle ativo (*pitch*); e controle misto (*active stall*);
- Ao trem de acionamento: com ou sem caixa de engrenagens;
- Ao tipo de gerador utilizado: gerador de indução com rotor de gaiola de esquilo; gerador

de indução com rotor bobinado, gerador de indução duplamente alimentado e gerador síncrono.

Segundo Pinto (2013), os aerogeradores comerciais são classificados em 4 categorias, ilustradas na Figura 6 e descritos na Tabela 2. As diferenças entre os conceitos são o tipo de gerador empregado, a forma como a eficiência aerodinâmica do rotor é controlada durante ventos de alta velocidade e os sistemas de controle empregados.

Figura 6 – Configurações de aerogeradores usados na conversão da energia eólica em eletricidade.



Fonte: Adaptado de Pinto (2013).

O gerador de indução em gaiola de esquilo diretamente conectado é o mais antigo. Consiste em um gerador de indução diretamente conectado à rede elétrica. O escorregamento

Tabela 2 – Tipos de aerogeradores.

Tipo	Gerador	Conexão à rede
A	Gerador de indução em gaiola de esquilo	Diretamente conectado
B	Gerador de indução com rotor bobinado conectado a banco de resistências	Diretamente conectado
C	Gerador de indução com rotor bobinado duplamente alimentado	Conversor de potência parcial
D	Gerador síncrono ou de indução	Conversor de potência pleno

Fonte: Autoria própria.

e conseqüentemente a velocidade do rotor variam conforme a potência gerada. Contudo, essa variação de velocidade é muito pequena, cerca de 1% a 2%. Diante disso, essa máquina é comumente referenciada como gerador de velocidade constante. Devido à necessidade de potência reativa para a magnetização do gerador, bancos de capacitores são indispensáveis.

Os aerogeradores tipo B, C e D, descritos na Tabela 2, são classificados como geradores a velocidade variável. O aerogerador tipo B possui um banco de resistências variáveis conectadas ao rotor do gerador de indução de forma a possibilitar, pela variação da resistência rotórica, a operação em diferentes velocidades de vento. Variando a resistência do rotor, a curva característica de conjugado versus velocidade do gerador é deslocada e é possível obter variações na velocidade do rotor da ordem de 10% da velocidade nominal. Este tipo pode ser classificado como semivariável.

Os aerogeradores tipo C e D não são diretamente conectados à rede elétrica, mas através de conversores de potência. Para possibilitar a operação em velocidade variável, a velocidade mecânica do rotor e a frequência elétrica da rede são desacoplados pelos conversores de potência. No tipo C, o estator do gerador é conectado diretamente à rede elétrica e o rotor é conectado à rede elétrica através de conversor tipo fonte de tensão, do inglês *Voltage Source Converter (VSC)* com transistores tipo *Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT)*. Dessa forma, as frequências mecânica e elétrica do rotor são desacopladas e a frequência elétrica do campo do rotor pode variar independente da velocidade mecânica do rotor, o que permite operação em faixas de velocidade de -30% a 20% da velocidade síncrona. A operação em velocidade variável permite maior eficiência na conversão de energia, reduz os esforços mecânicos das máquinas e as perturbações na qualidade da energia elétrica gerada (ANAYA-LARA *et al.*, 2011; SOHN; ALBERTO, 2014).

Nos aerogeradores tipo D, geradores síncronos ou assíncronos são totalmente desconectados da rede elétrica por conversores de potência que processam toda a potência elétrica gerada pelas máquinas. Esses conversores permitem a operação desse tipo de aerogerador em

uma faixa de velocidades que varia entre 0% e 100% da velocidade síncrona. O controle da potência ativa, que se relaciona à máxima eficiência aerodinâmica e à velocidade da turbina, e o controle da potência reativa, que se relaciona ao controle de tensão, são estratégias de controle que podem ser implementadas em ambos os aerogeradores tipos C e D.

Quando comparadas, as principais diferenças entre a geração eólica e a geração convencional são que na primeira são empregados diferentes tipos de sistemas de geração enquanto que na segunda, o gerador síncrono diretamente conectado à rede elétrica é o empregado. Fundamentalmente, o elemento motriz da turbina eólica (vento) não pode ser controlado e flutua aleatoriamente, o que contrasta com os elementos motrizes das turbinas convencionais, totalmente controladas.

### 2.3.2 *Sistemas fotovoltaicos*

Os sistemas fotovoltaicos geralmente são classificados de acordo com seus requisitos funcionais e operacionais, com suas configurações de componentes e com a forma que os equipamentos são conectados a outras fontes de energia e cargas elétricas. As duas classificações principais são sistemas conectados à rede e sistemas autônomos. Os sistemas fotovoltaicos podem ser projetados para fornecer potência em Corrente Alternada (CA) ou em Corrente Contínua (CC), podem operar interligados ou independentes da rede elétrica e podem ser conectados com outras fontes de energia ou sistemas de armazenamento.

Os Sistemas Elétricos Autônomos (*Off-Grid*) são instalados para fornecer eletricidade a usuários isolados, distantes da rede elétrica e que são difíceis de alimentar porque ou estão em áreas de difícil acesso ou são caracterizados por um baixo uso de eletricidade de tal forma que torna a conexão ao sistema elétrico inconveniente. Os Sistemas Elétricos Conectados (*On-Grid*) são interligados em paralelo à rede elétrica. São nomeados de usinas fotovoltaicas quando se destinam à comercialização da energia elétrica produzida. Outro tipo de sistema *On-Grid* é aquele cuja finalidade é a compensação do consumo e da demanda de uma instalação elétrica conectada ao sistema de distribuição.

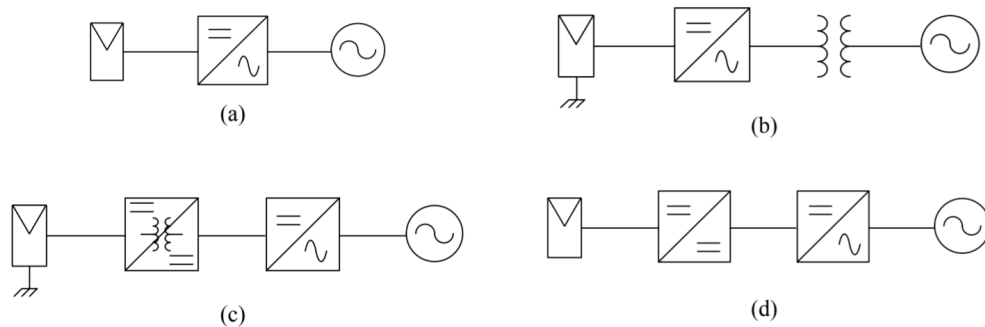
Kjaer *et al.* (2005) resumem e classificam os sistemas fotovoltaicos baseados nos arranjos gerador-inversor para conectar esses sistemas à rede elétrica.

Há diversas configurações de sistemas fotovoltaicos, empregando as mais diversas topologias de conversores (ver Figura 7), operando com chaveamento em baixa ou em alta frequência. Quanto às topologias, os sistemas fotovoltaicos podem ser:

- Com único estágio inversor (não isoladas);
- Com único estágio inversor (isoladas);
- Com múltiplos estágios de conversão (isoladas);
- Com múltiplos estágios de conversão (não isoladas).

Sob forma de diagramas de blocos, as topologias de sistemas fotovoltaicos são representadas na Figura 7.

Figura 7 – Classificação dos tipos de sistemas monofásicos de processamento de energia fotovoltaica.



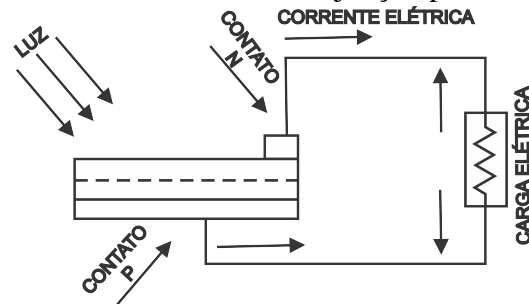
Fonte: Autoria própria.

Legenda: Topologia com (a) único estágio inversor, não isolada; (b) único estágio inversor, isolada; (c) múltiplos estágios de conversão, isolada; (d) múltiplos estágios de conversão, não isolada.

A física da célula fotovoltaica é similar à do diodo clássico de junção pn. Quando a junção absorve luz, a energia dos fótons absorvida é transferida ao sistema próton-elétron do material, criando portadores de carga que estão separados na junção. Esses portadores de carga na junção criam um gradiente de potencial, aceleram-se sob campo elétrico e circulam como corrente através de um circuito externo, ilustrado pela Figura 8. O produto dessa corrente pelo quadrado da resistência do circuito determina a potência convertida em eletricidade. A potência remanescente eleva a temperatura dos painéis e se dissipa no ambiente.

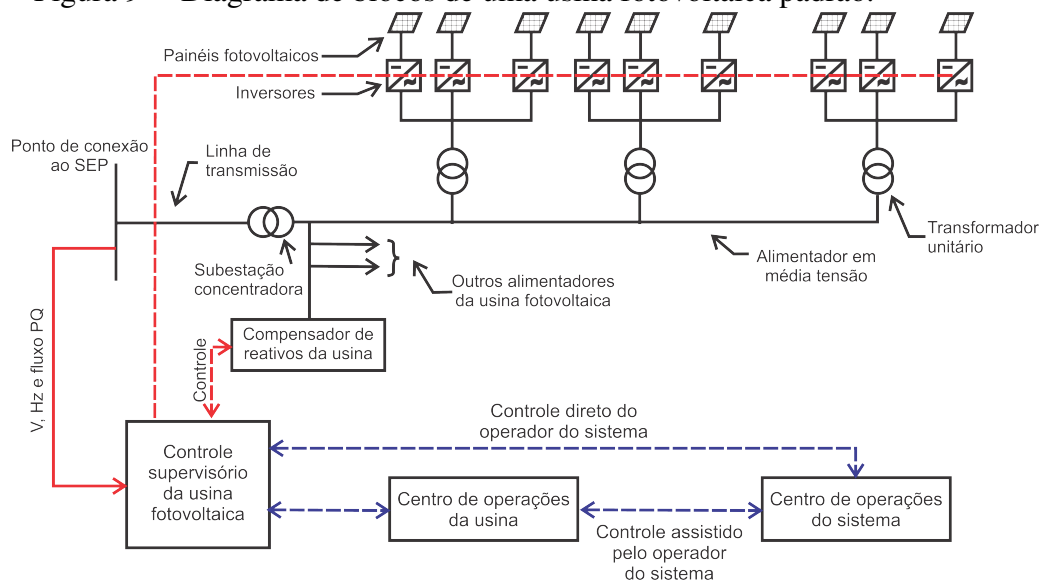
A célula solar é o bloco básico de um sistema fotovoltaico. A célula possui capacidade de produzir poucas unidades de potência. Para atingir maior potência, várias células são conectadas em circuitos em série e em paralelo, formando módulos ou painéis, os quais são também associados em circuitos em série-paralelo e conectados a módulos conversores de potência até atingir a potência de projeto desejada para, enfim, serem conectados ao sistema de potência (PATEL, 2005). A estrutura básica de uma usina fotovoltaica está representada na Figura 9. Em Pinho e Galdino (2014) são apresentados com detalhes desde os componentes básicos de sistemas fotovoltaicos, até o projeto e aplicações de tais sistemas.

Figura 8 – Efeito fotovoltaico que converte energia do fóton em tensão elétrica na junção pn.



Fonte: Adaptado de Patel (2005).

Figura 9 – Diagrama de blocos de uma usina fotovoltaica padrão.



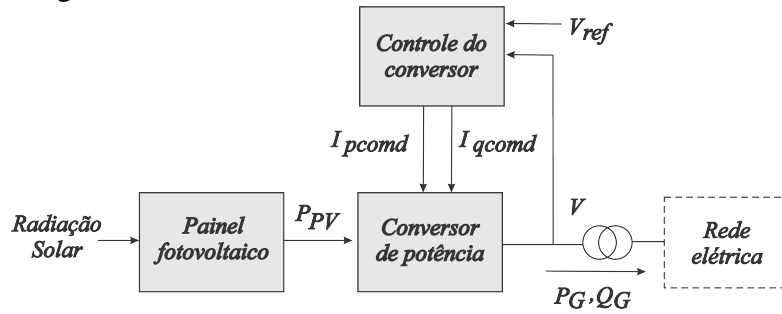
Fonte: Elaborado pelo autor.

Os sistemas fotovoltaicos, para desempenhar sua função de converter a energia do sol em energia elétrica, são constituídos por diversos componentes e sistemas de monitoramento e controle, representados pela Figura 10 e resumidamente descritos a seguir:

- Sistema fotoelétrico: Placas fotovoltaicas;
- Sistema elétrico: conversores eletrônicos, cabos, chaves, transformadores e dispositivos de controle específicos;
- Sistema de controle do conversor: sistemas de controle associados.



Figura 10 – Sistemas de controle de uma usina fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de WECC (2014).

Legenda:  $P_{pv}$ : Potência ativa gerada pelo painel fotovoltaico.

$I_{pcmd}$ : Corrente ativa comandada.

$I_{qcmd}$ : Corrente reativa comandada.

$V_{ref}$ : Valor de referência da tensão.

$V$ : Tensão terminal do sistema.

$P_g$ : Potência ativa injetada na rede.

$Q_g$ : Potência reativa injetada/absorvida da rede.

### 2.3.3 Rede coletora

Uma usina de geração baseada em recursos energéticos renováveis, doravante simplesmente denominada como usina renovável, típica consiste em dezenas de turbinas eólicas ou até centenas de placas fotovoltaicas. Essas quantidades variam a depender da potência unitária desses componentes e da potência de projeto da usina. Ambas as categorias de plantas geram em baixa tensão. Transformadores montados nas proximidades das Unidade Geradora (UG) elevam a tensão para o nível de média tensão. Essas UG são agrupadas e conectadas a alimentadores, formando uma rede coletora interna à usina. Por fim, esses alimentadores são conectados à subestação em que o transformador eleva a tensão para o nível de distribuição ou transmissão desejado (por exemplo, 69 kV ou 230 kV). Uma linha de transmissão conecta a subestação concentradora ao sistema de distribuição ou de transmissão, no PCC (MULJADI; ELLIS, 2010; ANEEL, 2017). A Figura 11 apresenta uma configuração típica de usina eólica, enquanto que a Figura 12 ilustra o arranjo elétrico interno de um parque eólico com dois circuitos internos conectando todos os aerogeradores.

Estudos elétricos em grandes sistemas de potência requerem modelagens apropriadas de cada tipo de gerador. Contudo, não é necessário a modelagem de cada unidade geradora para se realizar análises em regime dinâmico ou calcular fluxos de potência, bastando representar o sistema equivalente dessa usina. Da mesma forma, uma barra pode conter apenas o sistema equivalente dinâmico de todos os geradores e até de todas as usinas nela conectadas. Ressalta-se que essa aproximação elimina a possibilidade de análise de fenômenos eletromecânicos internos

Figura 11 – Diagrama físico de uma usina eólica típica.

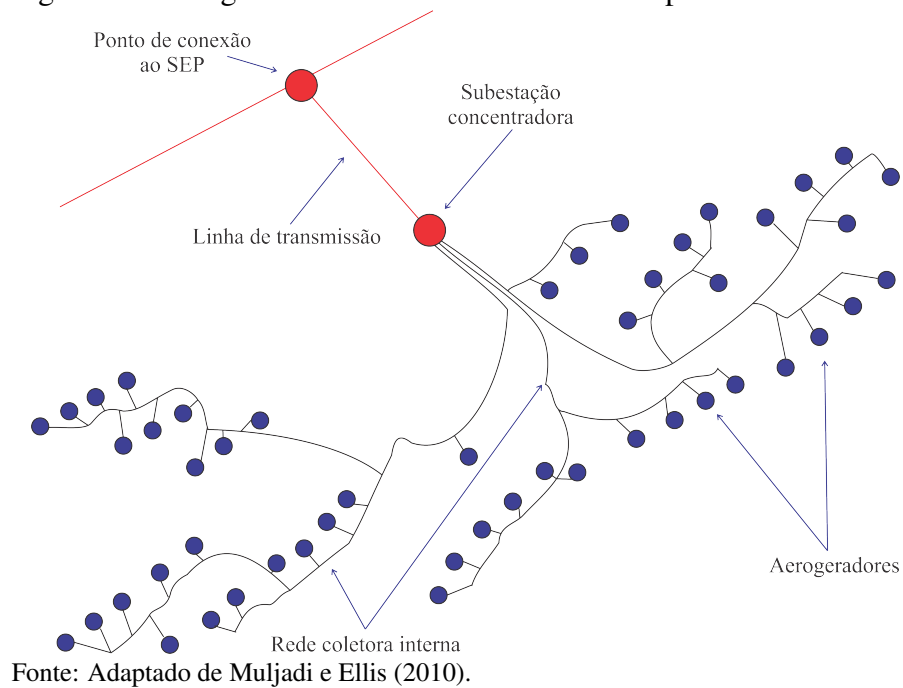
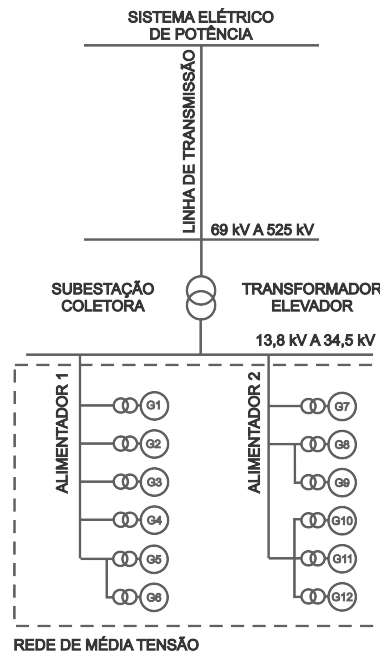
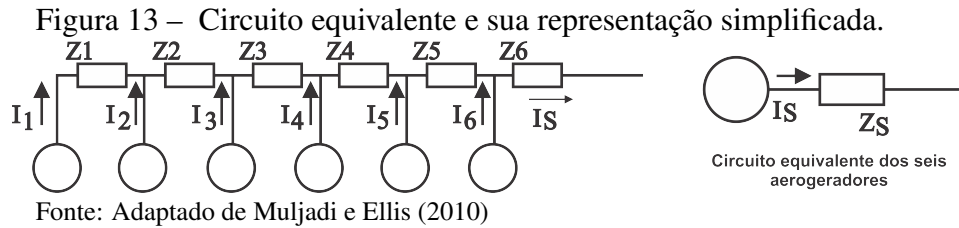


Figura 12 – Arranjo esquemático de geradores em uma usina renovável.



às máquinas. A Figura 13 ilustra a forma de agregação das características elétricas dos principais elementos de uma planta de geração para a sua representação simplificada.



## 2.4 Requisitos técnicos mínimos para conexão de fontes eólicas e fotovoltaicas à rede elétrica

O desafio para qualquer sistema elétrico de potência é atender à demanda do consumidor no montante requisitado, a qualquer tempo, com qualidade e ao menor custo possível. Em sistemas de geração convencionais, a variação e previsão da carga era a única variável aleatória do sistema e sua compensação era realizada com ajustes na potência gerada pelas máquinas. Com a inserção das usinas baseadas em fontes intermitentes, o ajuste do equilíbrio geração-demanda tornou-se mais sensível, pois novas variáveis não controladas (o vento e a irradiação solar) foram inseridas. Diante disso, tornou-se imprescindível a especificação de critérios técnicos de conexão dessas usinas ao sistema que garantam a qualidade do suprimento e a manutenção desse equilíbrio.

A potência de curto-circuito no ponto de conexão é fator determinante para a instalação ou não de uma usina renovável. O nível da potência de curto-circuito em determinado ponto da rede elétrica representa a medida de sua robustez e determina sua capacidade, naquele ponto, de absorver distúrbios. Quanto maior a potência de curto-circuito menor é a impedância equivalente da rede a jusante. A medida da rigidez ou força da rede é dada pela relação de curto-circuito (Equação 2.1). Uma rede elétrica é dita fraca quando essa relação for numericamente inferior a 8 ou 10, enquanto que, quando estiver entre 20 e 25, a rede em questão é considerada forte. Para valores superiores a 20, admite-se que não devem ocorrer, portanto, problemas na conexão do parque. Caso a relação seja inferior a 10, recomenda-se análise dinâmica prévia à instalação do parque e sua conexão à rede, podendo-se optar pela compensação de reativos, reforços na rede elétrica ou emprego de geradores/inversores com controle de potência (PINTO, 2013).

$$R_{sc} = \frac{S_{cc}}{S_n} \quad (2.1)$$

em que  $R_{sc}$  é a relação de curto-circuito,  $S_{cc}$  é a potência de curto-circuito no ponto de conexão e

$S_n$  é a potência aparente de referência do parque eólico.

A própria inserção de usinas renováveis no sistema elétrico influencia na robustez da rede. Em resumo, as principais características que influenciam na robustez de uma rede elétrica são (ACKERMANN, 2005):

- Proporção de fontes renováveis em relação às fontes convencionais;
- Distância geográfica da usina até a rede elétrica;
- Impedância interna do parque (transformadores e rede coletora) e distância entre aerogeradores/inversores e o ponto de conexão.

Sloutweg (2003) aborda os principais impactos da inserção de geração eólica nos sistemas de potência, classificando-os em locais e sistêmicos. Os impactos locais independem do percentual de geração eólica numa matriz de geração elétrica. Localmente, os aspectos do SEP afetados são:

- O fluxo de potência e as tensões nodais;
- Os esquemas de proteção e as correntes de falta;
- Harmônicas;
- *Flickers*.

Além dos impactos locais, a energia eólica também causa uma série de impactos em todo o sistema, porque afeta:

- A dinâmica e a estabilidade;
- O controle de tensão e de potência reativa; e
- O controle de frequência e do despacho de usinas convencionais.

De acordo com Pinto (2013), os parques eólicos afetam o fluxo de energia na rede elétrica e, em geral, elevam a tensão no ponto de conexão ao SEP. A capacidade de suporte de potência reativa e a implementação de controles de tensão e frequência são fundamentais para manter o sistema operando em regime permanente em condições nominais. Embora não haja uma definição única para qualidade de energia, a mesma pode ser quantificada em função do desequilíbrio do sistema, da resposta aos transitórios e de alterações na tensão nominal, seja na continuidade, na magnitude, na frequência ou na forma de onda.

Os países onde há usinas baseadas em fontes renováveis intermitentes conectadas aos respectivos sistemas elétricos possuem normas ou requisitos técnicos que determinam as obrigações dessas plantas para com a qualidade do suprimento e com a estabilidade desses sistemas. Os normativos elaborados, em sua grande maioria, adotam padrões desenvolvidos pelo

*IEEE* e pelo *IEC*. Exemplos de requisitos técnicos de diversos países podem ser conhecidos em Pinto (2013) e Ackermann (2005). Em resumo, esses requisitos abordam a:

- Regulação de potência ativa e frequência do sistema: Conservação do equilíbrio de geração e consumo pela manutenção da estabilidade da frequência do sistema.
- Regulação de potência reativa e tensão de operação: Geração/Absorção de energia reativa para possibilitar a manutenção da tensão dentro de limites preestabelecidos. Pode ser realizada em três formas: fator de potência constante, potência reativa constante ou controle da tensão.
- Suportabilidade a afundamentos de tensão: Capacidade das usinas de permanecerem conectadas durante a ocorrência de grandes distúrbios no sistema.

#### **2.4.1 *Requisitos técnicos mínimos para conexão à rede básica no Brasil***

No Brasil os requisitos para conexão dessas fontes ao Sistema Interligado Nacional (SIN) estão contidos no módulo 3.6 dos Procedimentos de Rede, elaborados pelo ONS (ONS, 2010c).

O ONS (2010b) classifica as usinas em modalidades de operação, as quais são determinadas a partir da avaliação dos possíveis impactos na operação hidráulica e energética do SIN e na segurança da rede. Os impactos da operação da usina dependem do porte desta e independem da usina estar conectada à rede básica ou fora dela. Os impactos na segurança da rede são função do porte e da localização elétrica das usinas nas redes de transmissão ou de distribuição. As usinas são classificadas em três tipos:

- Tipo I - Programação e despacho centralizados
  - Usinas conectadas à rede básica;
  - Usinas ou conjunto de usinas que compartilhem o ponto de conexão conectadas fora da rede básica, mas que impactam na segurança da rede de operação;
  - Usinas cuja operação hidráulica possa afetar a operação das demais usinas classificadas como Tipo I.
- Tipo II - Programação centralizada e despacho não centralizado
  - Usinas ou conjunto de usinas não classificadas como Tipo I com injeção líquida superior a 30 MW (no caso de centrais térmicas e hidráulicas) e 20 MW (no caso de centrais eólicas) para as quais se identifica a necessidade de informações para possibilitar a sua representação individualizada nos processos de planejamento e

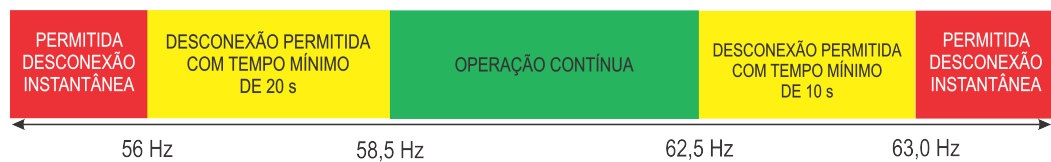
programação da operação e pós-operação;

- Usinas térmicas não classificadas como Tipo I, com potência líquida injetada inferior a 30 MW e que têm Custo Variável Unitário (CVU) declarado.
- Tipo III - Programação e despacho não centralizados (usinas não classificadas nas modalidades anteriores).

Em resumo, os agentes de geração devem operar máquinas e equipamentos internos à usina de forma que sejam atendidos os requisitos de:

- Operação em regime de frequência não nominal: Com objetivo de minimizar perda de geração por sub ou sobrefrequência quando o sistema tem a capacidade de se autorecuperar, as usinas eólicas e fotovoltaicas são demandadas a operarem continuamente, sem redução na potência ativa, entre 58,5 Hz e 62,5 Hz e a operarem com limite de tempo entre 56 Hz e 58,5 Hz e entre 62,5 Hz e 63 Hz. Para frequências inferiores a 56 Hz e superiores a 63 Hz, a desconexão instantânea é permitida. Esse requisito é ilustrado na Figura 14.

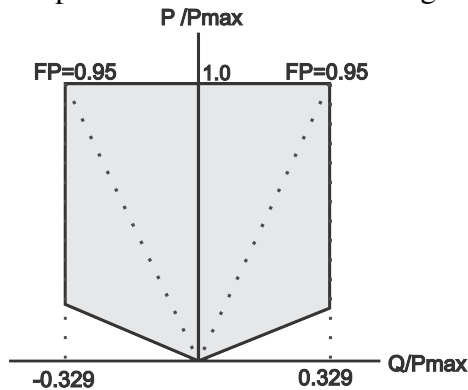
Figura 14 – Faixas de operação da central geradora em regime de frequência não nominal.



Fonte: Adaptado de ONS (2010c)

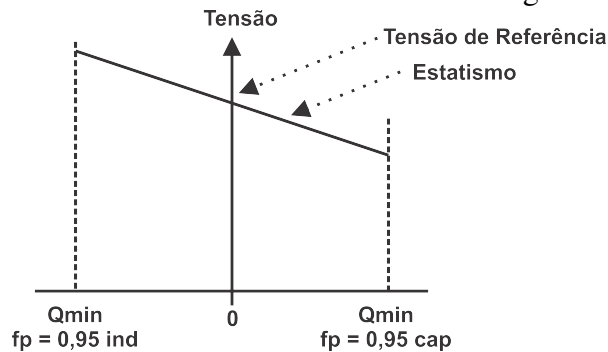
- Geração/Absorção de potência reativa: Essas fontes devem participar efetivamente no controle da tensão aumentando as margens de estabilidade. Assim devem fornecer recursos necessários, em regime permanente, para operarem com fator de potência reativo ou capacitivo independente do despacho. Essa estratégia é resumida pelo diagrama da Figura 15.
- Controle de tensão, de potência reativa, e de fator de potência: Prioritariamente, as usinas são demandadas a participarem na manutenção da tensão entre 95% e 105% da tensão nominal da barra coletora e do estatismo ajustável na faixa entre 2% e 7% na base da potência reativa nominal. Contudo, em necessidades do sistema, as centrais geradoras podem ser requisitadas a operar no modo de controle de potência reativa ou de fator de potência no ponto de conexão ao SIN. Esse requisito é exemplificado pelo gráfico da Figura 16.
- Atendimento do fator de potência em regime de tensão não nominal ( $V - Q/P_{max}$ ): Com

Figura 15 – Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora.



Fonte: Adaptado de ONS (2010c)

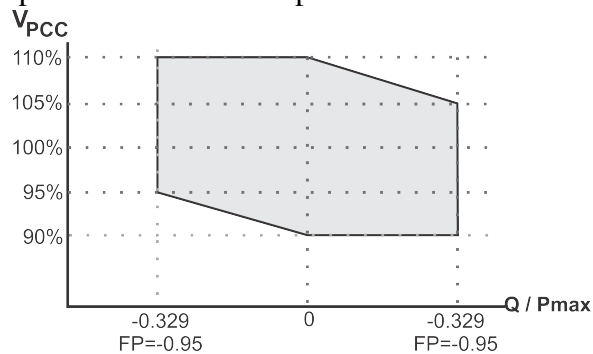
Figura 16 – Perfil do Controle de Tensão da central geradora eólica.



Fonte: Adaptado de ONS (2010c)

objetivo de garantir o atendimento aos requisitos de fator de potência em tensões normais de operação, a central geradora deve injetar potência reativa no ponto de conexão conforme características definidas abaixo. Os limites máximos de potência reativa passíveis de serem demandados pelo ONS, visando a manutenção do fator de potência do sistema, estão representados pelo diagrama da Figura 17.

Figura 17 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão.



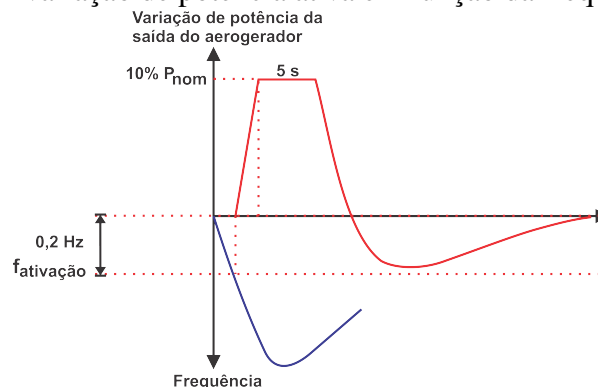
Fonte: Adaptado de ONS (2010c)

- Participação em SEP: Como forma de minimizar as consequências no SIN em caso de

perturbação severa, a usina eólica deve prover possibilidade de desconexão automática ou redução de geração mediante controle de passo e/ou controle passivo das pás.

- Potência ativa de saída: Rampa de recuperação da potência ativa em não mais que 4 segundos após o retorno da tensão a 85% do seu valor nominal. O valor específico para a rampa será definido pelo ONS a depender das características do sistema onde a usina será inserida. Em caso de subfrequência, entre 57 Hz e 58,5 Hz, será admitida redução de 10% na potência gerada. Em frequências superiores a 58,5 Hz e inferiores à nominal, com as tensões normais no ponto de conexão, não é admitida a redução na potência de saída.
- Inércia sintética da central geradora eólica: Parques eólicos superiores a 10 MW deverão emular a inércia por meio da modulação transitória da potência de saída, em até 10% de potência nominal, por no mínimo 5 segundos, quando houver redução de frequência superior a 0,2 Hz. Esse requisito de limitação de potência ativa para fornecimento de inércia ao sistema é retratado na Figura 18.

Figura 18 – Variação de potência ativa em função da frequência.

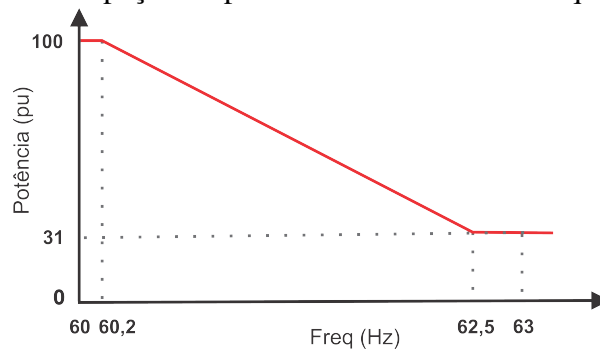


Fonte: Adaptado de ONS (2010c)

- Participação no controle de sobrefrequência: Parques eólicos superiores a 10 MW deverão dispor de controladores de frequência que reduzam a potência de saída na ocorrência de sobrefrequências na faixa de 60,2 Hz a 62,5 Hz, à taxa de 3% a cada 0,1 Hz. O esquema de alívio de potência para atuação nos casos de elevação da frequência nominal do sistema está descrito na Figura 19.
- Controle da variação de tensão em regime permanente: Em caso de manobras internas à usina, deverá haver controle de tensão para que a tensão no ponto de conexão não sofra variação superior a 5%.
- Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas: A central geradora deve permanecer operando caso haja subtensão ou sobretensão em uma ou mais fases no ponto de



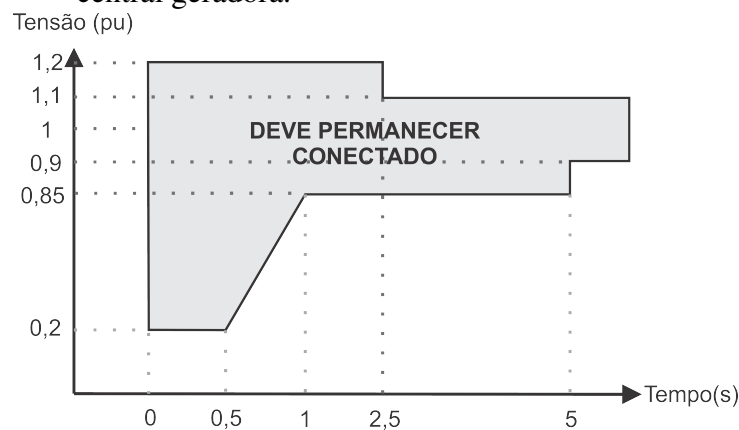
Figura 19 – Participação da potência no controle de frequência.



Fonte: Adaptado de ONS (2010c)

conexão durante o período que a tensão permanecer entre os limites estabelecidos pela região delimitada na Figura 20. Em tensões entre 0,9 e 1,1 p.u. da tensão nominal, a usina deve operar por tempo indeterminado. Essa estratégia está refletida na Figura 20.

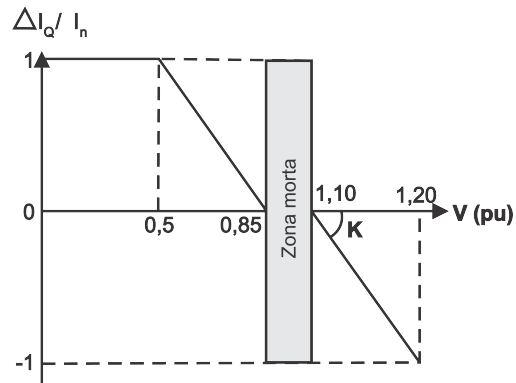
Figura 20 – Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora.



Fonte: Adaptado de ONS (2010c)

- Injeção de corrente reativa sob defeito: Durante variações transitórias nas quais as magnitudes das tensões se estabeleçam em níveis inferiores a 85% ou superiores a 110% da tensão nominal, os aerogeradores devem ser capazes de oferecer suporte de tensão ao sistema pela injeção/absorção de corrente reativa adicional. O ONS determinará a inclinação da constante K a depender das características do sistema onde a usina se conecta. O esquema de suporte de tensão ao sistema está caracterizado na Figura 21.

Figura 21 – Injeção de corrente reativa durante variações transitórias de tensão.



Fonte: Adaptado de ONS (2010c)

#### 2.4.2 Requisitos técnicos mínimos para conexão ao sistema de distribuição elétrica no Brasil

No que se refere aos sistemas de distribuição, a ANEEL regulamenta os requisitos mínimos para a conexão de fontes de geração através do Módulo 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição) dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). O detalhamento das condições necessárias à conexão de sistemas de geração a determinado sistema de distribuição é realizado pela concessionária de distribuição de energia elétrica através de normativos técnicos próprios.

#### 2.5 Considerações sobre sistemas elétricos de potência

Neste capítulo foram apresentados as principais características do SEP, das usinas eólicas e solar fotovoltaicas e os requisitos técnicos para a conexão dessas fontes ao SIN. Com base na revisão bibliográfica são resumidos os principais sistemas que compõem as usinas renováveis intermitentes e o módulo 3.6 do procedimento de rede do ONS que determina os requisitos técnicos mínimos para a conexão ao sistema de transmissão.

### 3 ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS COM FONTES RENOVÁVEIS

O objetivo deste capítulo é realizar revisão dos principais conceitos de estabilidade de sistemas de potência e apresentar os impactos que a inserção de usinas renováveis pode acarretar na manutenção dessa estabilidade.

#### 3.1 Estabilidade de sistemas elétricos de potência

Segundo o ONS (2010a), os estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência visam avaliar o desempenho da rede após distúrbios. A estabilidade é a capacidade do SEP, a partir de uma determinada condição de operação inicial, recuperar o estado de equilíbrio operacional, após ser submetido a um distúrbio, com a maioria de suas variáveis delimitadas de modo que praticamente todo o sistema permaneça intacto (KUNDUR *et al.*, 2004).

O sistema de potência em operação normal é continuamente submetido a perturbações, frequentemente pequenas, que representam a dinâmica de contínuas variações da carga. Em contrapartida, o sistema reage buscando o reequilíbrio com a atuação de sistemas de controle, por exemplo, de tensão e de frequência, como ação de reguladores de velocidade e de tensão dos geradores, dos ajustes de tapes de reguladores de tensão, de bancos de capacitores, de reatores, etc. Grandes perturbações são eventuais e geralmente estão relacionadas às saídas de linhas, à desconexão de grandes blocos de carga ou de geração e ainda aos curtos-circuitos. As unidades geradoras são submetidas a acelerações e desacelerações com diferentes intensidades e ao risco de perda de sincronismo entre elas ou com o sistema. Em quaisquer situações é imprescindível que, após a perturbação, o sistema retorne ao ponto de equilíbrio, consecutivamente à operação normal.

É economicamente inviável e impraticável projetar um SEP para ser estável para toda e qualquer perturbação. Para perturbações com altas probabilidades de ocorrência, projetam-se contingências.

O SEP submetido a distúrbios envolve a atuação de uma quantidade significativa de equipamentos e sistemas de controle. A falta em um elemento crítico, por exemplo, é seguida da atuação de relés de proteção e abertura de disjuntores, isolando a parte afetada e causando variação no fluxo de potência, nas tensões da rede e nas velocidades dos rotores das máquinas. A variação na tensão afeta os reguladores de tensão da rede e dos geradores elétricos, enquanto que variação da velocidade dos geradores afeta os reguladores das turbinas e

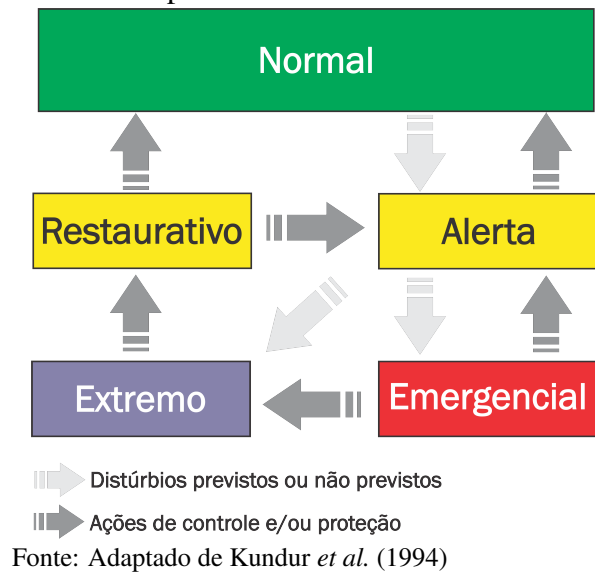
por fim, variações nas tensões e frequências afetam as cargas do sistema que variam conforme as suas próprias características individuais. Além disso, os dispositivos usados para proteger equipamentos individuais podem responder a alterações nas variáveis do sistema e causar abertura desses equipamentos, enfraquecendo-o e possivelmente levando-o à instabilidade. Perdas de grandes segmentos de um sistema de potência dificilmente são resultados de um único distúrbio, catastrófico, que viria a colapsar o sistema. Na verdade, esses tipos de faltas ocorrem geralmente em decorrência da combinação de diversos fatores e circunstâncias que estressam a rede para além de sua capacidade.

Para avaliar o projeto e a segurança de um sistema de controle é interessante, conceitualmente, classificar as condições operativas do sistema em cinco estados: Normal, Alerta, Emergencial, Extremo e Restaurativo (KUNDUR *et al.*, 1994). A Figura 22 retrata os estados operativos e as formas como as transições entre estados podem ocorrer. No estado normal, todas as variáveis estão dentro de suas faixas nominais de operação e não há qualquer sobrecarga de equipamento. O sistema é estável e capaz de suportar uma contingência sem violar nenhuma das restrições impostas. Caracteriza-se pela não violação das restrições de igualdade ( $h(x, u) = 0$ ), que representam balanço de potência ativa e reativa, e das restrições de desigualdade ( $g(x, u) \leq 0$ ), que representam os níveis de tensão nas barras e os fluxos de potência nos equipamentos. O sistema dispõe de reserva de potência e em caso de contingência de geração, a reserva de outros geradores pode suprir a carga sem qualquer interrupção.

O sistema entra no estado alerta se o nível de segurança cair abaixo dos limites considerados adequados, ou se a possibilidade do distúrbio aumentar devido a condições climáticas como a chegada de tempestades. Nesse estado, todas as variáveis do sistema ainda estão dentro de faixas consideradas aceitáveis e todas as restrições estão satisfeitas. Entretanto, o sistema migrou para um estado mais vulnerável tal que uma contingência pode conduzir à perda de carga para manter as restrições de igualdade ou à violação de restrições operativas que conduz ao estado de emergência. Se o distúrbio for severo, o sistema pode migrar diretamente para o estado extremo. Ações preventivas, como aumento da reserva girante, por exemplo, devem ser tomadas para reconduzir o sistema ao estado normal.

O sistema entra em estado de emergência se um distúrbio suficientemente severo ocorrer quando o mesmo se encontra em estado de alerta. Nesse estado, tensões de barra caem e os parâmetros de desempenho e segurança operacional dos equipamentos (restrições de desigualdade) são violados. O sistema continua operando e pode ser restaurado ao estado de

Figura 22 – Estados operativos dos sistemas de potência.



alerta pela atuação dos sistemas de controle emergenciais, como eliminação da falta, controle de excitação das máquinas, retirada de geração ou desconexão de carga. Caso essas medidas não forem aplicadas ou forem ineficazes, o sistema entra no estado extremo, caracterizado por violação nas restrições de igualdade e desigualdade, que pode resultar em interrupções em cascata e a possibilidade de desligamento de blocos importantes do sistema. Nesse momento, ações críticas devem ser implementadas com esquemas de alívio de carga de forma a salvar a maior parte do sistema de um possível apagão.

O estado restaurativo representa a situação em que ações de controle são empregadas para reconectar todas as instalações e restaurar a carga do sistema através de chaveamento de geradores e linhas de transmissão.

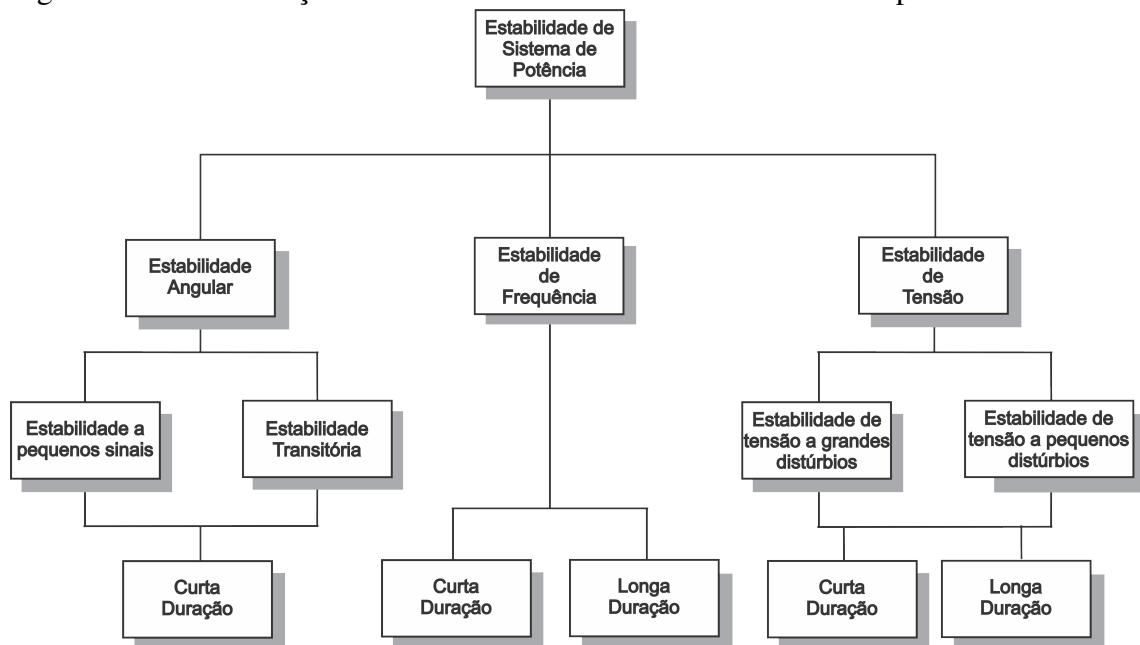
A organização e classificação do sistema em estados operativos possibilita o desenvolvimento e a aplicação de ações mais assertivas para solução de problemas específicos, previamente mapeados, com o menor tempo possível para o reestabelecimento das condições operativas normais do sistema elétrico. Quando esse sistema sofre um distúrbio, ele migra para um estado de operação mais degradado. Se o distúrbio é pequeno, o próprio sistema, por meio de suas reservas e dos esquemas de controle automático, procura manter o sistema seguro. Por sua vez, em distúrbios maiores, o operador do sistema é requisitado a atuar, com alterações de despacho de geração e chaveamento de linhas, por exemplo, para reestabelecer o sistema. Para a confiabilidade do serviço, o sistema de potência deve permanecer incólume e capaz de suportar grande variedade de distúrbios, por exemplo, desde curtos-circuitos à perda completa

de linhas de transmissão, de transformadores e de geradores. Dessa forma, é essencial que esse sistema seja projetado e operado para suportar as contingências mais prováveis sem causar a perda de carga e que a contingência mais severa possível não leve esse sistema a uma situação incontrolável, generalizada, que cause consecutivas interrupções no suprimento de eletricidade.

Devido à alta dimensionalidade e complexidade dos sistemas elétricos de potência, é interessante a simplificação da modelagem desse sistema, mantendo um grau apropriado de detalhamento de sua representação e aplicando técnicas analíticas apropriadas a cada caso a ser analisado. Isso requer uma boa compreensão das características do sistema como um todo, assim como de cada elemento que o compõe. Dessa forma, a análise da estabilidade, incluindo a identificação de fatores-chave que contribuem para a instabilidade e a elaboração de métodos para tornar a operação estável, é facilitada pela sua classificação em categorias apropriadas. Essa classificação é essencial para uma análise prática significativa e resolução de problemas de estabilidade de sistemas elétricos. Ademais, a compreensão dos diferentes tipos de instabilidade e como eles se inter-relacionam é essencial para a adequada operação dos sistemas de potência.

A Figura 23 apresenta o problema da estabilidade de sistemas de potência e o classifica em categorias e subcategorias.

Figura 23 – Classificação dos estudos de estabilidade de sistemas de potência.



Fonte: Adaptado de Kundur *et al.* (1994)

Conforme mostrado na Figura 23, os estudos de estabilidade são classificados em: *Estabilidade do ângulo do rotor* se refere à capacidade das máquinas síncronas

conectadas a um SEP manterem o sincronismo após o sistema ser submetido a uma perturbação. É dependente da habilidade de manter e/ou restaurar o equilíbrio entre conjugado eletromagnético e o conjugado mecânico de cada uma dessas máquinas. Durante um distúrbio, esse equilíbrio é perturbado, resultando em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas, o que gera alteração na posição angular relativa desses rotores. A relação potência-ângulo é não linear e a partir de certos limites essa diferença angular tende a aumentar mais rapidamente e a reduzir a potência transferida para o sistema até, no pior cenário, o colapso da geração. A estabilidade angular pode ainda ser dividida em dois tipos:

- Estabilidade a pequenas perturbações que se refere à capacidade do SEP manter o sincronismo após pequenas perturbações, como oscilações de carga;
- Estabilidade transitória que se refere à capacidade do SEP de manter o sincronismo quando submetido a distúrbios severos como um curto-circuito em uma linha de transmissão.

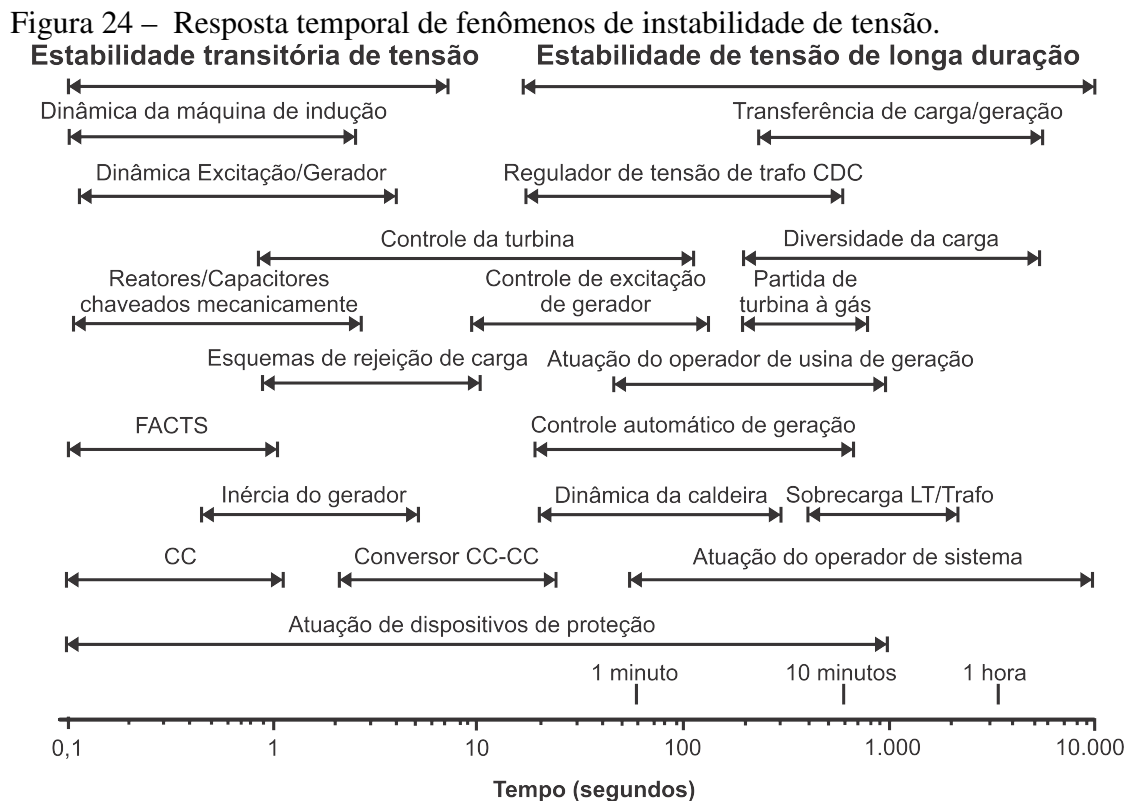
*Estabilidade de frequência* se refere à capacidade do SEP de manter a frequência estável após uma perturbação severa no sistema, que tenha resultado em desequilíbrio significativo entre geração e carga. Essa habilidade está relacionada à capacidade de manter ou restaurar o equilíbrio entre geração e carga com a mínima perda não intencional de carga.

*Estabilidade de tensão* se refere à capacidade do SEP de manter as tensões dentro das faixas nominais de operação em todos os barramentos do sistema sob condições normais e após este ser submetido a uma perturbação. A instabilidade ocorre com progressivas e descontroladas reduções (ou aumentos) das tensões em barras específicas do sistema sem causar a perda de sincronismo entre geradores, geralmente em decorrência da incapacidade de suprimento de potência reativa durante contingências. É dependente da capacidade do sistema de manter e restaurar o equilíbrio entre a demanda local e o suprimento de potência pelas fontes. Trata-se de um fenômeno local, contudo, quando as atuações dos sistemas de controle são insuficientes ou inadequadas, essa instabilidade pode atingir segmentos maiores do sistema e evoluir para um colapso de tensão, que é a redução das magnitudes da tensão em trechos do sistema, deteriorando o perfil da tensão e podendo provocar desligamento de cargas e fontes e até um blecaute. A literatura tem documentado exemplos de distúrbios que provocaram colapso de tensão e a perda de significativas porções de diversos sistemas de potência ao redor do planeta (TAYLOR, 1994; KUNDUR *et al.*, 1994). Costa e Silva (2000) apresentam exemplos de alguns dos principais fatores que afetam a estabilidade da tensão:

- Comportamento das cargas devido a variações de tensão;

- Variação automática de tapes de transformadores;
- Operação de limitadores de sobre-excitação de geradores;
- Ação de dispositivos de controle de cargas térmicas;
- Sobrecarga do sistema de transmissão;
- Baixa reserva de potência dos geradores;
- Uso de bancos de capacitores para compensação de potência reativa.

A instabilidade de tensão é originada como consequência da tentativa do sistema elétrico de potência em atender a carga elétrica além da capacidade conjunta da transmissão e da geração (MANSOUR *et al.*, 1990). Pode ocorrer em frações de segundo a dezenas de minutos. Ilustrações têm sido utilizadas para discriminar os principais fenômenos relacionados a instabilidade de tensão. A Figura 24 subdivide a estabilidade de tensão, quanto ao critério de duração, em estabilidade de tensão de curta e de longa duração, além de relacionar a atuação de diversos componentes, equipamentos e sistemas de controle com essa classificação de estabilidade de tensão.



Fonte: Adaptado de Taylor (1994)

A análise da estabilidade de tensão pode ser abordada, principalmente, sob duas perspectivas: estática e dinâmica. A estabilidade dinâmica se refere à consideração de que a



alteração do estado do sistema é causada por grandes perturbações, enquanto que a estabilidade estática, por pequenas perturbações. O caráter dinâmico requer uma abordagem mais precisa do fenômeno, exigindo uma modelagem por conjunto de equações diferenciais não lineares ou linearizadas, em simulações no domínio do tempo ou no domínio da frequência.

Os diferenciais da análise dinâmica são a possibilidade de captura da cronologia dos eventos e a reprodução fiel da dinâmica da instabilidade de tensão. Em contrapartida, há a necessidade de uma quantidade considerável de dados e longos tempos de simulação. Quando a dinâmica do sistema com influência na estabilidade de tensão varia lentamente, a análise estática passa a ser a mais adequada. Nessa situação, as derivadas das variáveis de estado, em relação ao tempo, podem ser consideradas iguais a zero e o modelo dinâmico, dependente das variáveis de estado do sistema, reduz-se a uma equação puramente algébrica para cada ponto de equilíbrio. Isto permite a obtenção, identificação e estudo de pontos instantâneos da operação.

De acordo com Chagas (2016), a análise estática possibilita o conhecimento da condição de estabilidade num ponto de equilíbrio, o limite de máximo carregamento, a margem de estabilidade, as áreas críticas do sistema, a classificação de contingências críticas e o montante de potência reativa necessário para manutenção de reserva girante.

Isoda (2009) apresenta as principais metodologias de análise de estabilidade de tensão presentes na literatura.

### **3.2 Impactos da geração eólica na estabilidade de sistemas de potência**

As definições e classificações de estabilidade de sistemas de potência e seus problemas são fundamentalmente embasadas em sistemas elétricos tradicionais, com geradores síncronos. Comparativamente, referências bibliográficas que abordem a relação entre os geradores de indução e a estabilidade de sistemas são mais escassas, assim como as referências que abordam as fontes de geração interfaceadas por conversores de potência. Somente nos anos 2000, com a publicação da norma IEC (2009), que aborda a medição e avaliação da qualidade da energia de aerogeradores conectados à rede, e dos resultados de pesquisas, foi possível identificar as características da geração eólica com maior influência no suprimento de energia, resumidas na Tabela 3 (ESTANQUEIRO, 2007).

A partir daquele momento, foi possível avaliar e caracterizar a qualidade da energia elétrica injetada na rede pelos diferentes tipos de aerogeradores. Os respectivos princípios de operação e características intrínsecas desses aerogeradores definem como cada equipamento se

Tabela 3 – Características dinâmicas relevantes da geração eólica para estudos de sistemas de potência.

<b>1. Tecnologia de geração eólica</b>
a. Tipo de turbina e gerador elétrico
b. Emprego de caixa de engrenagens
c. Gerador conectado diretamente à rede elétrica ou através de conversor eletrônico.
d. Efeito de “sombra” da torre
<b>2. Condições locais</b>
a. Potência de curto-circuito no ponto de conexão ao SEP
b. Regulação da tensão no ponto de conexão ao SEP
c. Tipos de transformadores de interconexão (exemplo CDC)
d. Sistema de aterramento e coordenação das proteções do sistema
e. Turbulência
f. Espectro das componentes de direção do vento
g. Variabilidade espacial do vento
<b>3. Projeto e controle de usinas eólicas</b>
a. Quantidade e potência nominal de aerogeradores
b. Operação do aerogerador em redes fracas
c. Características(X/R) e topologias da rede coletora interna da usina
d. Possíveis efeitos de capacidade do sistema de cabeamento
e. Regulação e controle de tensão/potência adicional
<b>4. Simulações de usinas eólicas</b>
a. Regime permanente
b. Desempenho em transitórios relevantes.

Fonte: Adaptado de Estanqueiro (2007).

comporta quando submetido a perturbações.

O comportamento dos aerogeradores de velocidade constante é, em resumo, determinado pela relação intrínseca entre potência ativa, potência reativa, tensão terminal e velocidade do rotor da máquina de indução. A dinâmica dos aerogeradores tipo C e D, classificados como de velocidade variável, é determinada pelos respectivos conversores e seus controladores, pois os conversores de potência desacoplam os respectivos geradores da tensão e da frequência da rede.

Em decorrência disso, surge outra diferença de comportamento entre os aerogeradores de velocidade variável e os geradores síncronos convencionais. Em situações de subfrequência, no caso de desbalanço entre potência e demanda no sistema, a frequência das máquinas permanece inalterada e a energia armazenada nas massas girantes delas não são transferidas à rede. Assim, conclui-se que os aerogeradores de velocidade variável não contribuem, intrinsecamente, para estabilização da frequência do sistema. Ackermann (2005) e Slootweg (2003) apresentam como essas máquinas se comportam quando submetidas a faltas.

Generalizando, o impacto das usinas eólicas na estabilidade transitória do sistema é fundamentalmente determinado pelo tipo de aerogerador instalado no parque. Todos os demais equipamentos são passivos. Relembrando, Slootweg (2003) classifica os principais impactos da inserção de geração eólica nos sistemas de potência em locais e sistêmicos. Localmente,

os aspectos do sistema de potência afetados são: o fluxo de potência e as tensões nodais; os esquemas de proteção e as correntes de falta; harmônicas; e flickers. Além dos impactos locais, a energia eólica também causa uma série de impactos em todo o sistema, porque afeta: a dinâmica e a estabilidade; o controle de tensão e potência reativa; e o controle de frequência e despacho de usinas convencionais.

Sohn (2014) apresenta novo parâmetro de classificação de estabilidade. É proposta a utilização da estabilidade de velocidade rotórica das máquinas de indução nos estudos de estabilidade transitória de sistemas de potência com significativa penetração de geração eólica, pois reside nesse tipo de estabilidade a capacidade das máquinas assíncronas permanecerem conectadas e operando em uma velocidade correspondente à frequência síncrona do sistema quando este é submetido a perturbações.

Por fim, o distinto impacto da geração eólica na dinâmica e na estabilidade de um sistema de potência deve-se principalmente ao fato de que os aerogeradores não se comportam como um gerador síncrono convencional. Os diferentes princípios de funcionamento desses aerogeradores são refletidos na forma como respondem às mudanças na tensão e frequência terminal. Para investigar o impacto da energia eólica na dinâmica e estabilidade do sistema de potência, são necessários modelos adequados de turbinas eólicas. Modelos que serão abordados nos próximos capítulos.

### **3.3 Impactos da geração fotovoltaica na estabilidade de sistemas de potência**

Devido à natureza estocástica da geração fotovoltaica e às características dos geradores síncronos convencionais, um aumento significativo da geração de energia solar pode apresentar desafios técnicos e grandes impactos na estabilidade do sistema. Devido a fatores econômicos, os sistemas elétricos operam próximo aos limites de estabilidade de tensão. Por isso, a integração de sistemas fotovoltaicos pode impactar a operação e o controle do SEP, comprometer a qualidade da energia, a segurança e a estabilidade da rede, visto que ela, inicialmente, não foi projetada considerando a integração de geração distribuída. Assim, a especificação detalhada dos sistemas fotovoltaicos é crucial para avaliar o efeito desses sistemas na estabilidade do SEP.

Diversos parâmetros dos sistemas fotovoltaicos, como por exemplo, oscilações da radiação solar, efeito do sombreamento por nuvens, temperatura, e modelagem dinâmica do sistema (por exemplo, conversores de potência e compensadores de potência reativa) são importantes para a análise do impacto da inserção dessa fonte na estabilidade do SEP. O efeito

da irradiância solar sobre a estabilidade da tensão é estudado em Tan e Kirschen (2007). A análise mostra que a potência da usina é proporcional à irradiação solar. Em caso de queda repentina da irradiância, a potência fotovoltaica vai cair, levando à queda de tensão do barramento. Essa flutuação de tensão deve ser mantida dentro dos limites legais para evitar o colapso da tensão. Segundo Xue *et al.* (2011), variações da nebulosidade perturbam a estabilidade do SEP em situações de alta penetração da *PV*. Quando a nebulosidade varia em curtos intervalos de tempo, provoca queda da potência dos sistemas *PV* e, em casos de aumento de carga, causa também flutuação da tensão. A tensão pode, neste momento, cair a valores que comprometem a estabilidade da tensão. Quando o sistema *PV* está conectado ao sistema de transmissão, o sombreamento temporário dos painéis afeta também a frequência do sistema.

Kamaruzzaman *et al.* (2015) resumem técnicas de otimização e posicionamento de usinas fotovoltaicas no SEP, pois, segundo os autores, além de fatores ambientais, a localização da usina no sistema elétrico também pode impactar na instabilidade de tensão.

Barata (2017) afirma que o aumento do nível de penetração da geração fotovoltaica contribui para a estabilidade de tensão e que a injeção de potência ativa no nível de tensão em sistemas de distribuição, em razão da relação  $X/R$ , resulta em uma elevação do perfil de tensão na distribuição, compensando as quedas de tensão ao longo dos alimentadores.

Alves (2016) aborda o impacto da Geração Distribuída (GD) na estabilidade de tensão. É investigado o efeito de uma GD no ponto de máximo carregamento do sistema de 34 barras do *IEEE*, o impacto do fator de potência e da sua localização nas curvas *PV* desse sistema. Segundo Alves (2016), incrementos na potência da GD resultam em benefícios à margem de estabilidade de tensão do sistema elétrico.

Suampun (2016) apresenta o impacto de diferentes níveis de penetração de sistemas fotovoltaicos nas margens de carga dos sistemas de 14 barras e de 39 barras do *IEEE*. Os resultados apresentados sugerem aumento na margem de carga com o aumento da penetração da geração solar em ambos os sistemas.

Contudo, segundo Shah *et al.* (2015), a alta penetração de geração fotovoltaica nos sistemas de transmissão representa diferentes riscos daqueles apresentados quando os sistemas *PV* estão conectados aos sistemas de distribuição. A mudança acentuada da geração da usina fotovoltaica devido às nuvens em movimento é um dos principais problemas no sistema de distribuição. No entanto, no sistema fotovoltaico de transmissão, isso é minimizado pela dispersão das usinas solares nesse sistema de transmissão. Shah *et al.* (2015) destaca que uma das

maiores preocupações quanto à manutenção da estabilidade em sistemas com elevada penetração de geração fotovoltaica é a inexistência de inércia do gerador. Achilles *et al.* (2008) apresentam os efeitos adversos na estabilidade de ângulo e de frequência produzidos pela redução da inércia do sistema devido à alta penetração de geração fotovoltaica.

Almeida (2013) mostra, por meio de simulações de diversos cenários, que quando os volantes inércia são adequadamente dimensionados, eles contribuem para a manutenção da segurança e da estabilidade de sistemas de potência com participação de geração fotovoltaico após esse sistema ter sido submetido a diferentes perturbações.

### **3.4 Considerações sobre estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência com fontes renováveis**

Neste capítulo foram expostos os principais conceitos de estabilidade de sistemas de potência e os impactos que a inserção de fontes de geração de energia a partir de recursos renováveis intermitentes pode ocasionar à estabilidade do SEP. Com base na revisão da bibliografia, foi apresentada a classificação dos fenômenos relacionados à estabilidade de sistemas de potência; a classificação das condições operativas do SEP e as características dinâmicas relevantes da geração eólica e solar fotovoltaica para estudos de sistemas de potência e como a inserção dessas fontes contribui para a manutenção da estabilidade do SEP.

## 4 MODELAGEM DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

O objetivo deste capítulo é fornecer entendimento básico acerca da modelagem de sistemas de potência, abrangendo sistemas eólico-elétricos e fotovoltaicos, linhas de transmissão, transformadores e cargas. Serão apresentados modelos de sistemas mecânicos e elétricos de plantas eólicas e solar fotovoltaicas, além de filosofias e esquemas de controle que proporcionam a operação confiável, segura e de menor custo do SEP.

Em se tratando das tradicionais máquinas elétricas rotativas, Krause *et al.* (2013) apresenta aspectos relevantes à modelagem dessas máquinas e demais sistemas de controle associados. Em Kundur *et al.* (1994) são abordados critérios e estratégias de controle para a manutenção da estabilidade de sistemas de potência.

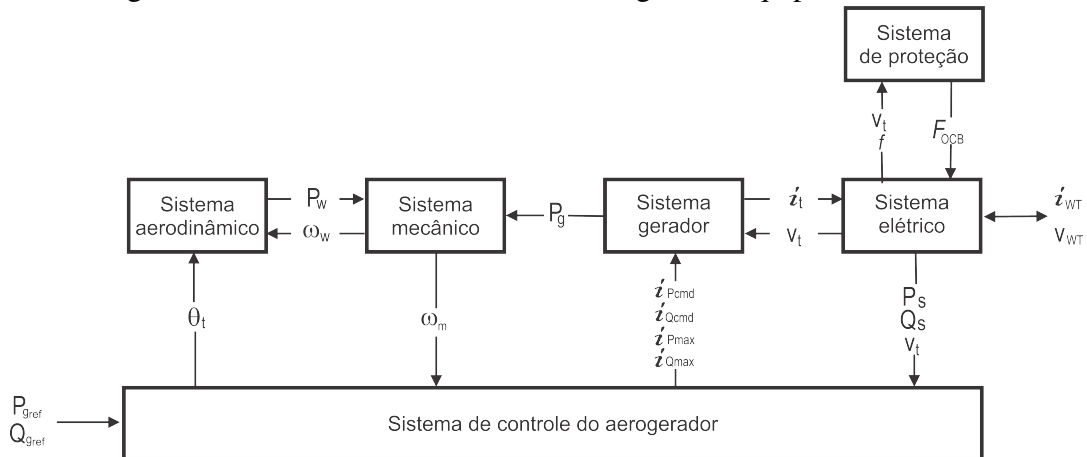
### 4.1 Sistemas eólico-elétricos

A partir dos conceitos apresentados na seção 2.3, quando foram abordadas as principais características das usinas eólicas e fotovoltaicas, foi possível conhecer as funções dos principais sistemas que compõem essas plantas de geração, em especial as funções dos aerogeradores e das unidades de geração fotovoltaicas. A modelagem matemática desses sistemas possibilita o entendimento do comportamento estático e dinâmico dessas fontes e, assim, permite a compreensão de como esses sistemas interagem com o SEP.

Uma das primeiras abordagens quanto à modelagem de aerogeradores para estudos de estabilidade pode ser vista em Akhmatov (2003). Contemporâneo a este, há outro importante estudo sobre modelagem de sistemas eólico-elétricos em Sloomweg (2003). A compreensão da modelagem e dos controles associados aos modernos aerogeradores e os requisitos à sua integração aos sistemas de potência podem ser conhecidos, de forma atualizada em Anaya-Lara *et al.* (2011).

Em IEC (2009) é apresentado um diagrama que ilustra os principais sistemas de um aerogerador, adaptado na Figura 25.

Figura 25 – Estrutura modular de um aerogerador equipado com GIDA.



Fonte: Adaptado de IEC (2009)

Legenda:  $f$ : Frequência da rede

$bFOCB$ : Sinalizador de atuação do sistema de proteção

$i_{Pcmd}$ : Corrente ativa comandada ao sistema de geração

$bi_{Pmax}$ : Máxima corrente ativa

$i_{Qcmd}$ : Corrente reativa comandada ao sistema de geração

$i_{Qmax}$ : Máxima corrente reativa

$i_t$ : Corrente injetada na rede elétrica

$i_{wt}$ : Corrente gerada pelo gerador

$P_g$ : Potência fornecida pelo gerador ao conversor de potência

$P_{gref}$ : Referência de potência ativa

$P_s$ : Potência ativa gerada

$P_w$ : Potência extraída do vento

$Q_{gref}$ : Referência de potência reativa

$Q_s$ : Potência reativa gerada

$V_t$ : Tensão terminal do gerador

$V_{wt}$ : Tensão nos terminais do conversor do lado da rede

$\theta_t$ : Deslocamento angular da extremidade do eixo da turbina

$\omega_w$ : Velocidade angular do aerogerador

$\omega_m$ : Velocidade angular do eixo do rotor

#### 4.1.1 Modelagem do sistema aerodinâmico

A potência mecânica extraída do vento é conhecidamente expressa pela Equação 4.1.

$$P_w = \frac{\rho}{2} C_p(\lambda, \beta) A_r v_w^3 \quad (4.1)$$

em que  $P_w$  é a potência mecânica extraída do vento,  $\rho$  é a densidade do ar,  $C_p(\lambda, \beta)$  é o coeficiente de potência que é função da velocidade específica ( $\lambda$ ) da turbina definida em 4.2 e do ângulo de passo da pá da turbina ( $\beta$ ),  $A_r$  é a área varrida pelas pás do aerogerador e  $v_w$  é a velocidade do vento.

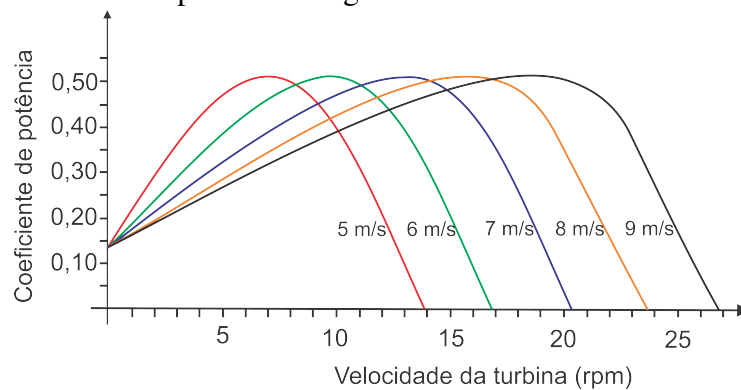
O coeficiente de potência representa a eficiência aerodinâmica do sistema e determina para uma dada velocidade de vento a energia extraída. Essa variável resume o controle da potência

mecânica do aerogerador que é realizado pelo sistema de controle de ângulo de passo das pás, pois a potência mecânica depende do ângulo de passo, da velocidade do rotor da turbina e da velocidade do vento. Para cada velocidade de vento há uma velocidade de rotor da turbina que representa o desempenho ótimo do sistema ( $\lambda_{otimo}$ ), definido como:

$$\lambda_{otimo} = \frac{\omega_{otimo}R}{v_w} \quad (4.2)$$

Sabendo que a fonte energética dos aerogeradores é intermitente, esses equipamentos são projetados para operarem em máxima potência. Dessa forma, a velocidade do rotor ( $\omega_w$ ) é continuamente ajustada conforme a velocidade do vento ( $v_w$ ), de forma que a relação entre essas velocidades permaneça constante e no ponto ótimo ( $\lambda_{otimo}$ ), mantendo, por consequência, o coeficiente de potência sempre no seu valor máximo, conforme a velocidade do vento. O coeficiente de potência de um aerogerador para diferentes velocidades do vento, considerando um ângulo ( $\beta$ ) específico, pode ser representado conforme Figura 26.

Figura 26 – Curvas de coeficiente de potência ( $C_p(\lambda, \beta)$ ) para um aerogerador de velocidade variável.



Fonte: Autoria própria

As curvas que representam os coeficientes de potência são definidas empiricamente pelos fabricantes. Em Sloodweg (2003) é proposta uma equação que representa essa função:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4\beta^{c_5} - c_6 \right) e^{\left( \frac{c_7}{\lambda_i} \right)}, \text{ onde } \lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + c_8\beta} + \frac{c_9}{\beta^3 + 1}}. \quad (4.3)$$

Os parâmetros de  $c_1$  a  $c_9$  são constantes ajustadas de forma a representar o comportamento aerodinâmico da turbina.  $\lambda$  é a velocidade específica do aerogerador e  $\beta$  é o ângulo de passo da pá do aerogerador. Em Sloodweg (2003) são apresentados exemplos de parâmetros ajustados para um aerogerador específico.

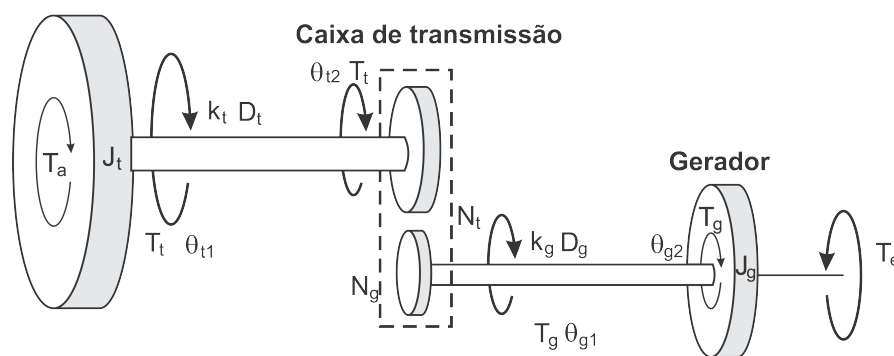


#### 4.1.2 Modelagem do sistema mecânico

As equações mecânicas permitem conhecer os efeitos da perda de sincronismo entre o conjugado eletromagnético e o conjugado mecânico de uma máquina elétrica, o que é de extrema relevância para o estudo da estabilidade dos sistemas de potência.

O sistema mecânico de um aerogerador é composto pelas massas rotóricas da turbina e do gerador, pelos eixos de baixa e alta velocidades e pela caixa de transmissão que é necessária para aerogeradores cujos geradores elétricos não são multipolos. Esse sistema é representado pela Figura 27. O modelo de duas massas é utilizado pois leva em consideração as oscilações torcionais encontradas no eixo do equipamento. Os eixos de alta e baixa velocidade e a caixa de transmissão são assumidos como infinitamente rígidos.

Figura 27 – Representação das massas rotóricas.



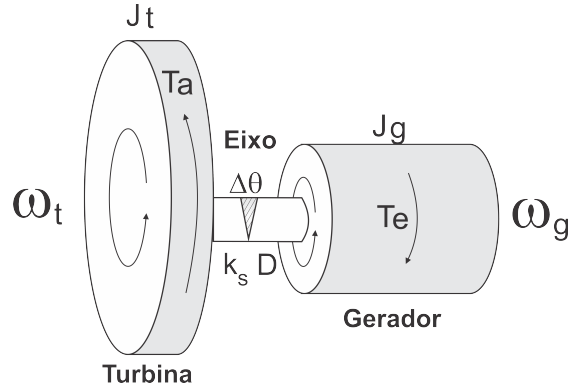
Fonte: Autoria própria

Nessa representação,  $T_a$  é o torque aerodinâmico aplicado à massa rotórica da turbina que possui momento de inércia  $J_t$ .  $T_t$  é o conjugado de transmissão do eixo de baixa velocidade, cuja engrenagem da caixa de transmissão possui  $N_t$  dentes, e  $T_g$  é o conjugado de transmissão do eixo de alta velocidade, cuja engrenagem da caixa de transmissão possui  $N_g$  dentes. As grandezas  $k_t$  e  $D_t$  são a constante de rigidez torcional e o coeficiente de amortecimento, respectivamente, para o eixo entre a massa rotórica da turbina e a caixa de transmissão. Os deslocamentos angulares em cada extremidade do eixo são  $\theta_{t1}$  e  $\theta_{t2}$ . As grandezas  $k_g$  e  $D_g$  são a constante de rigidez torcional e o coeficiente de amortecimento, respectivamente, para o eixo entre a caixa de transmissão e a massa rotórica do gerador, que possui momento de inércia  $J_g$ . Os deslocamentos angulares em cada extremidade do eixo são  $\theta_{g1}$  e  $\theta_{g2}$ .  $T_e$ , representa o conjugado eletromagnético.

As massas rotóricas da turbina e do gerador contribuem significativamente para a

inércia do sistema, ao contrário da caixa de transmissão, que contribui muito pouco. Por isso, nesta dissertação a inércia da caixa de engrenagens não é considerada, o que reduz o sistema à representação apresentada na Figura 28.

Figura 28 – Representação das massas rotóricas simplificadas.



Fonte: Autoria própria

Legenda:  $J_t$ : Momento de inércia da turbina  
 $J_g$ : Momento de inércia do gerador  
 $\omega_t$ : Velocidade angular da turbina  
 $\omega_g$ : Velocidade angular do gerador  
 $T_a$ : Conjugado aerodinâmico  
 $T_e$ : Conjugado eletromagnético  
 $k_s$ : Constante de rigidez torcional do eixo  
 $D$ : Coeficiente de amortecimento  
 $\Delta\theta$ : Diferença entre os deslocamentos angulares dos eixos da turbina e do gerador

O momento de inércia do sistema é a combinação dos momentos de inércia da turbina ( $J_t$ ) e do gerador ( $J_g$ ). Da Equação 4.4,  $\eta$  é a relação de velocidades da caixa de engrenagens.

$$J = J_g + \frac{J_t}{\eta^2} \quad (4.4)$$

A diferença entre os deslocamentos angulares dos eixos da turbina e gerador ( $\Delta\theta$ ) é representada na Equação 4.5, em que  $\theta_{t1}(t)$  é o deslocamento angular na extremidade do eixo da turbina e  $\theta_{g2}(t)$  é o deslocamento angular na extremidade do gerador, conforme ilustrado na Figura 27.

$$\Delta\theta = \theta_{t1}(t) - \frac{\theta_{g2}(t)}{\eta} \quad (4.5)$$

As Equações 4.6c e 4.6b resumem a representação da dinâmica do sistema mecânico

dos aerogeradores em sistemas de duas massas, conforme abordado por Perdana (2008).

$$2H_t \frac{d}{dt} \omega_t = T_a - k_s(\theta_{t1} - \theta_{g2}) - D(\omega_t - \omega_g) \quad (4.6a)$$

$$2H_g \frac{d}{dt} \omega_g = -T_e + k_s(\theta_{t1} - \theta_{g2}) + D(\omega_t - \omega_g) \quad (4.6b)$$

$$\frac{d(\theta_{t1} - \theta_{g2})}{dt} = \omega_t - \omega_g \quad (4.6c)$$

enquanto que a Equação 4.7 representa os sistemas de uma única massa.

$$2(H_t + H_g) \frac{d}{dt} \omega_g = T_a - T_e \quad (4.7)$$

Nessas equações,  $H_t$  e  $H_g$  são as constantes de inércia do eixo da turbina e do gerador,  $\omega_t$  e  $\omega_g$  são as velocidades angulares da turbina e gerador,  $\theta_{t1}$  e  $\theta_{g2}$  são os deslocamentos angulares nas extremidades dos eixos da turbina e do gerador,  $T_a$  e  $T_e$  são os torques aerodinâmico e eletromagnético,  $D$  é o coeficiente de amortecimento e  $k_s$  é a constante de rigidez torcional do eixo.

A representação do sistema mecânico dos aerogeradores estudados nesta dissertação por meio de diagramas de blocos será abordada no capítulo 6.

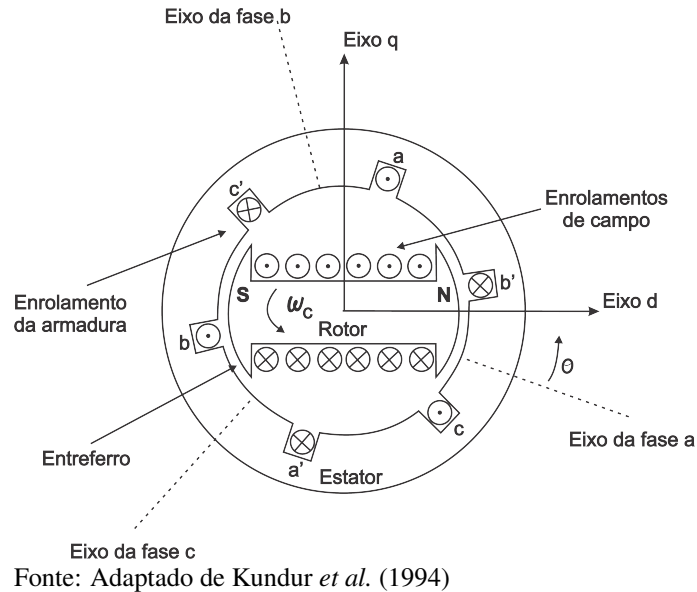
### 4.1.3 Modelagem do gerador

A modelagem de uma máquina elétrica é a sua representação como sistema eletromecânico. Enquanto o sistema mecânico produz torque fornecido pelas turbinas ao eixo girante, o sistema elétrico do gerador é representado pelas correntes e tensões geradas e fornecidas aos enrolamentos dessa máquina.

#### 4.1.3.1 Gerador síncrono

Um gerador síncrono consiste basicamente de dois elementos: a armadura e o campo. O enrolamento de campo está localizado no rotor, enquanto que a armadura, que é composta por enrolamentos trifásicos, situa-se no estator da máquina. O enrolamento de campo é alimentado em corrente contínua e produz campo magnético estacionário em relação ao rotor. Em geradores de baixa velocidade, como os empregados em hidroelétricas, o entreferro é não uniforme devido ao bobinamento do rotor que é concentrado. Nas máquinas de alta velocidade, como as utilizadas em termelétricas, o entreferro é uniforme, pois os enrolamentos do rotor são distribuídos ao longo dele. Respectivamente, essas máquinas também são conhecidas como geradores síncronos de polos salientes e de polos lisos.

Figura 29 – Diagrama esquemático de uma gerador síncrono trifásico.



Embora as características construtivas dessas máquinas definam seus comportamentos dinâmicos e que para as devidas representações serem fidedignas, tais comportamentos devem ser representados nos respectivos modelos, pode-se assumir uma modelagem única para os dois tipos sem perda considerável de representatividade. A diferenciação se destaca nos valores dos parâmetros modelados (ANAYA-LARA *et al.*, 2011). A Figura 29 ilustra um gerador síncrono, que contém quatro enrolamentos, sendo três dispostos simetricamente no estator e identificados pelos índices  $a$ ,  $b$ , e  $c$  e o enrolamento do rotor, ou de campo, destacado pelo índice  $r$ . A influência dos enrolamentos de amortecimento, neste trabalho é desprezada. Cada enrolamento é caracterizado pela resistência, indutância própria e indutância mútua. A Figura 30 representa a máquina síncrona em função de seus parâmetros.

As equações das tensões da máquina síncrona podem ser conhecidas através da lei de *Kirchhoff* para tensões, para os quatro circuitos identificados da Figura 30.

$$v_a = -r_s i_a - \frac{d}{dt}(L_{aa} i_a) - \frac{d}{dt}(M_{ab} i_b) - \frac{d}{dt}(M_{ac} i_c) + \frac{d}{dt}(M_{ar} i_f) \quad (4.8a)$$

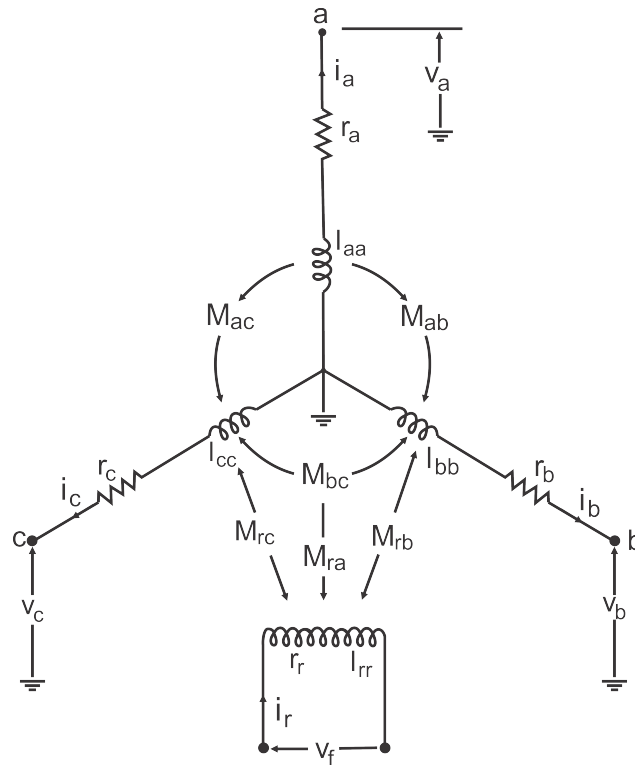
$$v_b = -r_s i_b - \frac{d}{dt}(M_{ba} i_a) - \frac{d}{dt}(L_{bb} i_b) - \frac{d}{dt}(M_{bc} i_c) + \frac{d}{dt}(M_{br} i_f) \quad (4.8b)$$

$$v_c = -r_s i_c - \frac{d}{dt}(M_{ca} i_a) - \frac{d}{dt}(M_{cb} i_b) - \frac{d}{dt}(L_{cc} i_c) + \frac{d}{dt}(M_{cr} i_f) \quad (4.8c)$$

$$v_f = r_r i_f - \frac{d}{dt}(M_{ra} i_a) - \frac{d}{dt}(M_{rb} i_b) - \frac{d}{dt}(M_{rc} i_c) + \frac{d}{dt}(L_{rr} i_f) \quad (4.8d)$$

No caso das máquinas síncronas, ocorre que tanto as indutâncias próprias como as indutâncias mútuas, que controlam as equações de tensão, variam com a posição do rotor e, portanto, com o ângulo  $\theta$  medido em relação ao eixo de referência, que varia no tempo. Para

Figura 30 – Parâmetros dos enrolamentos da máquina síncrona.



Fonte: Autoria própria.

Legenda:  $v_a$ : Tensão na fase “a” do sistema;  
 $v_b$ : Tensão na fase “b” do sistema;  
 $v_c$ : Tensão na fase “c” do sistema;  
 $v_f$ : Tensão de campo;  
 $i_a$ : Corrente na fase “a” do sistema;  
 $i_b$ : Corrente na fase “b” do sistema;  
 $i_c$ : Corrente na fase “c” do sistema;  
 $i_f$ : Corrente de campo;  
 $L_{aa}$ : Indutância própria do enrolamento da fase “a” do estator;  
 $L_{bb}$ : Indutância própria do enrolamento da fase “b” do estator;  
 $L_{cc}$ : Indutância própria do enrolamento da fase “c” do estator;  
 $L_{rr}$ : Indutância própria do rotor;  
 $M_{ab}, M_{ba}$ : Indutância mútua entre os enrolamentos das fases “a” e “b” do estator;  
 $M_{ac}, M_{ca}$ : Indutância mútua entre os enrolamentos das fases “a” e “c” do estator;  
 $M_{bc}, M_{cb}$ : Indutância mútua entre os enrolamentos das fases “b” e “c” do estator;  
 $M_{ar}, M_{ra}$ : Indutância mútua entre os enrolamentos das fases “a” do estator e do rotor;  
 $M_{br}, M_{rb}$ : Indutância mútua entre os enrolamentos das fases “b” do estator e do rotor;  
 $M_{cr}, M_{rc}$ : Indutância mútua entre os enrolamentos das fases “c” do estator e do rotor.

simplificar a modelagem das máquinas rotativas, é comum modelar a máquina aplicando a Transformada de Park que transforma as coordenadas estacionárias nas referências (abc) em

três coordenadas girantes nas referências ( $dq0$ ). Com a transformada de Park, as indutâncias mútuas entre estator e rotor tornam-se constantes. As correntes, em coordenadas  $dq0$ ,  $i_d$ ,  $i_q$  e  $i_0$  se relacionam com as correntes  $i_a$ ,  $i_b$  e  $i_c$  através da inversa da matriz de transformação de Park, conforme mostrado na Equação 4.9. A matriz de transformação de Park é representada pela matriz  $P$  e a sua inversa pela matriz  $P^{-1}$ , de acordo com as equações 4.10 e 4.11.

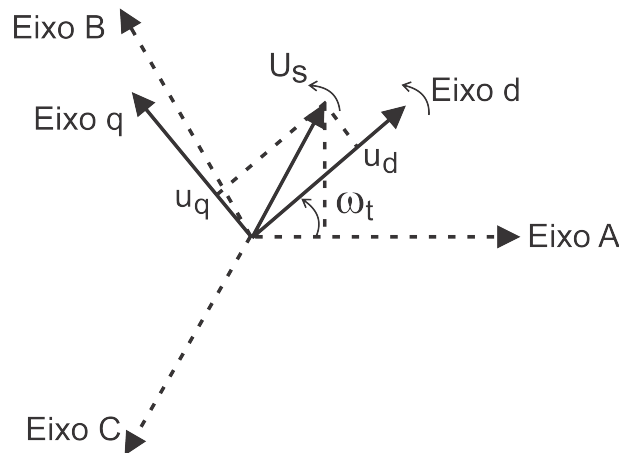
$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = P^{-1} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$P = \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

$$P^{-1} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \sin\theta & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

sendo que  $\theta$  é o ângulo referente a posição do rotor, em radianos, conforme mostrado na Figura 29. Na Figura 31 está representada, por vetores, a Transformada de Park.

Figura 31 – Representação física da Transformada de Park.



Fonte: Autoria própria.

Dada essa consideração e por questão de simplificação, nesta dissertação, a representação da máquina síncrona utiliza o modelo no domínio  $dq0$  ao invés do tradicional modelo

abc. As equações de tensão do estator nessa referência  $dq0$ , em pu<sup>1</sup>, são, conforme Kundur *et al.* (1994) e Krause *et al.* (2013):

$$v_{ds} = -r_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \psi_{ds} \quad (4.12a)$$

$$v_{qs} = -r_s i_{qs} - \omega_s \psi_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \psi_{qs} \quad (4.12b)$$

em que  $v_{ds}$  e  $v_{qs}$  são as tensões estatóricas,  $\psi_{ds}$  e  $\psi_{qs}$  são os fluxos magnéticos no estator,  $i_{ds}$  e  $i_{qs}$  são as correntes estatóricas,  $r_s$  é a resistência do enrolamento do estator e  $\omega_b$  é a velocidade angular de base. Os índices  $d$  e  $q$  indicam o eixo das coordenadas  $dq0$  a que as variáveis se relacionam.

Enquanto que as equações de fluxo do estator são:

$$\psi_{ds} = -L_{ls} i_{ds} + L_{md} (-i_{ds} + i_{fd}) \quad (4.13a)$$

$$\psi_{qs} = -L_{ls} i_{qs} + L_{mq} (-i_{qs}) \quad (4.13b)$$

em que  $i_{fd}$  é a corrente de campo,  $L_{ls}$  é a indutância de dispersão do estator,  $L_{md}$  e  $L_{mq}$  são as indutâncias mútuas entre enrolamentos do estator e do rotor. Já as equações do rotor nessa mesma referência  $dq0$  são:

$$v_{fd} = -r_f i_{fd} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \psi_{fd} \quad (4.14a)$$

$$\psi_{fd} = -L_{lf} i_{fd} + L_{md} (-i_{ds} + i_{fd}) \quad (4.14b)$$

em que  $v_{fd}$  é a tensão rotórica,  $\psi_{fd}$  é o fluxo magnético no rotor,  $r_f$  é a resistência do enrolamento do rotor e  $L_{lf}$  é indutância de dispersão do campo.

Em condições desequilibradas, a componente de sequência zero da corrente, representada pelas equações 4.15a e 4.15b, deve ser considerada na modelagem do gerador.

$$v_{0s} = -r_s i_{0s} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \psi_{0s} \quad (4.15a)$$

$$\psi_{0s} = -L_{ls} i_{0sf} \quad (4.15b)$$

em que  $v_{0s}$ ,  $i_{0s}$ ,  $i_{0sf}$  e  $\psi_{0s}$  são as componentes de sequência zero da tensão do estator, das correntes do estator e do campo e do fluxo magnético no estator.

<sup>1</sup> Os valores em pu são obtidos dividindo-os pela impedância de base do sistema, que é  $Z_b = \frac{V_b}{I_b} = \omega_b L_b$

#### 4.1.3.2 Gerador de indução

Analogamente à máquina síncrona, a máquina de indução é constituída de uma parte fixa, o estator e uma parte móvel, o rotor. Contudo, a alimentação do rotor é por indução, de forma semelhante a um transformador. O rotor é classificado como ou bobinado ou gaiola de esquilo. O rotor bobinado, como diz o próprio nome, é constituído por enrolamentos, da mesma forma que o estator. O rotor gaiola de esquilo é constituído por barras condutoras curto-circuitadas em seus terminais e encaixadas em ranhuras no ferro do rotor.

Ao ser conectada à rede, a tensão alternada nos enrolamentos do estator produz um campo magnético girante no entreferro (com velocidade, em rad/s,  $\omega_s = 4\pi f_s / p_f$ ) que induz correntes nos enrolamentos do rotor. As correntes no rotor produzem um campo magnético que tenta se alinhar ao campo magnético do estator. Havendo movimento relativo entre o campo girante do estator e o campo do rotor, tensões com frequência  $f_R$  (Hz) serão induzidas nos enrolamentos do rotor. Essa frequência é igual à frequência de escorregamento ( $s$ ), dada por  $s = (\frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s})$ , e representa a diferença entre a velocidade síncrona do campo girante e a velocidade do rotor, expressa em relação à velocidade síncrona.

A modelagem dinâmica das máquinas assíncronas em suas diversas configurações já foi vastamente abordada (KRAUSE *et al.*, 2013; KUNDUR *et al.*, 1994; ANAYA-LARA *et al.*, 2011). De acordo com essas referências, as equações das tensões e dos fluxos no estator e no rotor, no sistema por unidade, das máquinas de indução na referência  $dq0$  são:

$$v_{ds} = -r_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \psi_{ds} \quad (4.16a)$$

$$v_{qs} = -r_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \psi_{qs} \quad (4.16b)$$

$$v_{dr} = r_r i_{dr} - s \omega_s \psi_{qr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \psi_{dr} \quad (4.16c)$$

$$v_{qr} = r_r i_{qr} + s \omega_s \psi_{dr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d}{dt} \psi_{qr} \quad (4.16d)$$

$$\psi_{ds} = -L_{ss} i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (4.16e)$$

$$\psi_{qs} = -L_{ss} i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (4.16f)$$

$$\psi_{dr} = L_{rr} i_{dr} - L_m i_{ds} \quad (4.16g)$$

$$\psi_{qr} = L_{rr} i_{qr} - L_m i_{qs} \quad (4.16h)$$

em que  $v_{ds}$  e  $v_{qs}$  são as tensões estatóricas,  $\psi_{ds}$  e  $\psi_{qs}$  são os fluxos magnéticos no estator,  $i_{ds}$  e  $i_{qs}$  são as correntes estatóricas,  $r_s$  é a resistência do enrolamento do estator e  $\omega_b$  é a velocidade



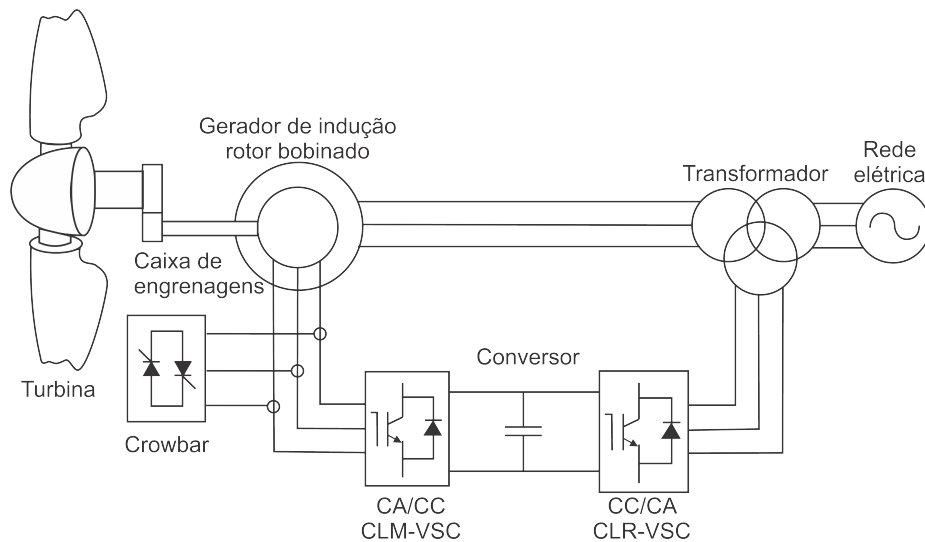
angular de base.  $v_{dr}$  e  $v_{qr}$  são as tensões rotóricas,  $\psi_{dr}$  e  $\psi_{qr}$  são os fluxos magnéticos no rotor,  $i_{dr}$  e  $i_{qr}$  são as correntes rotóricas e  $r_r$  é a resistência do enrolamento do rotor.  $L_{ss}$  e  $L_{rr}$  são as indutâncias próprias do estator e do rotor, enquanto que  $L_m$  é a indutância de mútua entre enrolamentos do estator e do rotor.

Em razão do rotor da máquina de indução com rotor em gaiola de esquilo ser curto-circuitado, tem-se que  $v_{dr} = v_{qr} = 0$ .

#### 4.1.3.3 Gerador de indução duplamente alimentado - GIDA

O comportamento dinâmico dos aerogeradores com conversor parcial de potência, embora empreguem geradores de indução, é bem diferente do desempenho destes. As características elétricas dessas máquinas, que na verdade utilizam o GIDA, são regidas pela interação entre a máquina de indução de rotor bobinado e o conversor de potência de frequência variável que é composto por dois conversores tipo fonte de tensão constituídos por chaves *IGBT* conectados entre si por um barramento de corrente contínua, topologia conhecida como *back-to-back*. Uma configuração típica deste tipo de gerador é representada na Figura 32.

Figura 32 – Configuração típica de um aerogerador equipado com GIDA.



Fonte: Autoria própria.

Por meio de anéis deslizantes, esse conversor excita o rotor da máquina com uma fonte controlada de tensão em uma determinada frequência de escorregamento nos enrolamentos do rotor, o que possibilita o controle da frequência do fluxo magnético do rotor, permitindo que a frequência do eixo do rotor “rastreie” a velocidade do vento de maneira otimizada. A

alimentação do rotor em frequência variável possibilita que a velocidade mecânica da máquina desacoplada da velocidade síncrona da rede elétrica. Além disso, é possível a injeção de potência na rede a partir do estator e do rotor.

Quando o GIDA opera em modo supersíncrono, haverá injeção de potência no sistema de potência tanto pelo estator quanto pelo rotor. Por outro lado, quando operar em modo subsíncrono, o rotor absorverá potência. Como trata-se essencialmente de uma máquina assíncrona e sabendo que a potência do rotor pode ser expressa em função do escorregamento, a faixa de velocidade de operação do aerogerador será determinada pela faixa do escorregamento e esta determina o tamanho dos conversores do GIDA. Restrições mecânicas limitam a variação máxima do escorregamento à faixa de 0,7pu a 1,2pu (ANAYA-LARA *et al.*, 2011).

O tempo de resposta dos conversores é muito rápido em relação às constantes de tempo eletromecânicas. Como resultado, a dinâmica natural da máquina de indução é em grande parte desacoplada do sistema de potência. O comportamento dinâmico do GIDA, visto pela rede, é, portanto, determinado pela resposta do controlador e não pelas suas características físicas. Isso contrasta profundamente com os geradores síncronos tradicionais, cujo comportamento é governado pela física do equipamento.

O modelo elétrico do GIDA é similar ao modelo do gerador de indução. Uma primeira diferença é que como o rotor não é curto-circuitado, as componentes dq da tensão do rotor não são mais iguais a zero. O acesso aos enrolamentos do rotor representa a segunda diferença entre os modelos. Em decorrência disto é possível modelar as potências geradas como funções da corrente do rotor. Em Sohn (2014) é apresentado o equacionamento dessas potências ativa e reativa em função das componentes  $dq0$  da corrente do rotor.

$$P_s = -\frac{3}{2} \left( \frac{\omega_s \Psi_{ds} L_m}{L_{ls} + L_m} \right) \frac{N_r}{N_s} i_{qr} \quad (4.17a)$$

$$Q_s = \left( \frac{\omega_s \Psi_{ds}}{L_{ls} + L_m} \right) \frac{N_r}{N_s} i_{qr} \left( \Psi_{ds} - L_m \frac{N_r}{N_s} i_{dr} \right) \quad (4.17b)$$

em que  $P_s$  e  $Q_s$  são as potências ativa e reativa estatóricas,  $i_{dr}$  e  $i_{qr}$  são as correntes rotóricas em coordenadas  $dq0$ ,  $L_{ls}$  é a indutância de dispersão do estator,  $L_m$  é a indutância mútua entre enrolamentos do estator e do rotor,  $\Psi_{ds}$  é o fluxo magnético no estator em coordenadas  $dq0$ ,  $N_s$  é número de espiras por fase para os enrolamentos estatóricos,  $N_r$  é número de espiras por fase para os enrolamentos rotóricos e  $\omega_s$  é a velocidade angular síncrona.

É destacado em Sloopweg (2003) que potência reativa depende também da estratégia de controle do conversor do lado da rede.

#### **4.1.4 Modelagem dos sistemas de controle**

A manutenção dos sistemas elétricos de potência dentro de limites que garantam a estabilidade, a confiabilidade e a segurança desses sistemas mesmo quando submetidos a distúrbios, exige que haja um controle contínuo tanto individual como coletivo dos geradores dessa rede. Caso o suprimento energético desses geradores varie estocasticamente, ações de controle voltadas especificamente a essa condição devem ser empregadas. Dessa forma, o principal objetivo dos sistemas de controle dos aerogeradores é extrair a máxima potência do vento. A dinâmica de controle dos sistemas eólico-elétricos é implementada por meio dos conversores de potência, que permitem, dentre outras funcionalidades, a operação em velocidade variável e o desacoplamento da velocidade mecânica do rotor da frequência do sistema elétrico de potência.

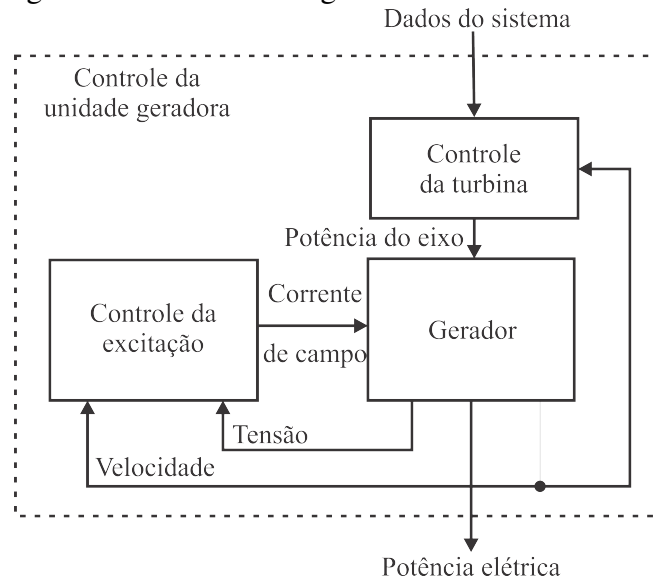
A conversão de potência nos sistemas eólico-elétricos, na maioria dos casos, envolve um conversor CA-CA com um barramento CC intermediário entre o conversor do lado do gerador e o conversor no lado da rede elétrica. Esse barramento é quem efetivamente desacopla o gerador da rede elétrica. O conversor do lado do gerador controla a frequência das correntes rotóricas (modelo conversor parcial) com o propósito de adequar o escorregamento do gerador. Sendo por meio de sua atuação que o gerador opere consecutivamente na velocidade síncrona e com a máxima potência. A sincronização das correntes injetadas pelo aerogerador com a tensão no ponto de conexão ao SEP e o controle da tensão no barramento CC são funções desempenhadas pelo conversor do lado da rede.

Como introduzido na seção 2.3.1, quando o gerador é integrado à rede por meio de um conversor que processa toda a energia gerada, o conversor empregado é classificado como pleno. Quando o estator do gerador é diretamente conectado à rede elétrica enquanto os enrolamentos do rotor são conectados a um conversor estático bidirecional na topologia back-to-back, o conversor empregado é classificado como parcial. O aerogerador tipo C possui conversor parcial, enquanto que o aerogerador tipo D emprega conversor pleno.

##### **4.1.4.1 Controle de máquinas síncronas**

Diferentes controles associados a máquinas síncronas são ilustrados na Figura 33. O diagrama resume os dois tipos básicos de controle que são realizados: controle de potência ativa/frequência e controle de potência reativa/tensão.

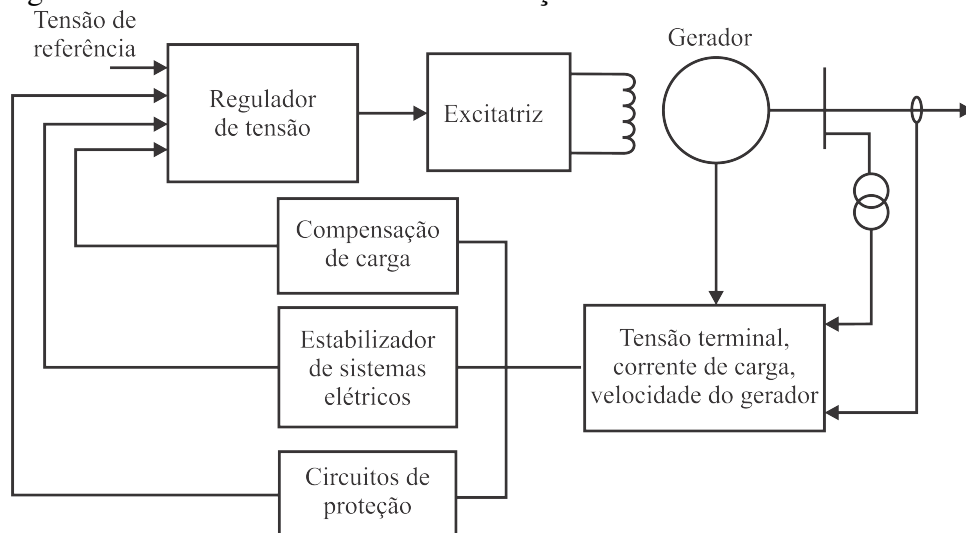
Figura 33 – Controle de gerador síncrono.



Fonte: Adaptado de Kundur *et al.* (1994).

O sistema de controle da excitação é responsável pelo controle automático da tensão. Esse controle de tensão atua de forma a acomodar a variação da demanda de potência reativa do sistema. Tal controle regula a injeção de reativos pelo gerador síncrono durante situações de carga pesada do sistema e a absorção de reativos quando o sistema está com condição de carga leve. O sistema de controle de excitação é composto por controles específicos internos que são representados na Figura 34 e descritos a seguir.

Figura 34 – Sistema de controle de excitação.



Fonte: Autoria própria.

- **Regulador de tensão:** O gerador síncrono emprega um Regulador Automático de Tensão (do inglês *AVR*) para manter a tensão do terminal do estator dentro de uma faixa predefinida. Caso essa tensão caia devido ao aumento da demanda de potência reativa, esse subsistema

detecta a alteração da tensão e comanda a excitatriz de forma que esta produza um aumento na tensão de excitação. A potência reativa do gerador é assim aumentada e a tensão do terminal retorna ao valor de operação desejado.

- A *excitatriz* injeta corrente contínua ajustável ao enrolamento de campo do gerador.
- *Compensador de carga* é um controle adicional empregado no AVR de forma a possibilitar o controle da tensão em um ponto específico da rede. Esse subsistema é composto por uma resistência ajustável e uma reatância que simulam a impedância entre os terminais do gerador e o ponto em que a tensão está sendo efetivamente controlada. Usando esta impedância e a corrente medida, a queda de tensão é calculada e adicionada à tensão do terminal.
- O *estabilizador de sistemas de potência* atua para adicionar amortecimento às oscilações do rotor do gerador controlando sua excitação. Os sinais estabilizadores auxiliares de uso comum para controlar a excitação são a velocidade do eixo, a frequência do terminal e a potência.

Os sistemas de controle da turbina do gerador fornecem os meios de ajustar a potência gerada de forma a se equilibrar com a demanda da carga do sistema de potência. Em regime permanente, todos os geradores operam na mesma frequência e esta determina as velocidades de operação das turbinas individualmente. Assim, após um aumento da carga da rede, a frequência cairá até que a soma das mudanças de potência produzidas nos geradores corresponda à mudança na carga da rede. O acréscimo de carga aumenta o torque imposto ao gerador, que o faz desacelerar. A diminuição da velocidade é detectada pelo regulador da turbina e é empregado para aumentar a potência da máquina conforme configurações de estatismo (do inglês, *droop*) do regulador. O sistema de controle de potência é representado pelo diagrama apresentado na Figura 35.

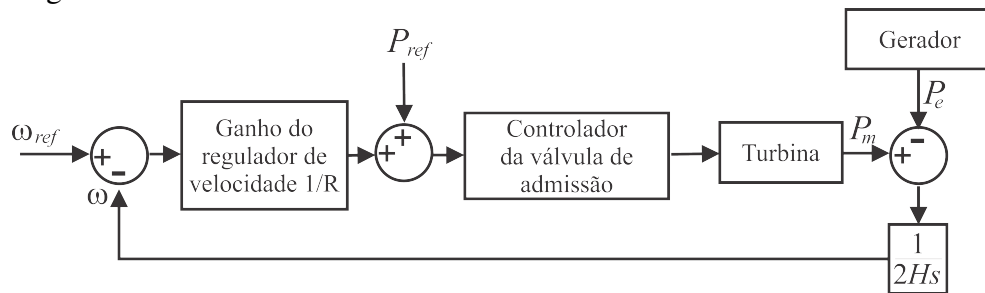
A estratégia de regulação de frequência e potência ativa por estatismo é representada pelo gráfico da Figura 36.

#### 4.1.4.2 Controle do aerogerador com conversor parcial de potência

Uma configuração típica de aerogerador com conversor parcial de potência é representada na Figura 37.

As opções de controle dessas máquinas são controle do conjugado eletromagnético do gerador; controle da tensão terminal ou do fator de potência; e controle da magnitude e ângulo

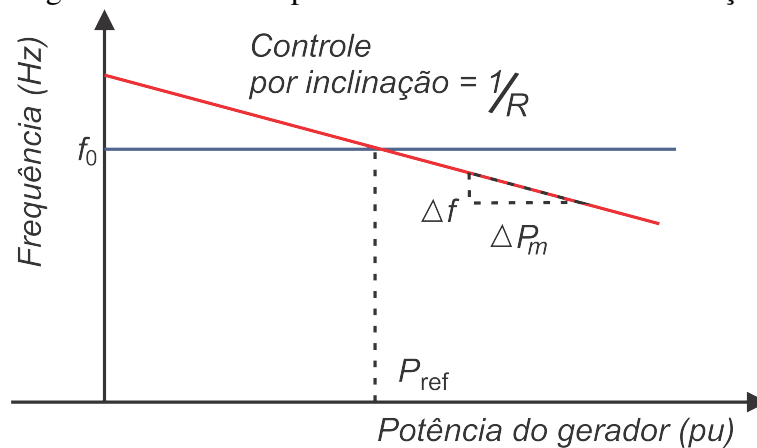
Figura 35 – Sistema de controle de velocidade.



Fonte: Adaptado de Anaya-Lara *et al.* (2011).

Legenda:  $\omega$ : Velocidade angular do eixo;  
 $\omega_{ref}$ : Referência de velocidade angular do eixo;  
 $P_{ref}$ : Referência da potência;  
 $P_m$ : Potência mecânica da turbina;  
 $P_e$ : Potência elétrica do gerador;  
 $H_s$ : Constante de inércia do eixo da gerador.

Figura 36 – Curva representativa do controle de inclinação.



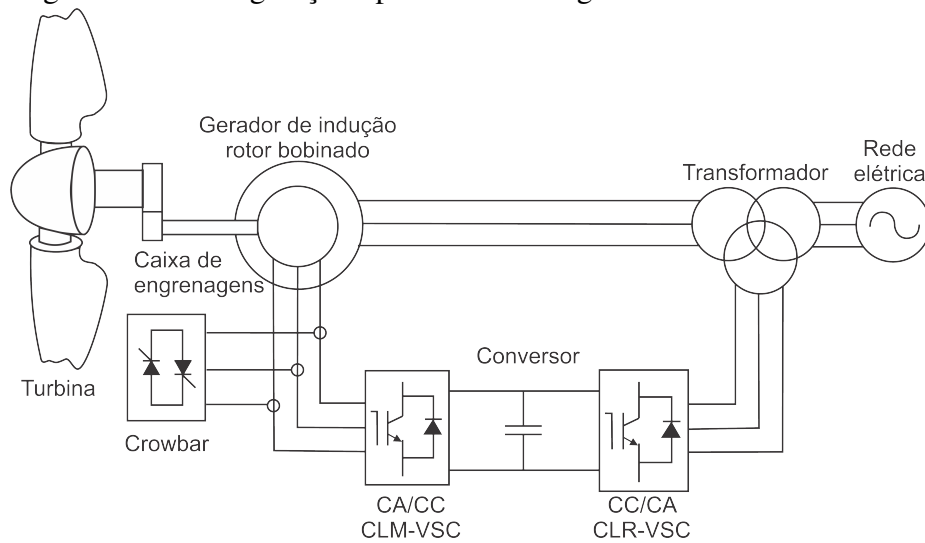
Fonte: Autoria própria

Legenda:  $f_0$ : Referência de frequência (60 Hz).  
 $P_{ref}$ : Referência de carga.  
 $\Delta f$ : Variação de frequência.  
 $\Delta P$ : Variação de carga.  
 $R = \frac{\Delta f}{\Delta P}$ : Regulação da velocidade ou de inclinação.

do fluxo do rotor.

O objetivo do *controlador de conjugado* é ajustar o conjugado eletromagnético do gerador conforme as variações de velocidade do vento e de acordo com um valor de referência. Dada a velocidade angular do eixo do rotor, a referência de conjugado é determinada pelas características aerodinâmicas do aerogerador de forma a possibilitar a máxima extração de potência do vento. O que ocorre através do ajuste do valor de referência da corrente do rotor no eixo em quadratura,  $i_{qref}$ . A tensão do rotor de eixo em quadratura,  $v_{qr}$ , necessária para operar na referência de conjugado é obtida por meio de controladores tipo Controlador Proporcional Integral Derivativo (PID) e de uma compensação para minimizar o acoplamento cruzado entre

Figura 37 – Configuração típica de um aerogerador baseado em GIDA.



Fonte: Autoria própria

os circuitos de controle de velocidade e tensão.

A estratégia de *controle de tensão* é projetada para prover o controle da tensão terminal do gerador ou do fator de potência usando o conversor do lado da máquina. Embora a injeção de potência possa ser realizada pelo conversor do lado da rede, os esquemas de controle de tensão do GIDA são, preferencialmente, realizados pelo Conversor do Lado da Rede (CLR) (ANAYA-LARA *et al.*, 2011).

Como a tensão terminal varia conforme a potência é injetada na rede pelo aerogerador, o controle de tensão deve atender os seguintes requerimentos:

- A potência reativa consumida pelo GIDA deve ser compensada por  $i_{dr}$ ;
- Caso a tensão terminal não esteja conforme o valor de referência,  $i_{dr}$  deve ser ajustada adequadamente.

A operação do CLR em relação ao controle de tensão do terminal ou fator de potência depende totalmente dos requisitos ou da operação preferencial do sistema.

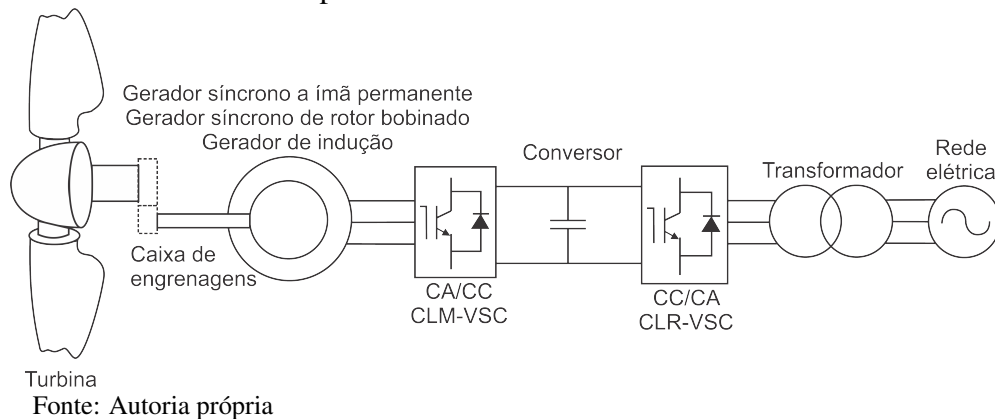
A estratégia de *controle de magnitude e ângulo do fluxo magnético do rotor* atua sobre a tensão terminal do gerador e a potência de saída ajustando o vetor de fluxo do rotor. Essa estratégia tem a vantagem de fornecer baixa interação entre os circuitos de controle de potência e de tensão, prover um melhor amortecimento e possibilitar a recuperação de tensão após falhas.

Em Anaya-Lara *et al.* (2011) é apresentada a modelagem dos principais esquemas de controle implementados no aerogerador com conversor parcial de potência.

#### 4.1.4.3 Controle do aerogerador com conversor de plena potência

Uma configuração típica de aerogerador com conversor de potência plena pode ser observada na Figura 38.

Figura 38 – Configuração típica de um aerogerador equipado com GS com conversor pleno.



Esse tipo de aerogerador pode ou não empregar uma caixa de transmissão e os seus geradores podem ser dos mais diversos tipos, como assíncrono, síncrono convencional e síncrono com ímã permanente. Como toda a potência do gerador é transferida a rede elétrica através do conversor de potência, as características dinâmicas específicas do gerador são efetivamente isoladas do sistema de potência. Dessa forma, a frequência elétrica do gerador pode variar conforme a velocidade do vento, enquanto que a frequência da rede permanece inalterada, permitindo assim a operação em velocidade variável. A potência do conversor, portanto, corresponde a potência nominal do gerador.

No aerogerador com conversor de potência plena equipado com gerador síncrono, o gerador pode ser excitado eletricamente ou ter no seu rotor um conjunto de ímãs permanentes. Nessa configuração, a turbina e gerador são montados no mesmo eixo, sem a caixa de engrenagens e o gerador é projetado para operação em baixa velocidade com grande número de polos, sendo, por esta razão, consideravelmente maior que os demais tipos. O gerador síncrono a ímã permanente dispensa a compensação de potência reativa e injeção de corrente de campo necessária para a operação de geradores de indução e geradores síncronos com rotor bobinado. Sendo este o gerador utilizado nas modelagens do aerogerador com conversor de potência pleno neste trabalho.

Os conversores empregados nesse tipo de aerogerador são, geralmente, de dois tipos:

- Retificador a diodo não controlado, como conversor do lado da máquina, e conversor tipo

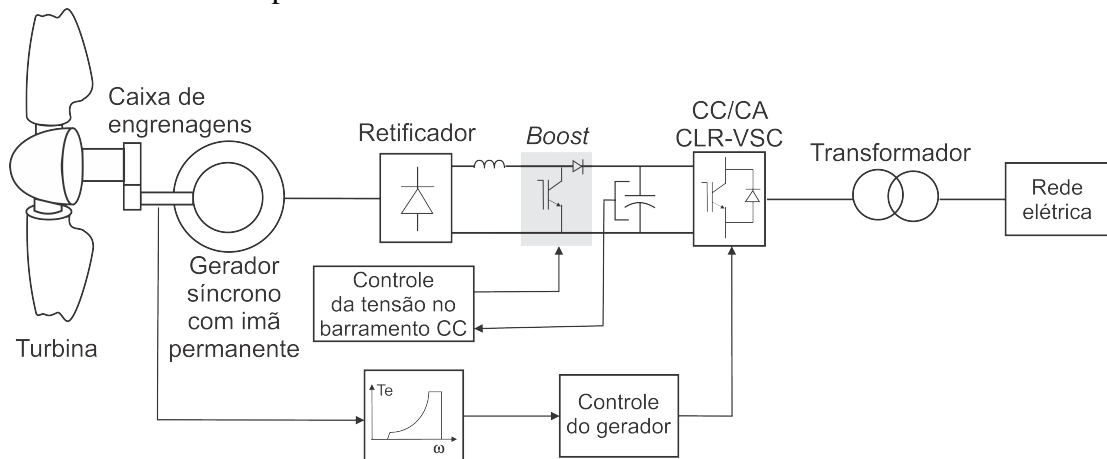


fonte de tensão como conversor do lado da rede, conectados através de barramento em corrente contínua.

- Dois conversores tipo fonte de tensão conectados através de barramento em corrente contínua, com topologia *back-to-back*.

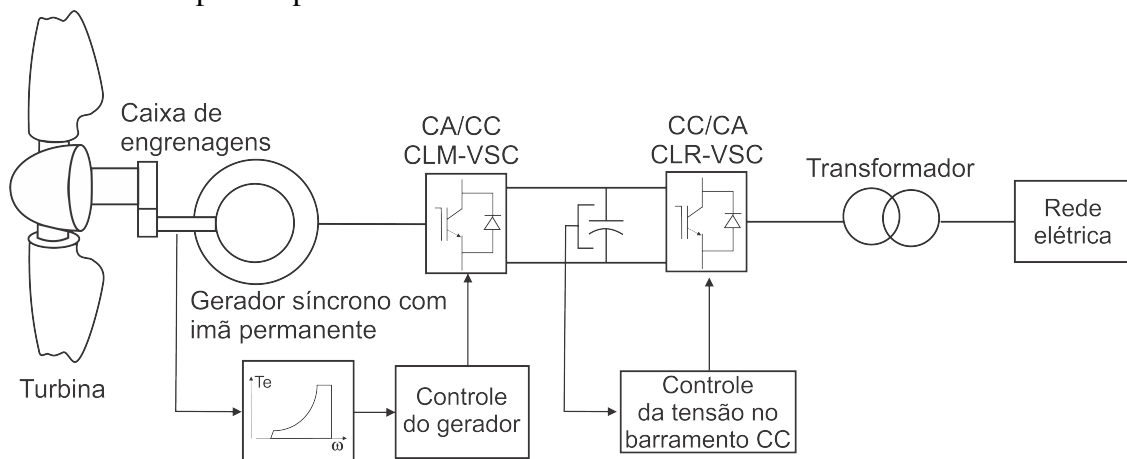
Na primeira configuração, o conversor do lado da rede realiza a operação do gerador, empregando técnicas de controle potência-ângulo ou corrente controlada. Enquanto que na segunda configuração, o conversor do lado da máquina controla a operação do gerador e conversor lado da rede controla a tensão no barramento de corrente contínua pela injeção de potência ativa na rede elétrica. Essas configurações estão representadas pelas Figuras 39 e 40.

Figura 39 – Configuração típica de um aerogerador equipado com GSIP com conversor pleno com diodo retificador.



Fonte: Autoria própria

Figura 40 – Configuração típica de um aerogerador equipado com GS com conversor pleno tipo *back-to-back*.



Fonte: Autoria própria

O controle do conversor de potência pode ser realizado por diferentes formas. O

conversor do lado da máquina pode ser controlado ou por técnicas de controle potência-ângulo ou por controle vetorial, enquanto que o conversor do lado da rede é geralmente controlado por técnicas de controle carga-ângulo (ANAYA-LARA *et al.*, 2011).

Pelo lado do gerador do conversor, caso se adote a estratégia de *controle potência-ângulo*, utiliza-se das equações de fluxo de potência em regime permanente para determinar a transferência de potência entre o gerador e o barramento de corrente contínua (KUNDUR *et al.*, 1994). Essa operação é controlada pelo ajuste da magnitude e do ângulo da tensão dos terminais de corrente alternada do conversor lado do máquina. Partindo das equações de regime, onde  $E_g$  é a magnitude da tensão interna do gerador,  $X_g$  é a reatância síncrona,  $v_t$  é a magnitude da tensão nos terminais do conversor do lado da rede e  $\alpha_g$  é a diferença de fase entre as tensões  $E_g$  e  $v_t$  e considerando que o ângulo  $\alpha_g$  é muito pequeno tal que  $\text{sen}\alpha_g = 0$  e  $\text{cos}\alpha_g = 1$ , constata-se que a potência reativa depende principalmente das magnitudes das tensões enquanto que há uma relação direta entre potência ativa e esse ângulo  $\alpha_g$ . Sendo estes os parâmetros controlados.

$$\alpha_g = \frac{P_{gref}X_g}{E_g v_t} \quad v_t = E_g - \frac{Q_{gref}X_g}{E_g} \quad (4.18)$$

em que  $P_{gref}$ , que é a referência de potência ativa, é obtida a partir da curva de potência da máquina para uma dada velocidade do gerador  $\omega_g$ . Considerando o gerador a ímã permanente, não há, portanto, necessidade de correntes magnetizantes, o que resulta que a potência reativa de referência,  $Q_{gref}$ , é zero.

A *técnica de controle vetorial* é implementada tomando como base o modelo dinâmico da máquina síncrona na referência  $dq0$ .

$$T_e = \frac{P_m}{\omega_r} (\Psi_{ds} i_{qs} - \Psi_{qs} i_{ds}) \quad (4.19)$$

A partir da equação do torque eletromagnético (Equação 4.19), das equações do fluxo do estator (Equações 4.13), adotando  $i_{dsref} = 0$ , e para um dado torque de referência  $\bar{T}_{sp}$ , a referência de corrente reativa pode ser representada pela Equação 4.20.

$$i_{qsref} = \frac{T_{sp}}{\Psi_{fd}} \quad (4.20)$$

Assim, as magnitudes das componentes  $dq$  da tensão do lado da máquina do conversor ( $v_{ds}$ ) e ( $v_{qs}$ ) podem ser determinadas por:

$$v_{ds} = -r_s i_{ds} + X_{qs} i_{qs} \quad (4.21)$$

$$v_{qs} = -r_s i_{qs} - X_{ds} i_{ds} + E_{fd} \quad (4.22)$$

em que  $r_s$  é a resistência dos enrolamentos do estator, por fase,  $i_{ds}$  e  $i_{qs}$  são as componentes da corrente no estator,  $X_{ds}$  e  $X_{qs}$  são as componentes dq da reatância síncrona e  $E_{fd}$  é a tensão de excitação em componentes dq.

A referência de corrente ativa é mantida zero quando o gerador opera abaixo da velocidade de base e é mantida negativa para cancelamento de algum fluxo quando o gerador opera acima dessa mesma velocidade.

Entre os dois lados do conversor, há um barramento em corrente contínua. Por meio dele é realizado o controle de potência transmitida à rede pelo controle do valor da tensão em corrente contínua. Sendo  $P_g$  a potência fornecida pelo gerador e  $P_{wt}$  a de potência transmitida à rede elétrica, o valor da tensão do barramento em corrente contínua ( $v_{cc}$ ) pode ser expresso conforme a Equação 4.23.

$$v_{cc} = \sqrt{\frac{2}{C} \int (P_g - P_{wt}) dt} \quad (4.23)$$

O valor de referência da potência a ser transmitida à rede elétrica é obtido através da comparação entre o valor efetivo da tensão no barramento CC com o desejado valor de referência de tensão desse barramento.

Por fim, é função do controlador do lado da rede manter a tensão do barramento CC no valor de referência para a injeção de potência ativa na rede. Adicionalmente, este conversor pode ser projetado para permitir o intercâmbio de potência reativa com a rede. Igualmente ao conversor do lado da máquina, o controle do conversor do lado da rede pode ser realizado tanto por técnicas de controle potência-ângulo quanto por controle vetorial. Na opção de controle de potência-ângulo, os valores da magnitude  $v_{wt}$  e do ângulo da tensão gerada pelo controlador do lado da rede  $\delta$  podem ser calculados, para valores de referência tanto de potência ativa quanto reativa seguindo o mesmo raciocínio apresentado para o conversor do lado da máquina. O que resulta nas equações a seguir:

$$v_{wt} = g(Q_{pcc}, V_{pcc}, \delta) = \frac{v_{wt} \cos \delta + \sqrt{(v_{pcc} \cos \delta)^2 + 4 \left( \frac{Q_{pcc_{ref}}}{3} \right) X_{pcc}}}{2} \quad (4.24)$$

$$\delta = f(P_{pcc_{ref}}, V_{pcc}) = \text{sen}^{-1} \left( \frac{P_{pcc_{ref}} X_{pcc}}{3 v_{wt} v_{pcc}} \right) \quad (4.25)$$

em que  $V_{wt} \angle \delta$  é a tensão gerada pelo conversor do lado da rede e  $V_{pcc} \angle 0$  é a tensão da rede elétrica no ponto de conexão,  $P_{pcc,ref}$  e  $Q_{pcc,ref}$  são os valores de referência de potência ativa e de potência reativa no ponto de conexão e  $X_{pcc}$  é a impedância do indutor de acoplamento das fontes.

Em Anaya-Lara *et al.* (2011) são apresentadas avaliações do desempenho dinâmico de cada uma das estratégias de controle apresentadas até aqui.

## 4.2 Sistemas fotovoltaicos

A integração de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica ocorrem em duas etapas de conversão de energia. Primeiramente, a energia solar é processada e armazenada num barramento CC para, em seguida, ser injetada na rede elétrica, sincronizada com a tensão no ponto de conexão ao SEP. O conversor associado ao primeiro estágio atua buscando a máxima extração de potência do sistema de conversão. Semelhantemente ao conversor do lado da rede empregado nos aerogeradores, o segundo estágio da conversão fotovoltaica é responsável pela sincronização das corrente injetadas com a tensão do sistema e o controle da tensão no barramento CC.

Tipicamente, a modelagem de um sistema fotovoltaico conectado ao sistema de potência pode ser dividida em dois aspectos:

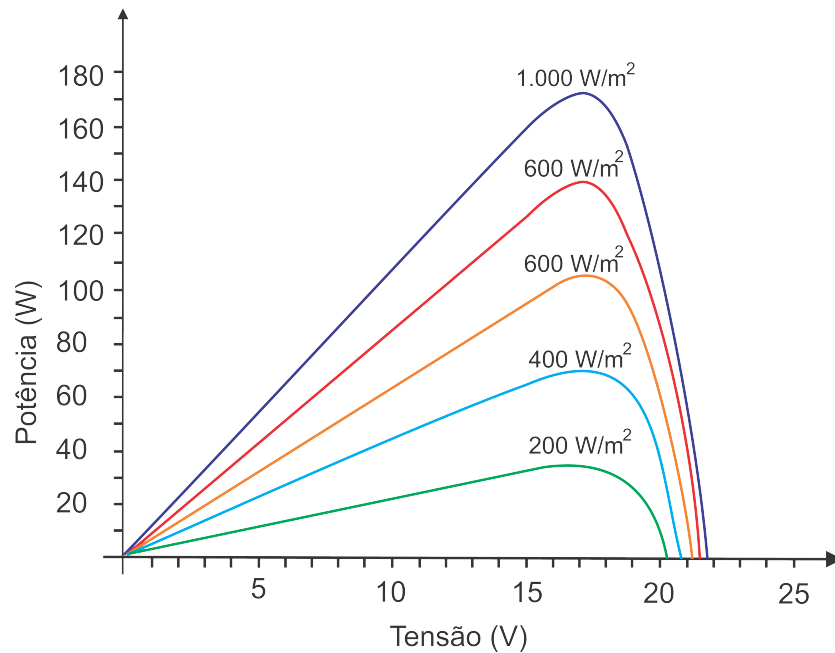
- Modelagem da conversão fotovoltaica;
- Modelagem dos sistemas de controle.

### 4.2.1 Modelagem da conversão fotovoltaica

A Figura 41 ilustra as curvas típicas de potência gerada por um módulo fotovoltaico. Em virtude da variabilidade da temperatura e da irradiação sobre os painéis, a potência gerada pelo sistema varia aleatoriamente ao longo do dia.

A complexa física da célula fotovoltaica pode ser representada pelo circuito elétrico apresentado na Figura 42. A corrente de saída pode ser conhecida a partir da aplicação da lei de Kirchhoff das correntes, sendo que  $R_s$  representa a resistência interna à passagem da corrente e é dependente da profundidade da junção pn, das impurezas e da resistência de contato.  $R_{sh}$  representa a resistência em paralelo e é relacionado à isolação à terra. Idealmente  $R_s = 0$  e  $R_{sh} = \infty$ . Contudo, para valores típicos, a resistência interna de uma célula varia de  $0,05\Omega$  a  $0,10\Omega$  e a resistência em paralelo de  $200\Omega$  a  $300\Omega$ . A eficiência de conversão da célula

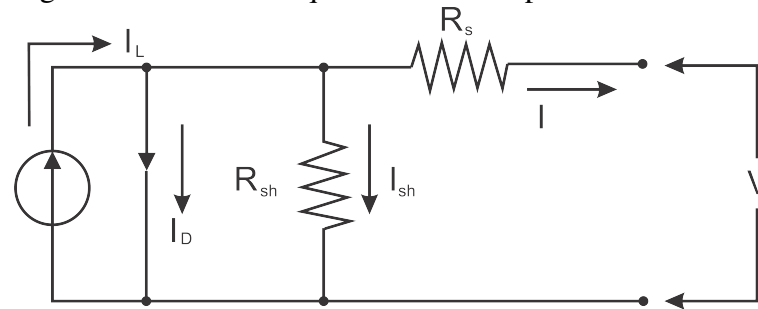
Figura 41 – Potência fotovoltaica em função da radiação solar.



Fonte: Autoria própria

fotovoltaica é sensível às pequenas variações de  $R_s$  e insensível às variações de  $R_{sh}$ . Dessa forma, um pequeno aumento de  $R_s$  diminuirá significativamente a geração fotovoltaica.

Figura 42 – Circuito equivalente de um painel fotovoltaico.



Fonte: Autoria própria

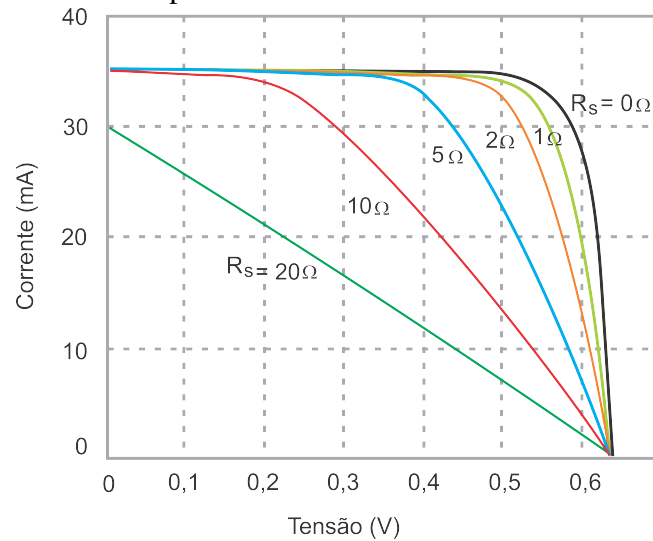
Pelas Figuras 43 e 44, nota-se a diferença de comportamento da célula em relação aos valores de  $R_s$  e  $R_{sh}$ .

A função matemática que modela uma célula fotovoltaica é decorrente da física da junção pn e pode ser expandida para se obter a corrente gerada por um painel fotovoltaico. Tan *et al.* (2004) apresenta a modelagem matemática de um módulo fotovoltaico, conforme Equação 4.26.

$$I_{PV} = I_{SCA}(G) - N_P \times I_0 \left[ e^{\frac{(V_A + I_{PV} R_s)q}{n N_S k T}} - 1 \right] \tag{4.26}$$

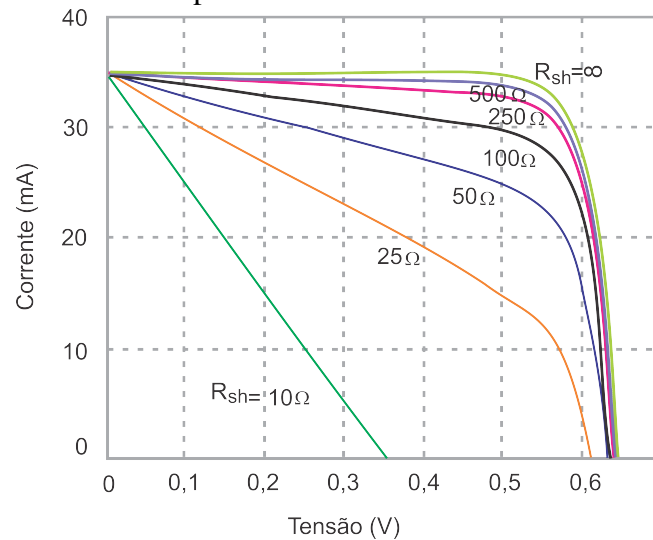
Sabendo que  $I_{PV}$  é a corrente do painel fotovoltaico, o primeiro termo da Equação

Figura 43 – Efeito da variação da resistência série sobre o comportamento da célula fotovoltaica.



Fonte: Autoria própria

Figura 44 – Efeito da variação da resistência paralelo sobre o comportamento da célula fotovoltaica.



Fonte: Autoria própria

4.26 representa a corrente de curto-circuito desse painel ( $I_{SCA}(G)$ ), que é função da irradiação solar ( $G$ ), tal que  $I_{SCA}(G) = N_P \cdot I_{SC}(G)$ , sendo  $I_{SC}(G)$  a corrente de curto-circuito da célula fotovoltaica, que também é função da irradiação solar e  $N_P$  o número de módulos conectados em paralelo. No segundo termo,  $V_A$  é a tensão do painel,  $q$  é a carga elétrica,  $k$  é a constante de Boltzmann,  $n$  é o fator de emissividade,  $T$  é a temperatura,  $I_0$  é a corrente de saturação reversa do diodo,  $R_S$  é a resistência interna do painel e  $N_S$  é produto do número de células conectada em série em cada módulo ( $N_C$ ) pelo número de módulos conectados em série ( $N_{SM}$ ) em um painel.

A relação entre corrente de curto-circuito da célula fotovoltaica ( $I_{SC}$ ) e a irradiação

pode ser modelada pela Equação 4.27.

$$I_{SC} = 0,001 [I_{SRC} + k_v (T - T_R)] G \quad (4.27)$$

em que  $k_v$  é o coeficiente de temperatura e  $T_R$  a referência de temperatura.

A potência de um painel pode ser representada tanto pelo produto da corrente gerada pela tensão nos terminais de saída desse painel (Equação 4.28a) quanto por uma equação de aproximação (Equação 4.28b).

$$P_{PV} = I_{PV} V_A \quad (4.28a)$$

$$P_{PV} = A_C \eta I_\beta = A_C \eta (k_t T - k_t^2 T') \quad (4.28b)$$

em que  $A_C$  é a área da superfície do painel,  $\eta$  é a eficiência desse painel,  $k_t$  é índice de horas com sol a pico, enquanto que  $T$  e  $T'$  são parâmetros que dependem da inclinação do painel, da latitude, do ângulo de inclinação do por-do-sol, do reflexo do solo e do ângulo horário.

#### 4.2.2 Modelagem dos sistemas de controle

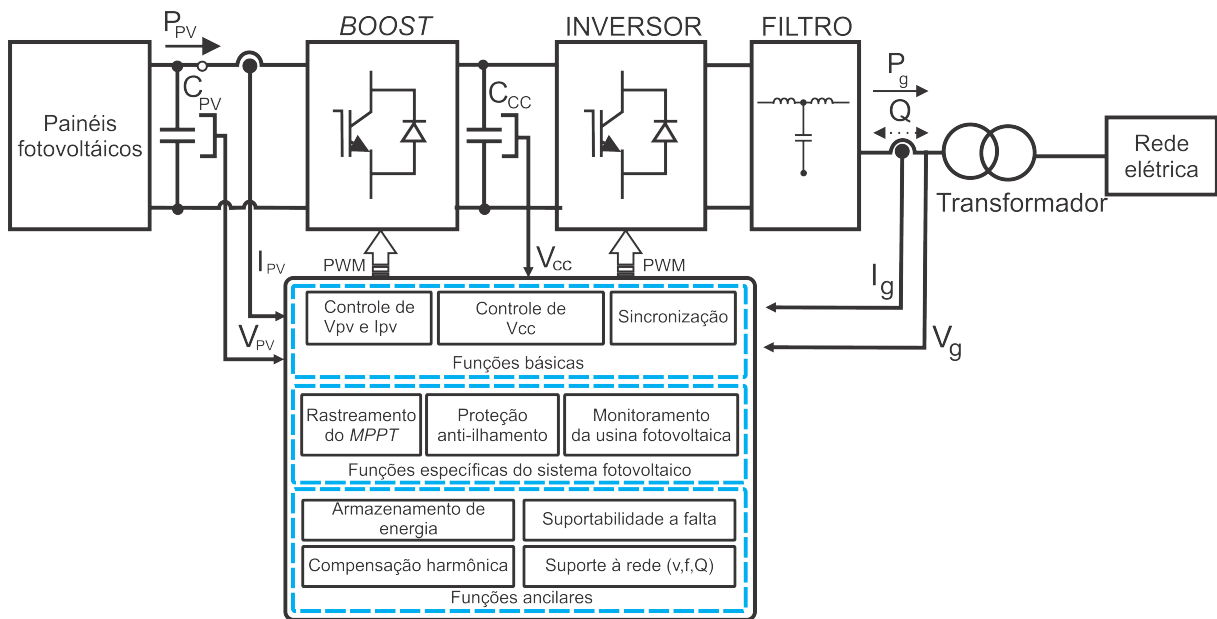
Em WECC (2014) é apresentada a estrutura geral de uma usina fotovoltaica. Dessa estrutura é compreensível que o desempenho dinâmico dessa fonte é determinado pelo conversor e seus sistemas associados, visto que, assim como no aerogerador tipo D, os painéis fotovoltaicos não estão diretamente conectados ao sistema de potência.

Conforme mencionado na seção 2.3.2, os sistemas fotovoltaicos podem ser:

- **Não isolados e com único estágio inversor** - A forma mais simples de condicionar a energia fotovoltaica para injetá-la na rede. Emprega-se um inversor que realiza a interconexão do painel PV à rede elétrica. Há os inversores de tensão (do inglês, *VSC*) e os inversores de corrente (do inglês, *Current Source Converter (CSC)*);
- **Isolados e com único estágio inversor** - Utiliza-se um transformador de baixa frequência na saída do inversor. Neste caso, a indutância de dispersão do transformador pode atuar como filtro da corrente injetada na rede;
- **Isolados e com múltiplos estágios de conversão** - Composto por dois ou mais estágios de processamento de energia em cascata. Emprega-se conversor CC-CC que é responsável pelo isolamento galvânico dos painéis e pela adequação do nível da tensão aplicada à entrada do inversor, que deve ser superior ao pico da tensão da rede elétrica. O inversor VSC, junto com o filtro de saída, é responsável pela síntese de uma corrente com baixa distorção harmônica e alto fator de potência (quase unitário).

- **Não isolados e com múltiplos estágios de conversão** - Composto por um conversor CC-CC Conversor Elevador de Tensão (*BOOST*) em cascata com um inversor *VSC*, ambos chaveados em alta frequência. O conversor *BOOST* é responsável pelo rastreamento do ponto de máxima potência do painel *PV* e pela elevação da tensão. O inversor *VSC* tem a função de injetar uma corrente senoidal, com baixa distorção harmônica na rede elétrica.

Figura 45 – Funções básicas do conversor fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de Teodorescu *et al.* (2011).

O conversor, cujas funções estão resumidas na Figura 45, provê a injeção de corrente na rede conforme despacho de potência ativa e reativa a partir do gerador elétrico (painéis solares) e do controlador do conversor respectivamente, além do suporte à rede, da compensação harmônica e do armazenamento de energia. A planta, em função da configuração do conversor pode também atuar no modo de controle de fator de potência ou no modo controle de tensão. Em Teodorescu *et al.* (2011) são apresentadas as principais funcionalidades e características dos sistemas dos conversores para adequada integração à rede elétrica.

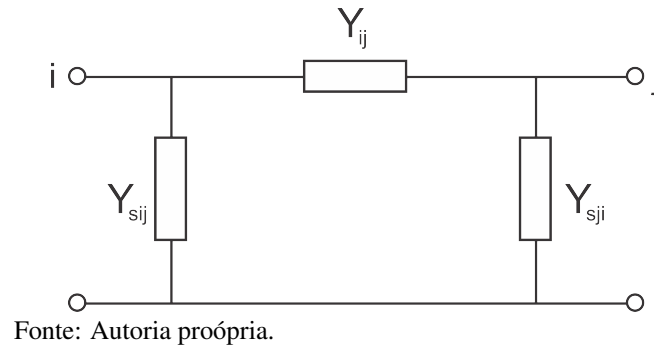
### 4.3 Linhas, transformadores e cargas

#### 4.3.1 Linhas

Nesta dissertação as linhas de transmissão são modeladas como o modelo  $\pi$ , conforme Figura 46:



Figura 46 – Modelo  $\pi$  para modelagem de linhas de transmissão.



em que  $Y_{ij}$  é a admitância série e  $Y_{sij}$  e  $Y_{sji}$  são as admitâncias em paralelo da linha (shunt), com  $Y_{sij} = Y_{sji}$ . Matematicamente é possível desmembrar as admitâncias em função das condutâncias e susceptâncias da linha:

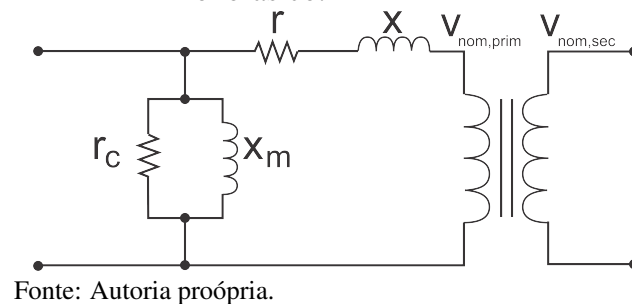
$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (4.29a)$$

$$Y_{sij} = G_{sij} + jB_{sij} \quad (4.29b)$$

### 4.3.2 Transformadores

Um transformador trifásico pode ser modelado como uma associação de transformadores monofásicos, o que é realizado neste trabalho. O transformador monofásico, por sua vez, pode ser representado por um circuito equivalente de acordo com o apresentado na Figura 47. Os efeitos magnetização e perdas por histerese e Foucault podem ser representadas por uma impedância em paralelo  $z_{sh} = r_{sh} + jx_{sh}(\Omega)$ , enquanto as características de condução de potência, podem ser modeladas por uma impedância em série  $z_s = r_s + jx_s(\Omega)$ .

Figura 47 – Circuito equivalente do transformador monofásico.



### 4.3.3 Cargas

As características das cargas influenciam sobremaneira a estabilidade dos sistemas de potência. Conectados à rede elétrica há milhões de dispositivos dos mais diversos tipos de cargas, como por exemplo, lâmpadas, aquecedores, refrigeradores, fornos, motores e uma infinidade de dispositivos eletrônicos geralmente conectados nos sistemas de distribuição. Devido à complexidade desses sistemas, muitas simplificações são realizadas. Modelos exponenciais são comumente empregados para descrever a dependência de tensão da carga. O que resulta no modelo dado por Kundur *et al.* (1994):

$$P_L = P_{L0} \left( \frac{V}{v_0} \right)^{mp} \quad (4.30)$$

$$Q_L = Q_{L0} \left( \frac{V}{v_0} \right)^{mq} \quad (4.31)$$

em que  $P_L$  e  $Q_L$  são as componentes ativa e reativa da carga e o índice 0 representa a condição inicial dessas variáveis. Cargas com potência constante, corrente constante ou impedância constante podem ser representadas assumindo  $mp$  e  $mq$  iguais a 0, 1 e 2 respectivamente. Nesta dissertação, as simulações realizadas utilizam modelos estáticos de carga com potência constante.

## 4.4 Considerações sobre modelagem de sistemas de potência

Neste capítulo foram expostos conceitos básicos sobre a modelagem de sistemas de potência. Foram descritos os principais sistemas e filosofias de controle que compõe as usinas eólio-elétricas e solar fotovoltaicas. Com base na revisão da bibliografia, modelos matemáticos que descrevem as dinâmicas mecânica e elétrica dessas plantas foram representados. A manutenção do SEP dentro de limites que garantam sua estabilidade, confiabilidade e segurança, mesmo quando submetidos a perturbações, exige que haja controle permanente tanto individual como coletivo dos geradores. A compreensão da modelagem e dos controles associados às usinas renováveis intermitentes e os requisitos a sua integração aos sistemas de potência podem ser conhecidos, de forma atualizada e detalhadas, nas referências bibliográficas citadas neste capítulo.

## 5 MODELAGEM GENÉRICA DE FONTES RENOVÁVEIS

Neste capítulo, objetiva-se possibilitar a compreensão dos modelos genéricos desenvolvidos pelo *IEC* e pelo *WECC*, dos controles implementados e das recomendações de simulações e estudos.

### 5.1 Modelos genéricos contra modelos proprietários

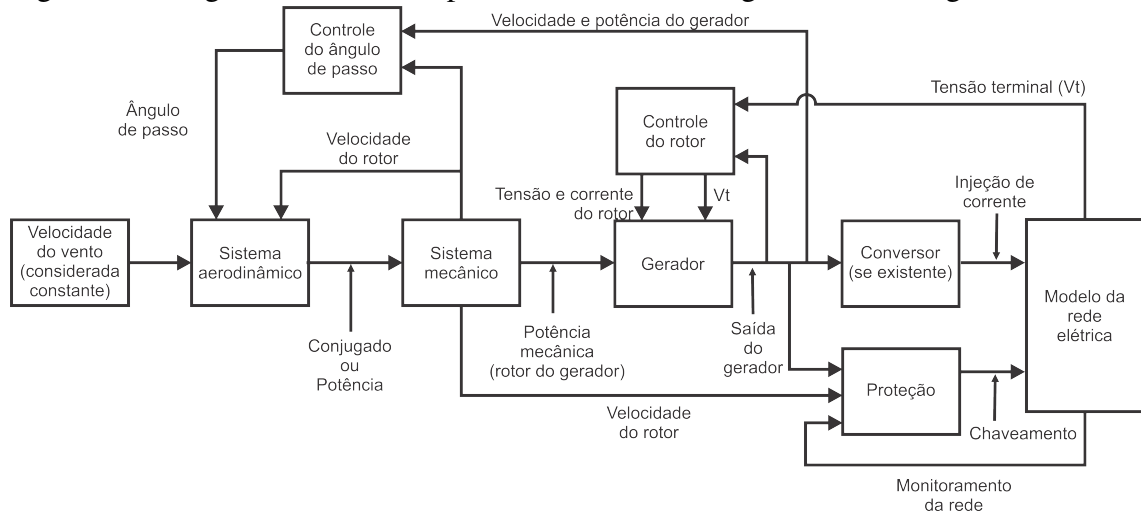
O objetivo dos modelos genéricos é ter uma estrutura de modelo simples, porém suficientemente abrangente, para poder capturar fielmente os aspectos dinâmicos mais importantes. Modelos genéricos têm sido usados para representar os diferentes tipos de aerogeradores e sistemas fotovoltaicos, pois constituem uma estrutura genérica baseada em princípios físicos que facilitam a emulação de diferentes projetos de fabricantes simplesmente alterando parâmetros apropriados (por exemplo, inércias, impedâncias e ganhos). No entanto, esses modelos genéricos geralmente são inadequados quando os estudos estão focados em melhorar ou avaliar detalhes de projetos de equipamentos. Eles possibilitam simular o comportamento típico dessas tecnologias e das estratégias de controle associadas e são adequadas para estudos de planejamento de sistemas de potência gerais ou para estudos de viabilidade.

Os modelos dinâmicos de geradores eólicos e de plantas fotovoltaicas têm sido bem elaborados e documentados (ACKERMANN, 2005; SLOOTWEG, 2003; POURBEIK *et al.*, 2007; AKHMATOV, 2003; SOTO *et al.*, 2006; KRATOCHVIL *et al.*, 2004). Embora tais tecnologias representem complexos sistemas eletromecânicos e eletrônicos, estes não são necessários para a representação de todas as funções e comportamentos dessas tecnologias em detalhes. Visto que não são relevantes para uma avaliação de impacto em um sistema de potência específico. De forma geral, os componentes necessários para estudos de transitórios em sistemas estão resumidos na Figura 48.

Quanto aos objetivos, pode-se ainda considerar que o desenvolvimento de modelos genéricos:

- Permite o intercâmbio de informações entre interessados;
- Facilita as comparações entre as tecnologias e a implementação dos modelos em diferentes softwares;
- Possibilita aos fabricantes a representação de seus equipamentos através de parametrização adequada, sem ter que revelar informações sigilosas.

Figura 48 – Digrama de blocos representativo da modelagem de um aerogerador.



Fonte: Autoria própria.

## 5.2 Modelos desenvolvidos por WECC

O desenvolvimento de modelos genéricos é liderado pelo WECC, por meio de seus grupos de pesquisa *Wind Generation Modeling Group (WGMG)* e *Renewable Energy Modeling Task Force (REMTF)*, em conjunto com a *Power and Energy Society (PES)*, vinculada ao *IEEE* e *IEC*, além de laboratórios e empresas de reconhecida relevância no setor elétrico mundial como *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, *Electric Power Research, Engineering and Consulting (EnerNex)*, *Sandia National Laboratories*, *Electrical Power Research Institute (EPRI)*, *Siemens*, *ASEA Brown Boverly (ABB)* e *General Electric (GE)*.

Atualmente, os modelos estão na segunda geração. Os avanços incorporados nos modelos estão apresentados em diversos relatórios e publicações, como por exemplo em Pourbeik (2013b) e Pourbeik (2013a). Cada modelo genérico possui módulos de controle próprios, que representam o gerador, os sistemas mecânico e aerodinâmico, o conversor de potência e sistemas de controle associados, a serem apresentados na sequência e cujos parâmetros, diagramas de bloco e testes realizados para validação podem ser encontrados em Pourbeik (2014), WECC (2010) e WECC (2014). Os modelos que compõem o aerogerador com conversor de potência parcial, o aerogerador com conversor pleno e o sistema fotovoltaico são compostos pelos módulos:

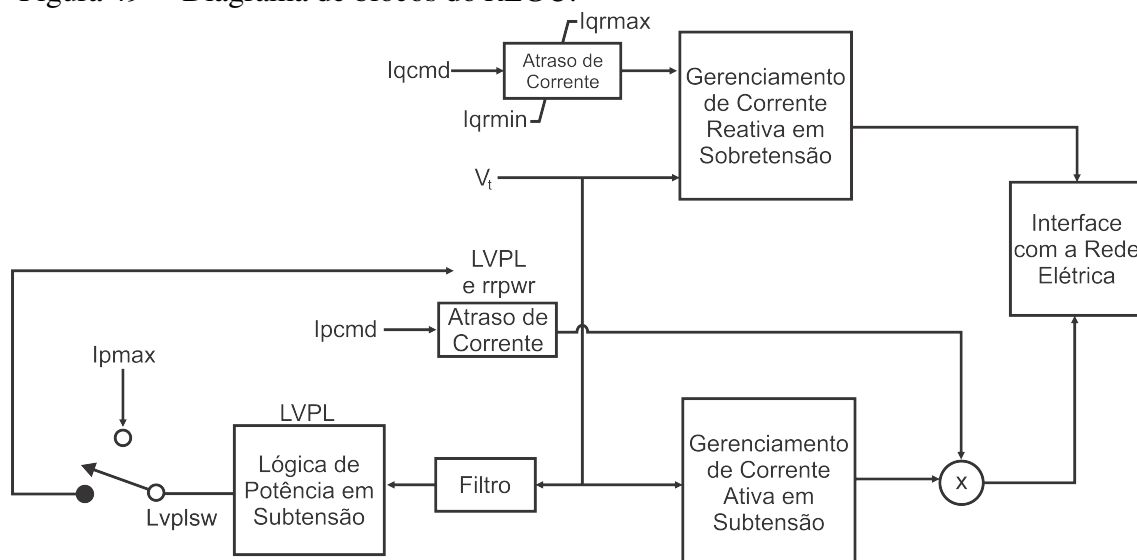
1. **Gerador/Conversor de energia renovável - REGC**, do inglês *Renewable energy generator/converter*, que representa a interface do gerador com a rede elétrica. É modelado por um regulador de corrente, cuja função é processar as componentes de corrente ativa ( $I_p$ ) e reativa ( $I_q$ ) a ser injetadas na rede elétrica.

2. **Controlador do sistema de geração de energia renovável - REEC**, do inglês *Renewable energy electrical control*, que representa o controle elétrico do conversor do lado da máquina, se aerogerador, ou os inversores de potência do sistema fotovoltaico.
3. **Controlador de usina renovável - REPC**, do inglês *Renewable energy plant controller*, que representa o sistema controlador da usina e emula os controladores principais do planta de geração.
4. **O eixo de transmissão do aerogerador - WTGT**, do inglês *Wind Turbine Generator Transmission*, que representa o trem de acionamento da turbina eólica que compreende eixo de transmissão, caixa de engrenagem, frenagem aerodinâmica e mecânica e emula as oscilações torcionais do rotor da máquina. As entradas são as potências mecânica e elétrica, enquanto que a saída é a velocidade angular mecânica e elétrica. O conjugado ou potência pode ser variado com conexão do modelo aerodinâmico.
5. **Controlador do ângulo de passo das pás da turbina - WTGPT**, do inglês *Wind turbine generator pitch-controller*, que representa de forma simplificada o controle de pitch do sistema e regeneraliza o cálculo da relação aerodinâmica-conjugado das pás.
6. **Controlador do conjugado da turbina eólica - WTGTRQ**, do inglês *Wind turbine generator torque control*), que emula o controle de conjugado do sistema.
7. **Modelo simplificado da aerodinâmica da turbina eólica - WTGAR**, do inglês *Wind turbine generator aerodynamics*.

**Gerador/Conversor de energia renovável.** Como destacado, o *REGC*, retratado na Figura 49, representa a interface do gerador com a rede elétrica. É modelado por um regulador de corrente, cuja função é processar as componentes de corrente ativa  $I_p$  e reativa  $I_q$  a serem injetadas na rede elétrica pelo inversor de corrente a partir das correntes do bloco *REEC* e da realimentação da tensão terminal  $V_t$ . A injeção de corrente inclui os seguintes recursos:

- Gerenciamento da corrente reativa durante eventos de elevação de tensão na barra do gerador (inversor),
- Gerenciamento da corrente ativa durante sub tensão para emular de forma simples e aproximada a resposta do controle do *Phase-Locked Loop (PLL)* do inversor, e
- Lógica de potência durante eventos de sub tensão que permite uma resposta controlada da corrente ativa durante e imediatamente após afundamento de tensão.

Representados na Figura 49, o bloco de gerenciamento de corrente reativa limita

Figura 49 – Diagrama de blocos do *REGC*.

Fonte: Autoria própria.

Nota: Descrição das variáveis no Apêndice C.

a corrente reativa injetada na rede para controlar a tensão terminal da máquina segundo os limites do conversor. O bloco de gerenciamento de corrente ativa reduz de modo linear a corrente ativa sob condição de afundamento de tensão. O bloco *Interface com a rede elétrica* realiza a transformação da corrente entrada (decomposta em corrente ativa e reativa) em valores complexos na referência da rede. Em regime permanente,  $X_{eq}$  é a reatância do gerador.

**Controlador do sistema de geração de energia renovável.** O *REEC* representa o controle elétrico do conversor do lado do gerador (*REEC\_A*) e do inversor da planta fotovoltaica (*REEC\_B*), respectivamente. Atua sobre as referências de potência ativa ( $P_{ref}$ ) e potência reativa ( $Q_{ref}$ ) do módulo *REPC*, tendo como entradas a tensão terminal ( $V_t$ ) e as potências ativa e reativa medidas na saída dos terminais do gerador. Fornece comandos de corrente ativa ( $I_{p_{cmd}}$ ) e reativa ( $I_{q_{cmd}}$ ) para o módulo *REGC*. O módulo fornece opções de controle de potência reativa incluindo fator de potência constante ( $fp_{flag}$ ), regulação de tensão ( $V_{flag}$ ) e potência reativa de referência ( $Q_{flag}$ ). Dois controladores PI representam o controle de potência reativa e de tensão local. Esses controles podem ser desabilitados quando as chaves seletoras são definidas para  $V_{flag} = 0$  e  $Q_{flag} = 0$ . Quando um afundamento de tensão é detectado, os estados dos controladores de potência ativa e de potência reativa são congelados, e a injeção de corrente reativa  $I_{q_{inj}}$  é definida de acordo com a operação da chave *SW*. No bloco Limitador de corrente é possível priorizar potência ativa ou potência reativa através da chave  $PQ_{flag}$ . A Figura 50 ilustra a lógica interna

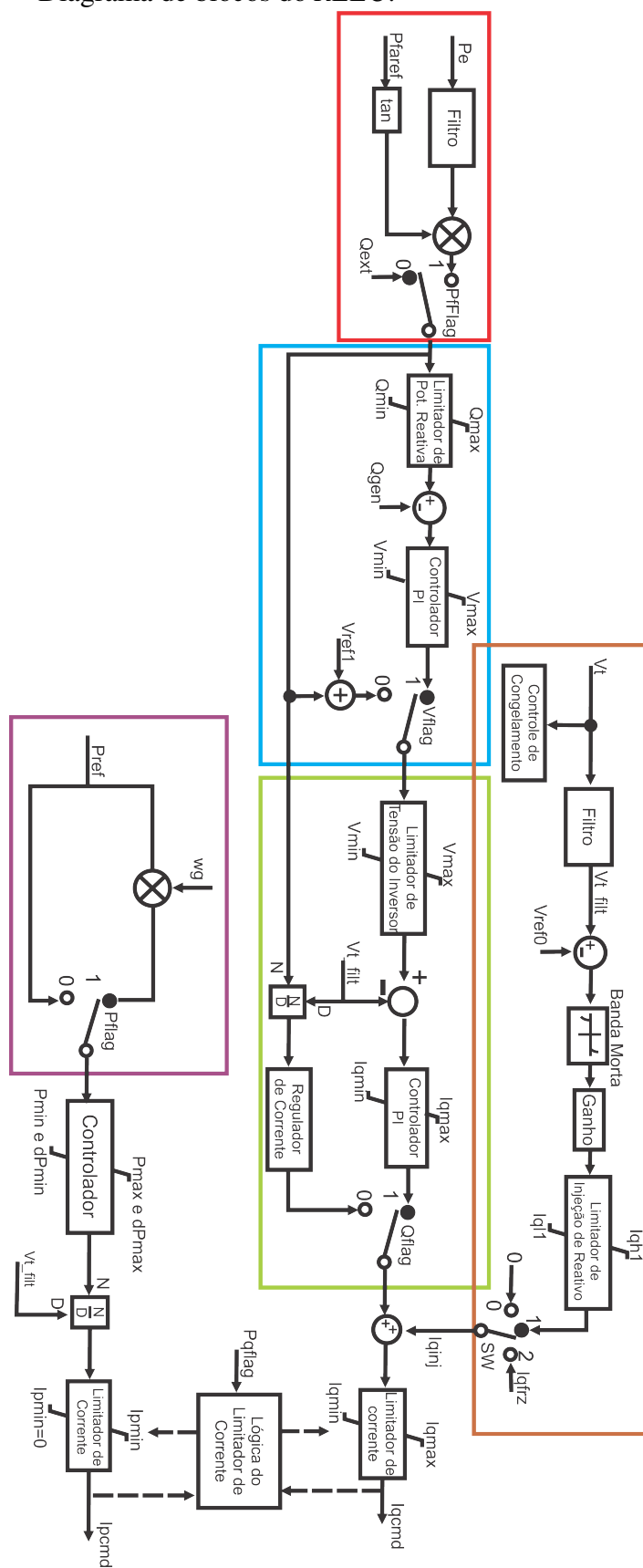
do *REEC*. A descrição das variáveis e seus valores típicos estão contidos no Apêndice C.

Em destaque na Figura 50, estão os laços de controle do módulo. Em vermelho, está destacada a opção de controle do aerogerador/inversor de realizar ou controle do fator de potência interno às instalações ou o controle da geração de potência reativa no montante despachado pelo controlador da usina. As quadriculas azul e verde representam as opções de controles internos dos equipamentos, os quais permitem realizar respectivamente o controle da tensão e da potência reativa nos terminais de saída do gerador/inversor. Esses controles podem atuar em conjunto ou separadamente, seja para realizar somente o controle de reativo, seja para controlar tanto a tensão quanto a potência reativa, ou nenhum dos dois, relegando esses controles ao controlador da planta. Da análise do diagrama de blocos na Figura 50, verifica-se que é possível modelar uma usina renovável sem a implementação do *REPC*, porém, caso opte-se pela sua implementação, essas opções de controle representam o controle de tensão e de potência reativa na rede elétrica interna ao parque, enquanto que o controle externo ao parque é realizado pelo *REPC*. Completa o ramo de corrente reativa, a chave *SW* permite definir a estratégia de atuação do equipamento durante a ocorrência afundamentos de tensão dentre três opções:

- Injeção de um montante fixo de corrente reativa.
- Injeção de montante de corrente reativa proporcional ao afundamento de tensão.
- Sem injeção de corrente reativa adicional.

Finaliza a lista de opções de controle realizadas pelo controlador do sistema de geração, a opção realizar o controle ou de potência ativa ou de conjugado elétrico.

Figura 50 – Diagrama de blocos do REEC.



Fonte: Autoria própria.

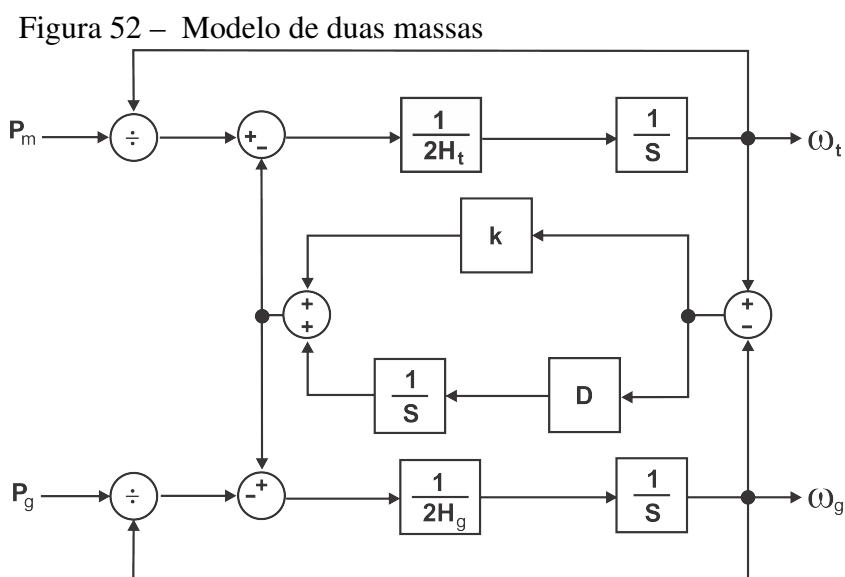
Nota: Descrição das variáveis no Apêndice C.





composto por diversas massas rotativas, juntamente com os eixos de correspondentes, além de uma caixa de engrenagens. A partir da comparação de diferentes tipos de modelos de eixos de transmissão para análise de estabilidade transitória, conclui-se que o modelo de eixo de duas massas de ordem reduzida é mais adequado para esse fim, o que está em linha com a maioria das contribuições encontradas na literatura, conforme resume Honrubia-Escribano *et al.* (2017).

A Figura 52 apresenta essa representação de duas massas do sistema mecânico, que é composto pelas inércias do rotor da turbina ( $H_m$ ) e do gerador elétrico ( $H_g$ ) conectado através de um eixo "flexível", com rigidez ( $k_s$ ) e amortecimento ( $D$ ). Da figura pode ser percebido que o conjugado aerodinâmico,  $T_m$ , é aplicado ao rotor que acelera. O conjugado elétrico,  $T_g$ , aplicado pela inércia do gerador equilibra essa aceleração. A diferença entre as velocidades mecânica,  $\omega_m$ , e elétrica,  $\omega_g$ , é responsável pela torção do eixo de acordo com o seu coeficiente de rigidez. O amortecimento natural dos elementos atua de forma a resistir a essa diferença de velocidades. A constante de rigidez e o amortecimento estão associados à energia potencial armazenada e às perdas de fricção do eixo. Portanto, este modelo de duas massas representa a resposta mecânica do sistema quando submetido a um desequilíbrio de conjugado, por exemplo, devido a curto-circuito, a uma rajada de vento ou à alteração do *setpoint* de potência da máquina.



Fonte: Autoria própria.

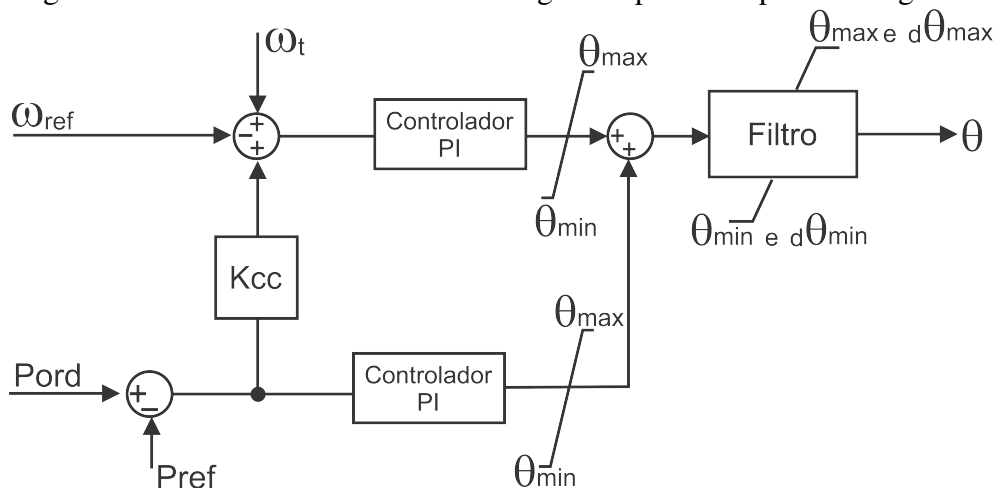
Nota: Descrição das variáveis no Apêndice C.

Honrubia-Escribano *et al.* (2017) destaca que o amortecimento ( $D$ ) impacta significativamente na resposta do aerogerador a afundamentos de tensão. Dessa forma, esse parâmetro é especificado de forma que seja possível emular o comportamento pós-falta do aerogerador. Contudo, o modelo não consegue representar as influências do desgaste causado pelo vento ao

longo do período de operação da máquina e pelo seu próprio envelhecimento.

**Controlador do ângulo de passo da turbina.** A Figura 53 mostra o diagrama de blocos do modelo do sistema de controle de pitch. Por este modelo, a posição das pás são limitadas e existe uma constante de tempo associada com a mudança do ângulo de passo e a potência mecânica de saída. O modelo apresenta dois controladores tipo PI. Enquanto o primeiro controlador atua no erro de velocidade, em que a entrada é o desvio de velocidade do rotor do gerador, cuja referência é dada pelo controlador de conjugado mecânico. O segundo controlador atua no erro de potência, em que a entrada é o comando de potência ativa proveniente do conversor do lado da máquina, emulado pelo *REEC*, cuja referência é dada pelo setpoint definido pelo sistema de operação da usina, representado pelo *REPC*. A saída compreende o ângulo de passo das pás.

Figura 53 – Modelo do controlador do ângulo de passo das pás do aerogerador.



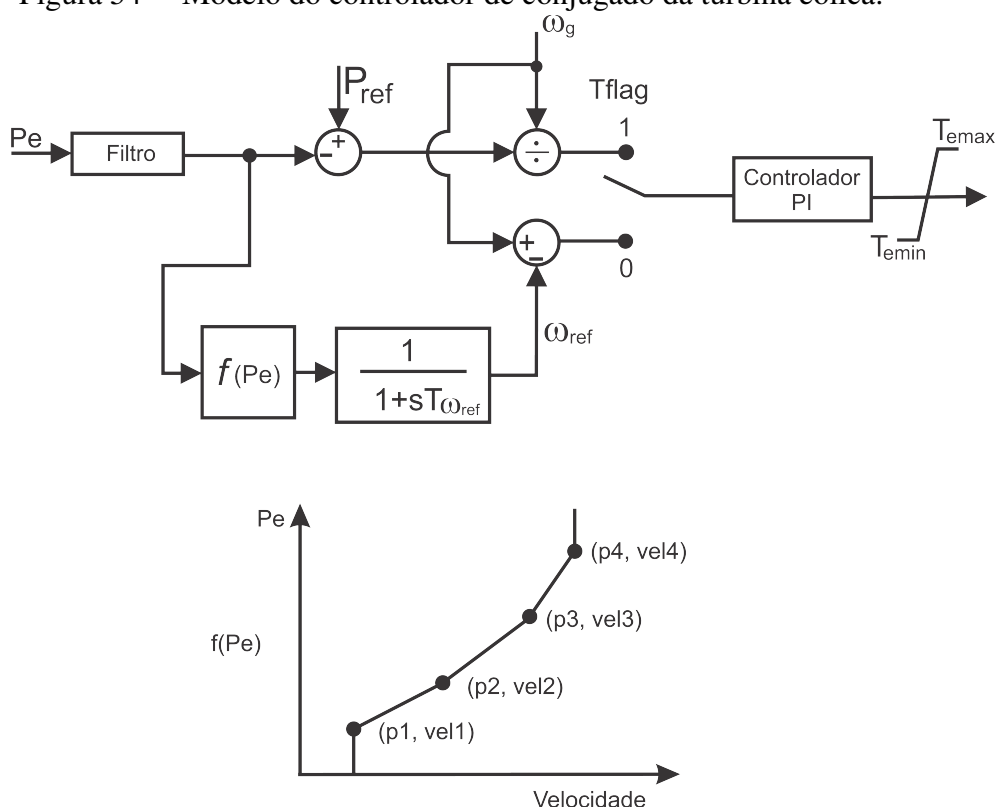
Fonte: Autoria própria.

Nota: Descrição das variáveis no Apêndice C.

**Controlador de conjugado da turbina eólica.** Este modelo define o setpoint de potência ativa do *REEC* a partir ou do erro de potência do gerador ou do erro de velocidade do rotor. A função não linear  $f(P_{elec})$  é usada para determinar a velocidade desejada do rotor da turbina em função do nível de potência ativa fornecida pelo gerador ( $P_{elec}$ ). Os dados de entrada para esta função são valores desejados de velocidade para valores específicos de potência ativa. Para isso se utiliza interpolação linear entre os valores escolhidos. Outra entrada para este módulo refere-se ao desvio de velocidade do rotor do gerador. Como saída, resulta-se o

comando de potência ativa de referência, a ser entregue ao conversor lado máquina, emulado pelo *REEC*. A curva potência do aerogerador, representada pela função  $f(P_{elec})$  pode ser observada em (POURBEIK, 2014) e no pêndice C. Outra saída deste módulo é a referência de velocidade mecânica a ser fornecida ao *WTGPT*, definida através de  $f(P_{elec})$ .

Figura 54 – Modelo do controlador de conjugado da turbina eólica.

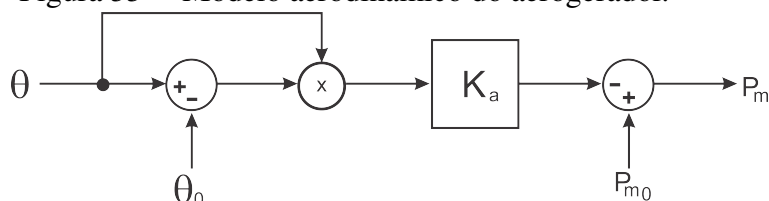


Fonte: Autoria própria.

Nota: Descrição das variáveis no Apêndice C.

**Modelo aerodinâmico da turbina eólica.** Este modelo apresenta um sistema de controle aerodinâmico simplificado. O vento, como já registrado, é considerado constante. Dessa forma, verifica-se que a curva do coeficiente de potência  $C_p$ , a relação de velocidades  $\lambda$  e o ângulo de passo  $\beta$  mostram uma relação aproximadamente linear para a taxa da mudança da potência mecânica com respeito ao ângulo de passo (PRICE; SANCHEZ-GASCA, 2006). Este sistema simplificado processa o ângulo de passo fornecido pelo controlador de pitch(WTGPT), cujas referências são o ângulo de passo inicial que é considerado zero e a potência mecânica inicial, considerada como nominal ( $P_{mec} = 1pu$ ) e como saída fornece ao modelo do sistema mecânico (WTGT) a potência mecânica atual da turbina.

Figura 55 – Modelo aerodinâmico do aerogerador.



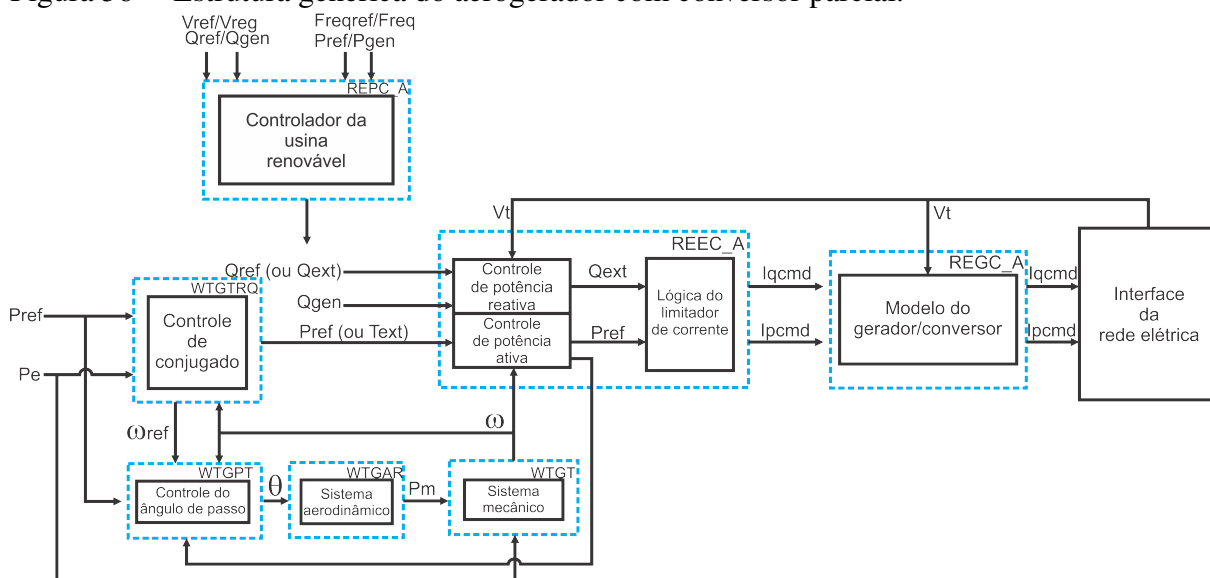
Fonte: Autoria própria.

Nota: Descrição das variáveis no Apêndice C.

### 5.2.1 Aerogerador com conversor parcial

A partir do entendimento dos princípios operativos dos módulos descritos anteriormente, o WECC propõe um modelo genérico de aerogerador com conversor parcial por meio da associação desses módulos. A Figura 56 ilustra a estrutura geral da segunda geração do modelo do aerogerador tipo 3. Esse modelo é composto por todos os 7 módulos elencados anteriormente.

Figura 56 – Estrutura genérica do aerogerador com conversor parcial.



Fonte: Adaptado de Pourbeik (2014).

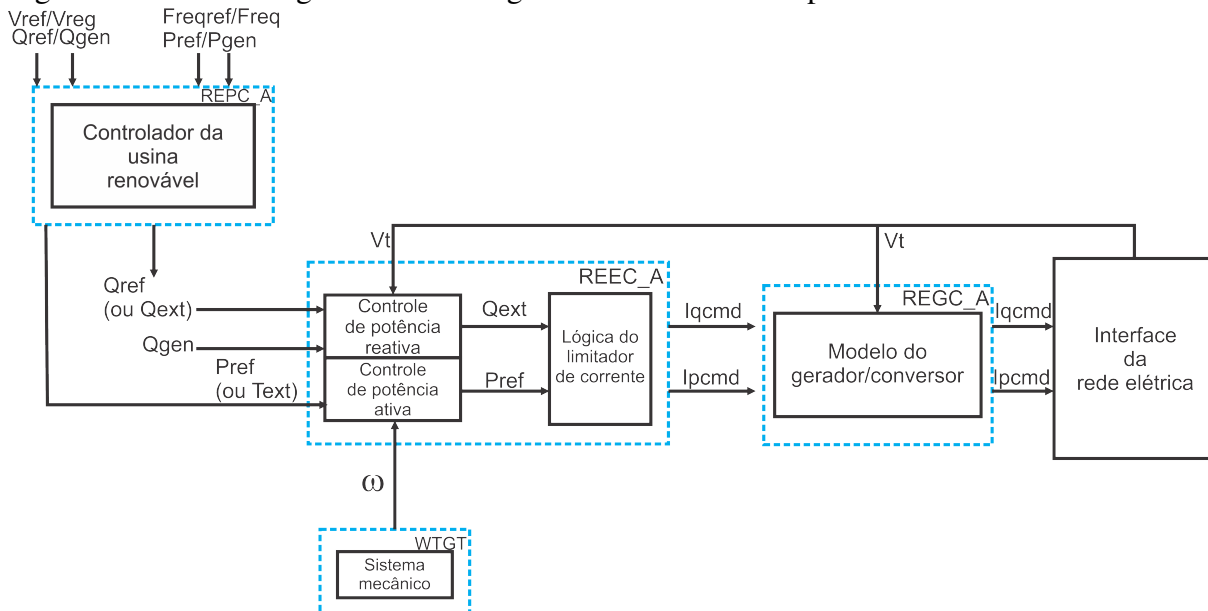
Nota: Descrição das variáveis no Apêndice C.

### 5.2.2 Aerogerador com conversor pleno

O modelo que representa o aerogerador com conversor pleno é representado na Figura 57 e os modelos que o compõe são quatro dos sete que modelam o aerogerador tipo 3. A diferenciação entre eles, como já destacado, ocorre na parametrização desses módulos. O menor número de blocos se dá em razão do emprego do conversor de plena potência que desacopla da

rede o comportamento dinâmico da turbina e gerador. O que torna desnecessária a utilização dos módulos mecânico e aerodinâmico.

Figura 57 – Estrutura genérica do aerogerador com conversor pleno.



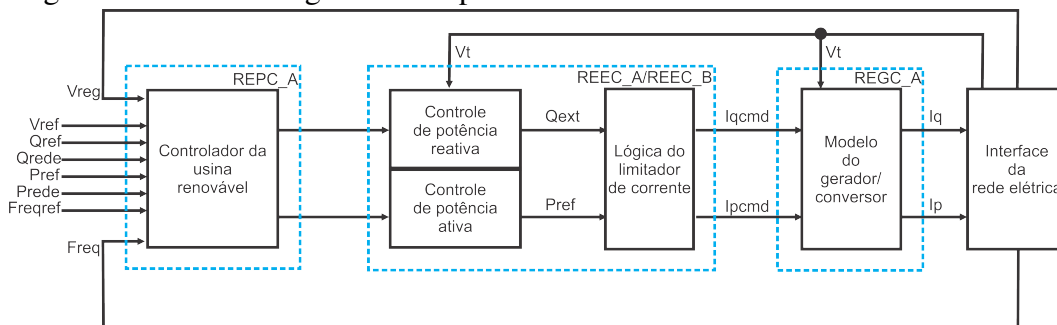
Fonte: Adaptado de Pourbeik (2014).

Nota: Descrição das variáveis no Apêndice C.

### 5.2.3 Sistema fotovoltaico

O gerador fotovoltaico, da mesma forma que gerador tipo 4, está separado da rede elétrica pelo conversor. Além disso, como não possui partes girantes, a representação dessa fonte requer apenas três dos módulos inicialmente propostos para representar o aerogerador tipo 3. Em relação ao aerogerador tipo 4, a diferença é a desconexão do módulo que emular o eixo de transmissão. O que resulta no diagrama apresentado na Figura 58.

Figura 58 – Estrutura genérica da planta fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de Muljadi *et al.* (2014).

Nota: Descrição das variáveis no Apêndice C.

É importante frisar que um dos pontos de destaque dessa segunda geração de modelos genéricos é que os módulos não são relacionados a um modelo de aerogerador em específico. Daí se pode compreender que os módulos que realizam as mesmas funções em distintos modelos de máquinas são idênticos. Também que na modelagem da fonte fotovoltaico, quando não idênticos, os módulos são versões simplificadas daquelas empregadas nas turbinas eólicas.

Em Pourbeik (2014), WECC (2010) e WECC (2014) é possível encontrar os modelos, que são periodicamente atualizados, em detalhes, além de testes de validação desses modelos e especificações acerca da modelagem de plantas eólicas e fotovoltaicas. Os modelos dinâmicos do WECC estão disponíveis nas bibliotecas do Power System Load Flow (*PSLF*) (desenvolvido por GE), Power System Simulator for Engineering (*PSSE*) (desenvolvido por Siemens), Electrical Power System Analysis (*ETAP*), *DSATools* da Powertech e *PowerWorld*.

### 5.3 Modelos desenvolvido por IEC

Como já introduzido, esta dissertação objetiva analisar a estabilidade de sistemas de potência com inserção de geração renovável intermitente, sendo essa geração modelada conforme proposto pelo WECC, porém é sabido que o IEC também envida esforços em estabelecer modelos-padrão de turbinas eólicas. Portanto, faz-se mister referenciar os trabalhos realizados sobre esta norma.

Contextualizando, em Sørensen *et al.* (2011) é apresentada motivação do IEC para a elaboração dessa norma IEC 61400-27. O objetivo da norma é definir um modelo dinâmico público e padrão para aerogeradores e parques eólicos para realização de análises de estabilidade em grandes sistemas de potência, sendo aplicáveis em simulações dinâmicas de curtos-circuitos, perda de geração ou carga e chaveamentos de linhas. Os modelos da norma são projetados para serem utilizados em estudos de estabilidade eletromecânica na frequência fundamental (RMS). A dinâmica de transitórios eletromagnéticos é omitida com intuito de minimizar a complexidade do sistema e o esforço computacional para simulações em grandes sistemas de potência.

A IEC 61400-27 aplica uma estrutura modular para os modelos para possibilitar sua flexibilidade quanto a representação dos diversos tipos de máquinas e sistemas. O que é particularmente interessante para as turbinas eólicas tipo 3 e tipo 4 que compartilham diversos recursos de controle, embora possuam diferenças no hardware e software. Ademais, a estrutura modular possibilita o compartilhamento de grandes blocos dos modelos da IEC com os modelos do WECC e do IEEE. Embora existam similaridades com a primeira geração de modelos

genéricos do *WECC*, há diferenças estruturais nas propostas:

- A estrutura da *IEC* distingue modelo da turbina do modelo da usina
- Todos os modelos da *IEC* se referem a uma estrutura modular comum que é aplicável a todos os tipos de turbinas.
- A estrutura comum separa explicitamente os módulos aerodinâmico, mecânico, gerador, elétrico e de controle e adiciona um módulo de proteção.

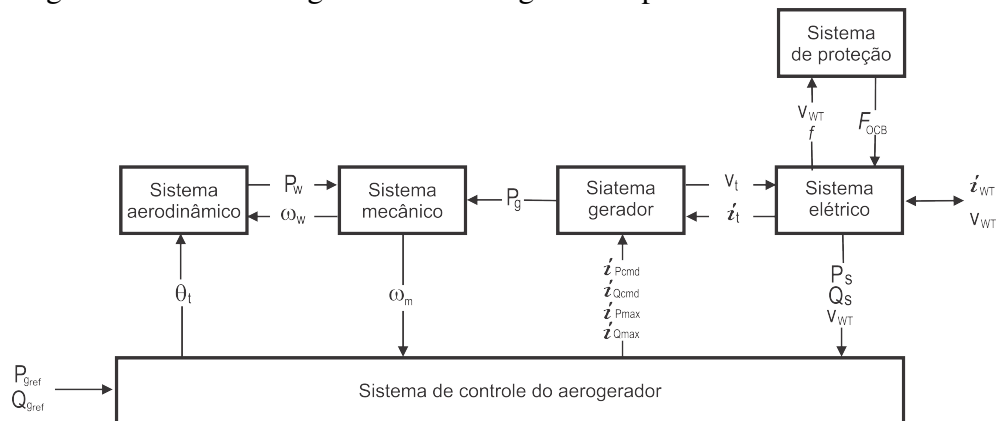
A estrutura modular geral das turbinas eólicas estão representadas nas Figuras 59 e 60. Dependendo do tipo de turbina, alguns módulos podem ser omitidos, mas todos os tipos de turbinas incluem modelos do gerador, equipamentos elétricos e de proteção a rede. Como já registrado, esta dissertação se atém aos aerogeradores tipo 3 e tipo 4 por serem aqueles que possuem maior quantidade de máquinas instalada e por serem as tecnologias dominantes.

Como já é conhecido, o aerogerador tipo 3 emprega gerador assíncrono com dupla alimentação, com rotor conectado à rede por meio de conversor de potência. Sua estrutura modular é apresentada na Figura 59.

O aerogerador tipo 4, também já introduzido neste trabalho, pode ser modelado negligenciando as partes aerodinâmicas e mecânicas da turbina devido aos choppers no barramento CC, enquanto que quando não empregam tais conversores, provocam oscilações na potência injetada pós-falta devido as oscilações torcionais de seu eixo. Embora essas oscilações não interfiram na estabilidade da rede, seus efeitos podem ser incluídos com a utilização do modelo mecânico de duas massas considerando o conjugado aerodinâmico constante. As duas possibilidades de modelagem estão representadas na Figura 60. A não consideração do sistema mecânico na representação desse modelo, significa a eliminação dos módulos mecânico de aerodinâmico do esquema representado pela Figura 60.



Figura 59 – Estrutura genérica do aerogerador tipo 3.



Fonte: Adaptado de IEC (2009).

Legenda:  $f$ : Frequência da rede

$F_{OCB}$ : Sinalizador de atuação do sistema de proteção

$i_{Pcmd}$ : Corrente ativa comandada ao sistema de geração

$i_{Pmax}$ : Máxima corrente ativa

$i_{Qcmd}$ : Corrente reativa comandada ao sistema de geração

$i_{Qmax}$ : Máxima corrente reativa

$i_t$ : Corrente injetada na rede elétrica

$i_{wt}$ : Corrente gerada pelo gerador

$P_g$ : Potência fornecida pelo gerador ao conversor de potência

$P_{gref}$ : Referência de potência ativa

$P_s$ : Potência ativa gerada

$P_w$ : Potência extraída do vento

$Q_{gref}$ : Referência de potência reativa

$Q_s$ : Potência reativa gerada

$V_t$ : Tensão terminal do gerador

$V_{wt}$ : Tensão nos terminais do conversor do lado da rede

$\theta_t$ : Deslocamento angular da extremidade do eixo da turbina

$\omega_w$ : Velocidade angular do aerogerador

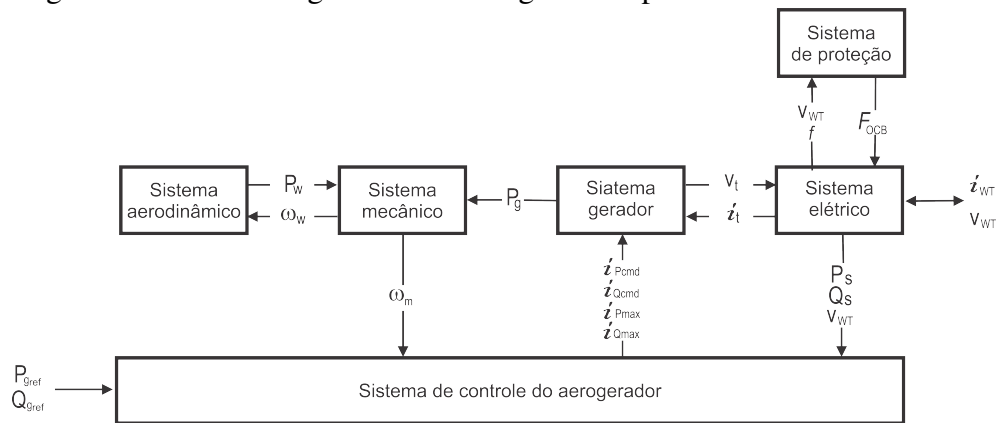
$\omega_m$ : Velocidade angular do eixo do rotor

## 5.4 Considerações sobre modelagem genérica de fontes renováveis

Neste capítulo foram apresentados os modelos genéricos desenvolvidos pelo IEC e pelo WECC para sistemas eólico-elétricos e solar fotovoltaicos. Viu-se que modelos genéricos têm sido usados para representar essas fontes, pois constituem de uma estrutura abrangente baseada em princípios físicos que facilitam a simulação de diversos sistemas proprietários. Embora tais tecnologias representem complexos sistemas eletromecânicos e eletrônicos, estes não são necessários para a representação de todas as funções e comportamentos dessas tecnologias em detalhes.

Esses modelos padronizados de aerogeradores e de sistemas fotovoltaicos são públicos para realização de análises de estabilidade em grandes sistemas de potência, sendo aplicáveis em simulações dinâmicas de curtos-circuitos, perda de geração ou carga e chaveamentos de

Figura 60 – Estrutura genérica do aerogerador tipo 4.



Fonte: Adaptado de IEC (2009).

Legenda:  $f$ : Frequência da rede

$F_{OCB}$ : Sinalizador de atuação do sistema de proteção

$i_{Pcmd}$ : Corrente ativa comandada ao sistema de geração

$i_{Pmax}$ : Máxima corrente ativa

$i_{Qcmd}$ : Corrente reativa comandada ao sistema de geração

$i_{Qmax}$ : Máxima corrente reativa

$i_t$ : Corrente injetada na rede elétrica

$i_{WT}$ : Corrente gerada pelo gerador

$P_g$ : Potência fornecida pelo gerador ao conversor de potência

$P_{gref}$ : Referência de potência ativa

$P_s$ : Potência ativa gerada

$P_w$ : Potência extraída do vento

$Q_{gref}$ : Referência de potência reativa

$Q_s$ : Potência reativa gerada

$V_t$ : Tensão terminal do gerador

$V_{WT}$ : Tensão nos terminais do conversor do lado da rede

$\omega_w$ : Velocidade angular do aerogerador

$\omega_m$ : Velocidade angular do eixo do rotor

linhas. Com base na revisão da bibliografia, constatou-se que os modelos dinâmicos de geradores eólicos e de plantas fotovoltaicas têm sido bem elaborados e documentados.

## **6 SIMULAÇÃO E ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA USANDO MODELOS GENÉRICOS DE FONTES EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA**

Neste capítulo são apresentadas simulações em dois sistemas elétricos distintos. O primeiro se trata do sistema elétrico para testes proposto pelo *WECC* que representa um parque gerador composto por diversas unidades geradoras conectado a uma barra infinita. O segundo ambiente se trata do sistema elétrico proposto por *IEEE*, denominado de Nova Inglaterra, composto por 10 geradores e 39 barras.

Para cada sistema são elaborados cenários específicos para avaliar a estabilidade da rede e o desempenho dinâmico das fontes renováveis, modeladas conforme proposta do *WECC*, mediante perturbações. Com isto, objetiva-se analisar as contribuições dessas fontes intermitentes à estabilidade de sistemas elétricos.

### **6.1 Considerações gerais sobre simulações dinâmicas de sistemas de potência com geração a partir de fontes intermitentes de energia**

Como apresentado no Capítulo 2, a estrutura dos modelos para representar usinas fotovoltaicas e parques eólicos por meio de sistemas mecânicos, aerodinâmicos e de controle dos geradores são essencialmente similares. A diferenciação entre modelos e fabricantes ocorre através dos parâmetros. Nas simulações, a irradiação solar e a velocidade do vento são consideradas constantes e os efeitos transitórios relacionados à flutuações do vento ou à nebulosidade são desconsiderados. Essas considerações são razoáveis devida a duração da simulação que é usualmente delimitada entre 20 e 30 segundos.

O que contrasta com um estudo de operação tradicional, cuja precisão de um modelo de vento desempenha o papel mais importante, enquanto as partes elétricas e mecânicas das turbinas eólicas são de importância secundária.

O emprego de modelos genéricos de fontes renováveis para estudo da estabilidade de sistemas elétricos de potência têm como premissas:

- Não é modelado o comportamento dinâmico dos componentes eletrônicos dos sistemas de geração;
- Os modelos genéricos são desenvolvidos para simulações de curto prazo, para grandes perturbações;
- Os modelos genéricos foram desenvolvidos para simulações em sistemas de transmissão,

para perturbações oriundas da rede elétrica, não das condições climáticas (o vento e a irradiação solar são mantidos constantes);

- Os modelos genéricos são aplicáveis à análise de fenômenos elétricos com frequência de zero a 10Hz;
- Permite-se que o sistema mecânico seja representado por uma ou duas massas (nesta dissertação é admitida apenas a representação de duas massas);
- Permite-se simular apenas uma unidade geradora, várias individualmente ou um sistema equivalente (o modelo equivalente consiste em uma turbina ou painel/inversor com potência equivalente a toda a usina, resultado da soma das potências individuais);
- Não são incluídos modelos de sistemas de proteção, embora sejam passíveis de implementação/adição pelo usuário;
- As modelagens do vento e da irradiação solar não estão presentes, contudo é possível de serem incluídas pelo usuário.

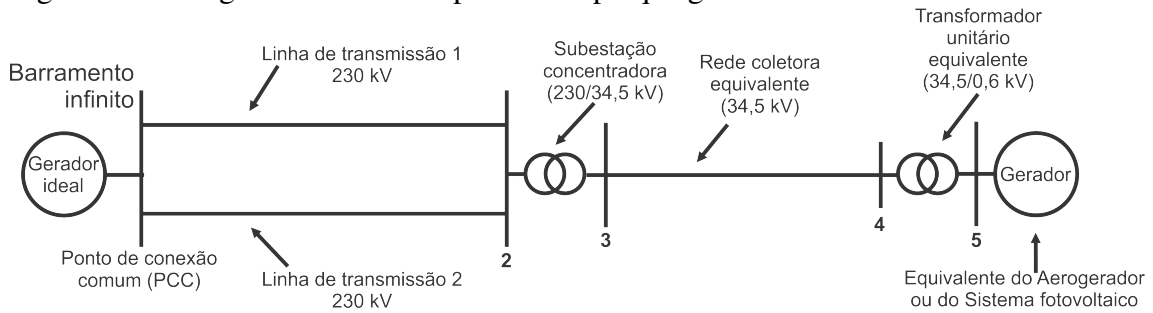
As principais considerações e especificações sobre simulações empregando modelos genéricos de fontes renováveis estão resumidas em Ellis *et al.* (2011).

## **6.2 Simulação e análise de fontes renováveis propostos por WECC**

Como abordado na Seção 2.3, os parques eólicos e fotovoltaicos são compostos por pequenas unidades geradoras que são interligadas por extensas redes elétricas que se conectam em uma subestação que concentra toda a energia gerada e a escoar para o sistema elétrico. Contudo, para estudos de grandes sistemas elétricos, é desnecessário a modelagem em detalhes dessa rede coletora interna ao parque gerador. Segundo Muljadi e Ellis (2010), esses parques devem ser representados por um sistema simplificado que consiste em um gerador equivalente, um análogo ao transformador unitário, um equivalente sistema coletor, um transformador de potência da subestação concentradora e um sistema de suporte de reativos, se necessário (Figura 61)

O sistema ilustrado na Figura 61 corresponde ao sistema elétrico equivalente da usina renovável citada na Seção 2.3. O ponto de conexão, para este caso, é conectado a um barramento infinito. Esse sistema elétrico foi proposto por Muljadi e Ellis (2010) para confirmar o comportamento dinâmico dos modelos mediante a perturbações no sistema e assim auxiliar no processo de validação dos modelos genéricos desenvolvidos. As simulações são realizadas tanto para uma rede fraca, como para um sistema forte. Como abordado na Seção 2.4, essa

Figura 61 – Diagrama unifilar simplificado de parque gerador renovável.



Fonte: Autoria própria.

classificação representa a capacidade do SEP de controlar a tensão num determinado ponto da rede, e é, de certa forma, entendido como a capacidade da rede suportar perturbações, na situação em destaque ocasionados pelas usinas geradoras.

A Tabela 4 relaciona os dados de potência dos parques geradores utilizados nas simulações apresentadas a seguir. Por motivos didáticos, cada usina emprega somente um tipo de tecnologia, seja eólico ou fotovoltaico. Os parâmetros dos sistemas analisados e dos modelos genéricos simulados podem ser consultados nos Apêndices A e C.

Tabela 4 – Dados das usinas do sistema elétrica do WECC.

Fonte	Tipo	$P_{UG}$ (MW)	$P_{usina}$ (MW)	$N_{UG}$	FP	$M_{base}$ (MVA)
Eólica	C	1,5	100,5	67	0,95	110
Eólica	D	2,3	101,2	44	0,95	120
Fotovoltaica	-	1	100	100	0,95	105

Fonte: Autoria própria.

A potência individual de cada unidade geradora é  $P_{UG}$ , a potência total da planta é  $P_{usina}$ , o número de unidades geradoras que compõem a usina é  $N_{UG}$ , o fator de potência é  $FP$  e a potência base do parque é  $M_{base}$ .

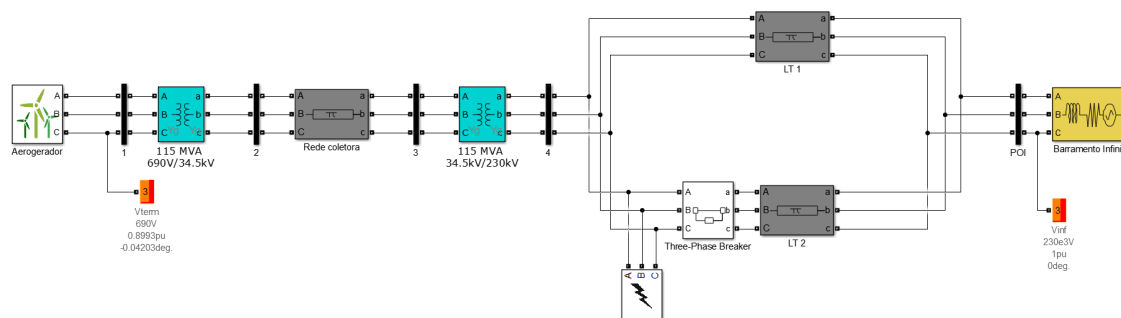
As simulações executadas nesta dissertação são realizadas no programa Matlab-Simulink, desenvolvido pela MathWorks, que é uma ferramenta para modelagem, simulação e análise de sistemas dinâmicos, através de diagramação gráfica por blocos customizáveis.

O sistema elétrico para avaliação das planta de geração de energia renovável implementado na plataforma Matlab-Simulink está ilustrado na Figura 62.

A título de exemplo, o aerogerador com conversor parcial implementado em Matlab-Simulink é representado na Figura 63.

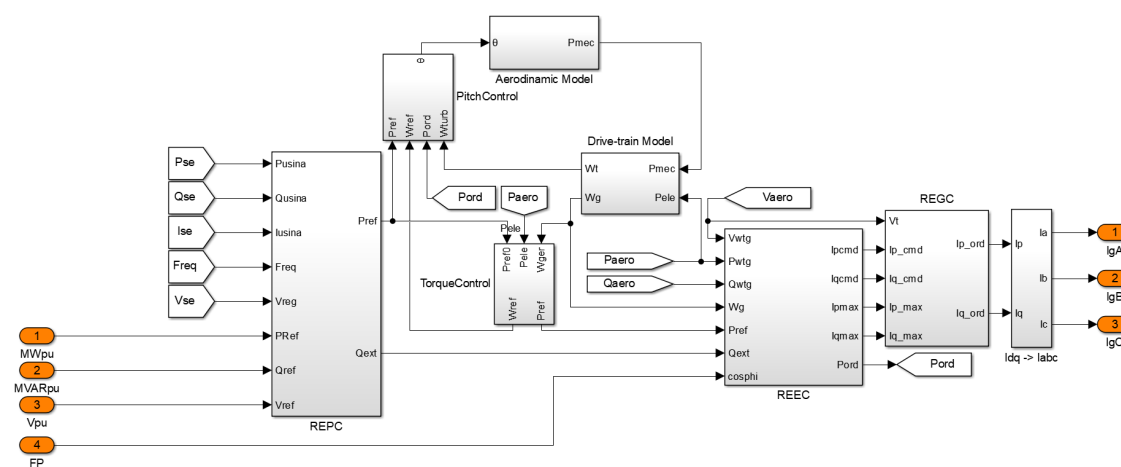
Os requisitos de desempenho das usinas renováveis quando submetidos a perturbações foram abordados na Seção 2.4. Muljadi e Ellis (2010) conclui, ao propor os modelos genéricos dessas fontes, que é possível a representação de seus respectivos comportamentos dinâmicos

Figura 62 – Sistema elétrico de simulação proposto por WECC modelado no Simulink.



Fonte: Autoria própria.

Figura 63 – Aerogerador com conversor parcial proposto por WECC modelado no Simulink.



Fonte: Autoria própria.

para realização de estudo de estabilidade de sistemas de potência sem necessariamente empregar modelos proprietários.

Com a implementação dos modelos equivalentes de fontes renováveis propostos por WECC no Matlab-Simulink, objetiva-se confirmar a representatividade das dinâmicas de sistemas reais e verificar o impacto da modelagem genérica no estudo de estabilidade do SEP. A análise do desempenho dinâmico das fontes eólica e solar fotovoltaica modeladas é, portanto, realizado por meio de quatro cenários, descritos a seguir.

- Cenário 01 - **Análise do comportamento dinâmico** da planta mediante uma falta trifásica com impedância de falta de  $30\Omega$  na barra 2 do sistema com duração de 200ms e posterior saída da linha de transmissão 2
- Cenário 02 - **Análise dos modos de controle da planta** de geração quando submetida a uma falta trifásica com impedância de falta de  $30\Omega$  na barra 2 do sistema com duração de 200ms e posterior saída da linha de transmissão 2;
- Cenário 03 - **Análise do impacto do modo de controle aerodinâmico** no desempenho

de um parque eólico conectado em um sistema fraco e submetido a uma falta trifásica com impedância de falta de  $30\Omega$  na barra 2 do sistema com duração de 200ms e posterior saída da linha de transmissão 2;

- Cenário 04 - **Análise do impacto da potência de curto-circuito do ponto de conexão** de um parque eólico ao sistema elétrico quando submetido a uma falta trifásica com impedância de falta de  $30\Omega$  na barra 2 do sistema com duração de 200ms e posterior saída da linha de transmissão 2.

### 6.2.1 *Simulações e resultados do sistema elétrico do WECC*

O desempenho dos sistemas são avaliados em termos das tensões nos respectivos pontos de conexão ao barramento infinito, da correntes injetadas na rede, do gerenciamento da potência ativa e potência reativa gerada. Especificamente no caso do aerogerador tipo 3 são analisados também as oscilações da velocidade mecânica do eixo da máquina e do ângulo de passo das pás.

#### **Cenário 01 - Análise do comportamento dinâmico da planta mediante uma falta trifásica com impedância de falta de $30\Omega$ na barra 2 do sistema com duração de 200ms e posterior saída da linha de transmissão 2.**

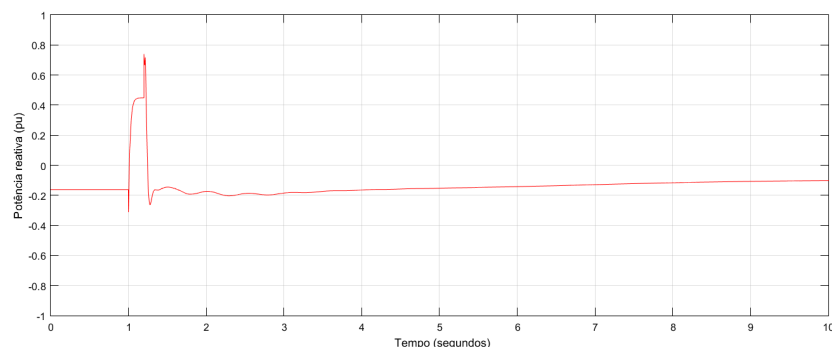
##### *Aerogerador com conversor parcial - Tipo C*

Neste cenário, o parque eólico está configurado para realizar o controle de tensão no ponto de conexão ao sistema. A partir da Figura 64 é possível observar o gerenciamento dinâmico da potência reativa pelo parque eólico buscando minimizar o impacto da falta e ainda controlar a tensão da barra com a perda da linha de transmissão 2. Comparando os instantes pré-falta e pós-falta, é possível constatar que a usina reduz a absorção de reativos da rede para manter a tensão dentro da faixa nominal de operação.

Observando conjuntamente as Figuras 64 e 65 é possível também notar que a injeção adicional de reativos durante a falta reduz a magnitude do afundamento da tensão de 0,3 pu para 0,6 pu. Durante a falta, o parque deixa de absorver reativos e passa a fornecer 0,5 pu de potência reativa à rede.

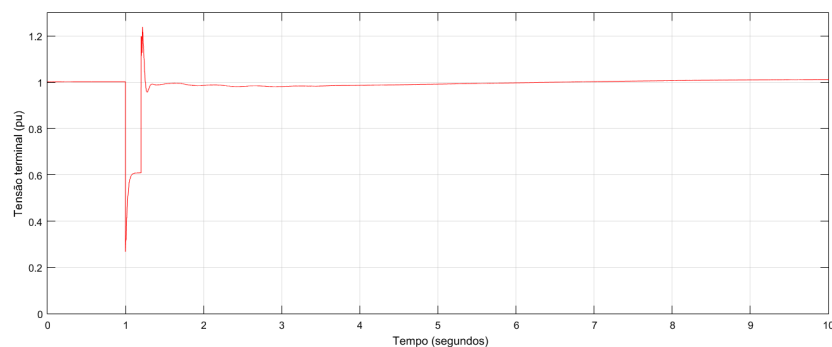
A Figura 66 ilustra como a potência ativa gerada por um parque eólico que emprega aerogeradores com conversor parcial é reduzida bruscamente durante a falta para 0,4 pu, embora se recupere logo em seguida a eliminação dessa falta. Tal comportamento transitório é decorrente

Figura 64 – Potência reativa do aerogerador com conversor parcial.



Fonte: Autoria própria.

Figura 65 – Tensão terminal do aerogerador com conversor parcial.



Fonte: Autoria própria.

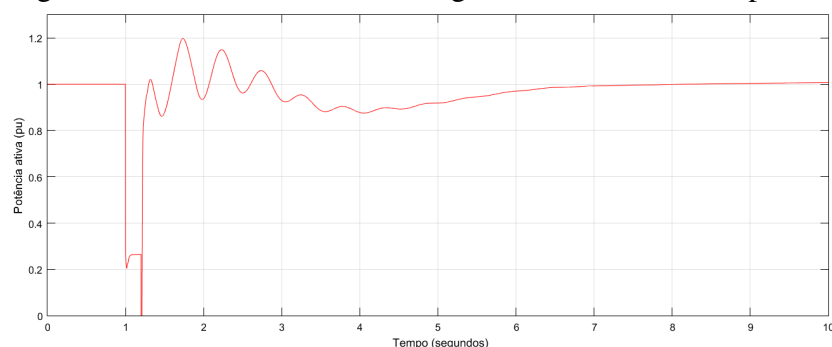
da atuação dos blocos *REGC* e *REEC*. Tais blocos emulam satisfatoriamente o desacoplamento elétrico parcial do gerador elétrico com a rede. De tal forma que esse parque eólico é menos impactado pela falta do que seria se o mesmo fosse composto por aerogeradores com gerador de indução diretamente conectado à rede elétrica. A relação entre potência ativa e tensão terminal dos aerogeradores tipo C é gerenciada pelo bloco conversor elétrico que mantém o gerador conectado durante a falta, em observância aos códigos de rede para afundamentos de tensão para valores superiores a 0,2 pu, como foi o caso. Tal comportamento pode ser observado na Figura 65.

Durante a falta, o parque eólico apresenta duas respostas para equilibrar as potências mecânica e elétrica. Uma lenta e outra rápida. A atuação do controlador de ângulo de passo das pás (Figura 67) é a resposta lenta do sistema. A atuação do controlador do conversor de potência (*REEC*) representa a resposta rápida do sistema.

Da análise do esquema desse conversor, percebe-se que os montantes de potência ativa injetados na rede são determinados também a partir da velocidade do gerador. Devido à falta, a velocidade do gerador aumenta em decorrência do desequilíbrio entre as potências mecânica e

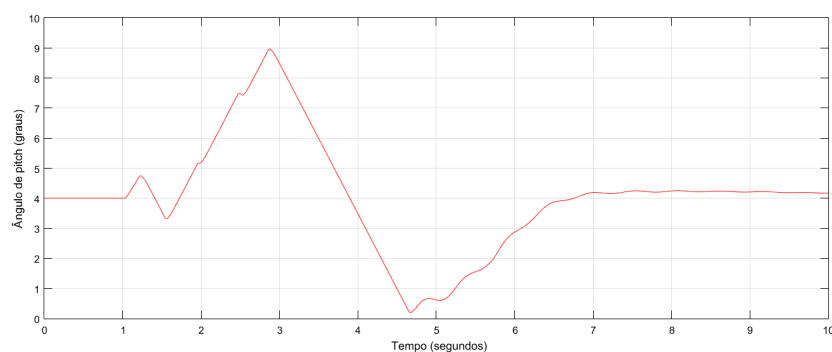


Figura 66 – Potência ativa do aerogerador com conversor parcial.



Fonte: Autoria própria.

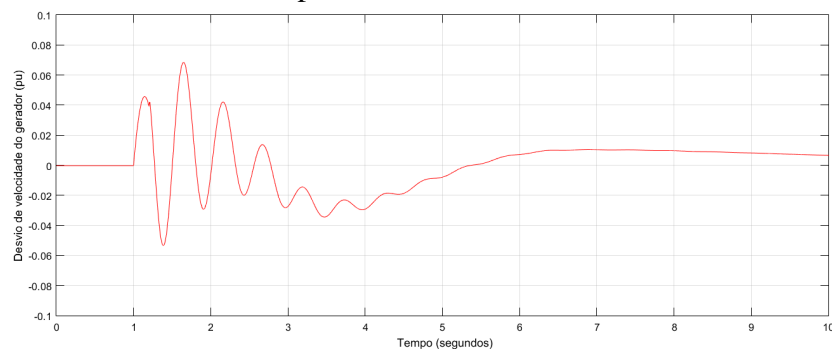
Figura 67 – Ângulo de passo do aerogerador com conversor parcial.



Fonte: Autoria própria.

elétrica da máquina. Quando há desvio de velocidade do rotor do gerador, como representado na Figura 68, tal situação impacta no comando de injeção de corrente ativa realizado ao sistema gerador\conversor. A atuação do *REEC* na geração de potência ativa é também determinada pelo controlador de conjugado da turbina do modelo que sofre influência da velocidade do gerador, como representado na Figura 69.

Figura 68 – Desvio de velocidade do rotor do aerogerador com conversor parcial.

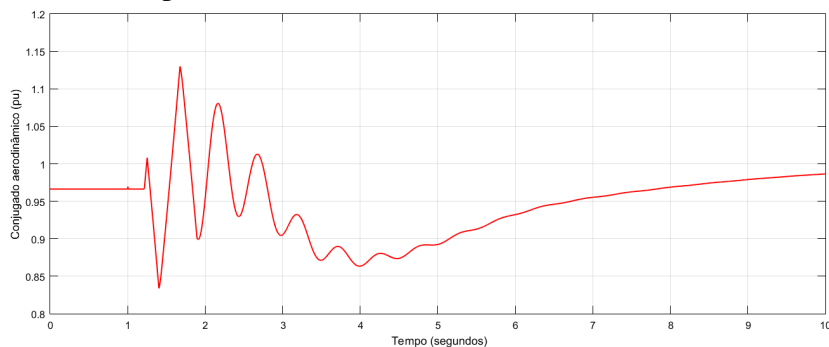


Fonte: Autoria própria.

As alterações no ângulo de passo e na potência comandada pelo *REEC* provocam

oscilações na velocidade do rotor dos aerogeradores. Os desvios de velocidade mecânica causam as oscilações na potência da rede em decorrência da atuação do controlador de conjugado (Figura 69).

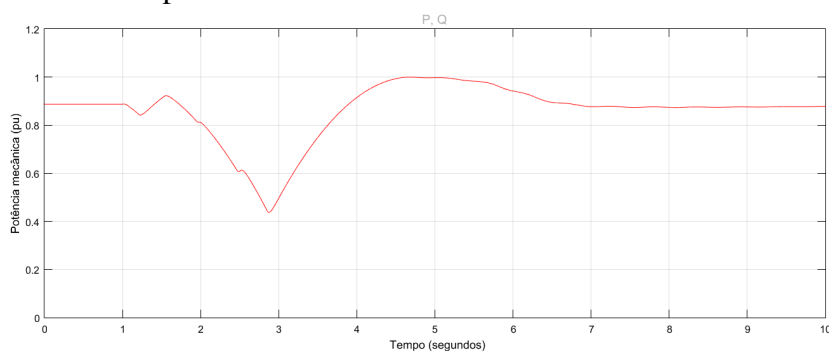
Figura 69 – Conjugado mecânico do aerogerador com conversor parcial.



Fonte: Autoria própria.

Diferenças entre potências mecânica (Figura 70) e elétrica resultam em aceleração do rotor da turbina. As acelerações tanto do eixo do gerador quanto da turbina ocorridas em decorrência da falta resultam em variações no ângulo de torção do eixo da turbina, que, por consequência, provocam oscilações em ambas as velocidades (Figuras 66 e 69).

Figura 70 – Potência mecânica do aerogerador com conversor parcial.



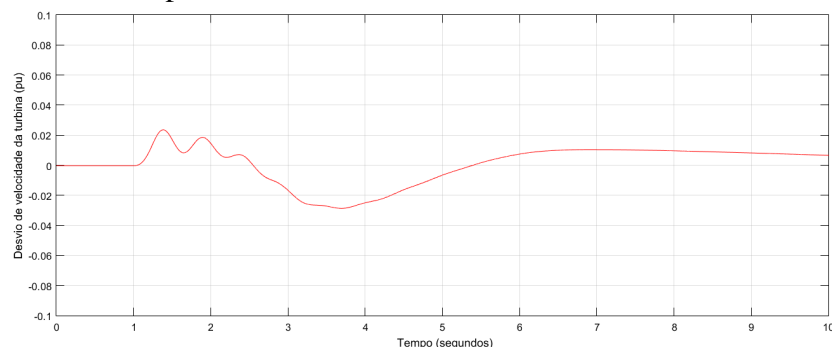
Fonte: Autoria própria.

A velocidade da turbina e a potência elétrica gerada comandam o controlador do ângulo de passo da turbina. Este por sua vez, busca adequar a potência mecânica no rotor da turbina a do gerador e assim evitar que os rotores apresentem elevadas velocidades. Fechando o ciclo.

#### *Aerogerador com conversor pleno - Tipo D*

Neste cenário, observa-se, por meio da Figura 72, redução imediata de tensão para 0,2 pu em decorrência da falta. Logo após o início da falta, o afundamento da tensão terminal é

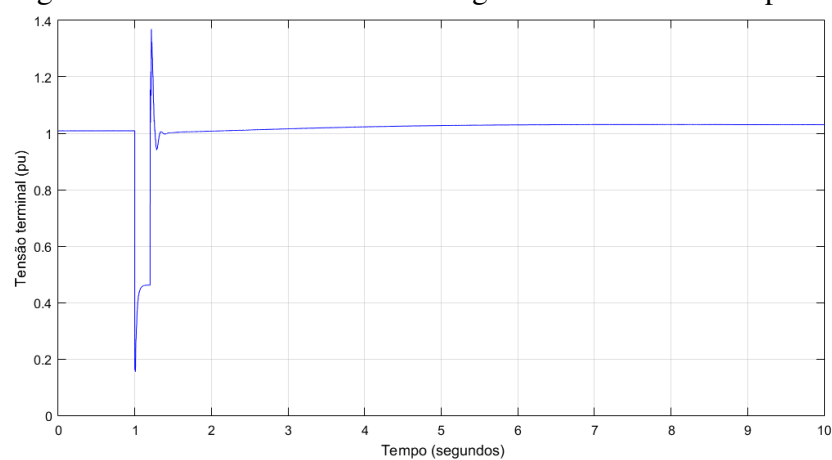
Figura 71 – Desvio de velocidade do aerogerador com conversor parcial.



Fonte: Autoria própria.

reduzido para 0,5, em virtude da injeção adicional de potência reativa na rede elétrica realizada pelo parque. Esta geração extra de potência reativa pode ser observada na Figura 73, onde se verifica que a usina deixa de absorver 0,1 pu de potência reativa para injetar 0,3 pu durante o distúrbio. A operação é realizada pela lógica de gerenciamento de reativos mediante variações de tensão contida no bloco *REEC*.

Figura 72 – Tensão terminal do aerogerador com conversor pleno.

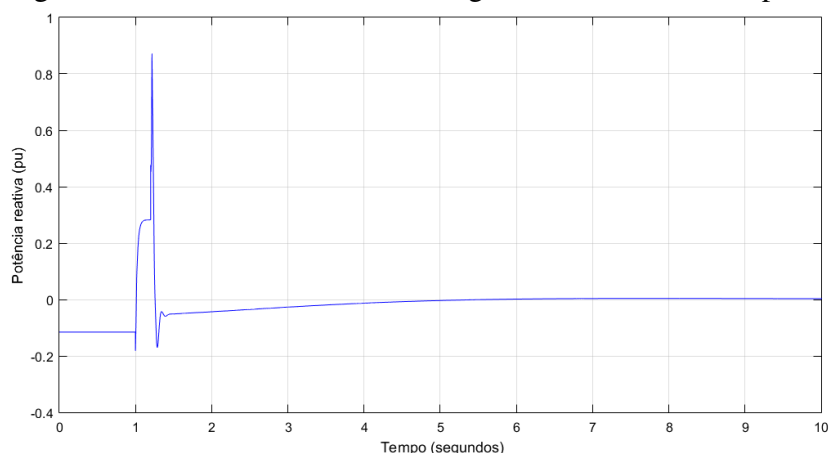


Fonte: Autoria própria.

O parque eólico está configurado para realizar o controle da tensão do ponto de conexão ao sistema. Observando-se os instantes pré-falta e pós-falta, nota-se que a tensão se mantém constante, no valor nominal de operação, mesmo com a perda da linha de transmissão 2. O gerenciamento dessa tensão é realizado pelo conversor elétrico que zera a absorção \ injeção de reativos no ponto de conexão do parque ao sistema elétrico.

A potência ativa decresce concomitantemente à redução da tensão terminal provocada pela falta. Neste modelo, a atuação dos blocos *REGC* e *REEC* se dá na manutenção da geração de potência ativa durante o curto. Findado o distúrbio, a potência ativa é restabelecida praticamente

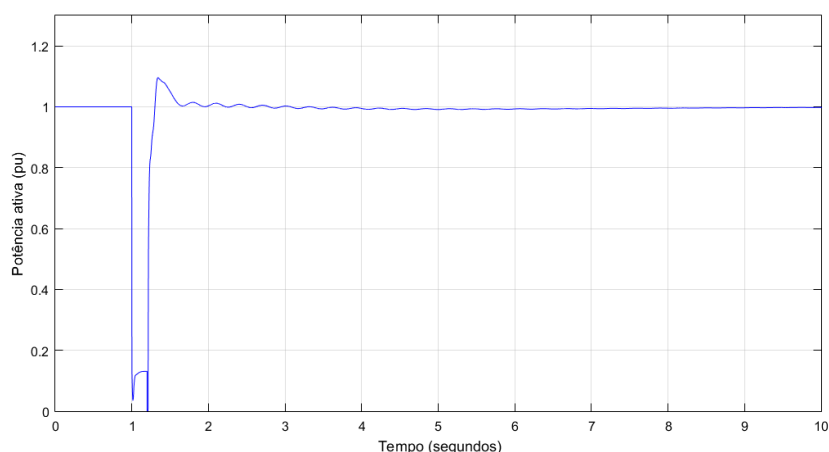
Figura 73 – Potência reativa do aerogerador com conversor pleno.



Fonte: Autoria própria.

sem oscilações em menos de 6 segundos.

Figura 74 – Potência ativa do aerogerador com conversor pleno.



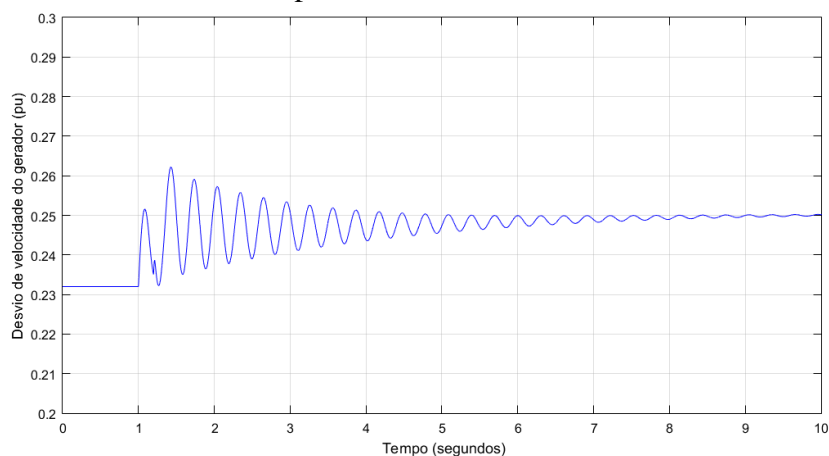
Fonte: Autoria própria.

Observa-se que a potência ativa injetada pelo parque eólico em análise apresenta comportamento dinâmico pós-falta diferente da usina com aerogerador com conversor parcial. Neste cenário, verifica-se menores oscilações após o restabelecimento da tensão terminal. Conclui-se que isto se deve ao completo desacoplamento entre o gerador e a rede elétrica, realizado pelo conversor de potência, emulado no modelo apresentado nesta dissertação pelo *REEC*. As oscilações na velocidade tanto do gerador quanto da turbina, em decorrência da falta, verificadas através das Figuras 75 e 76 não se refletem na potência ativa gerada.

#### *Sistema fotovoltaico*

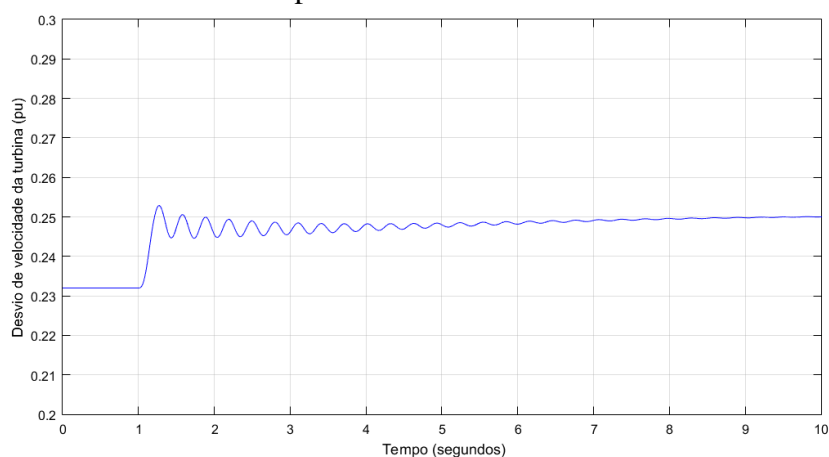
Tem-se agora a análise do comportamento de uma usina fotovoltaica mediante o distúrbio ocorrido na barra 2. A similaridade entre os desempenhos confirma a premissa do *WECC* de empregar estruturas modulares para representar distintas tecnologias. Como já

Figura 75 – Desvio de velocidade do gerador do aerogerador com conversor pleno.



Fonte: Autoria própria.

Figura 76 – Desvio de velocidade da turbina do aerogerador com conversor pleno.



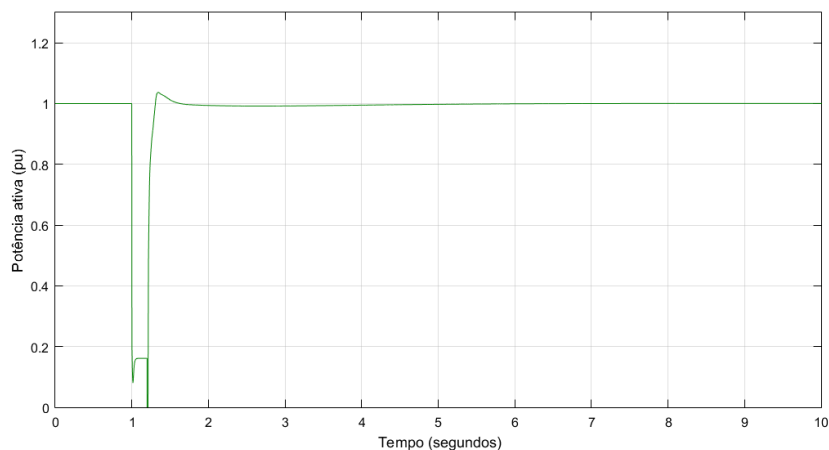
Fonte: Autoria própria.

destacado, a implementação do sistema fotovoltaicos emprega os mesmos blocos controlador de planta (*REPC*), conversor elétrico (*REEC*) e conversor\gerador (*REGC*) que são utilizados na modelagem das fontes eólicas. Dessa forma é esperado desempenho semelhante ao apresentado pelo aerogerador com conversor pleno, em virtude do desacoplamento entre sistema de geração de energia e a rede elétrica.

Durante a falta a planta não se desconecta da rede, mas permanece gerando potência ativa (Figura 77) em observância aos requisitos dos procedimentos de rede que foram parametrizados no modelo.

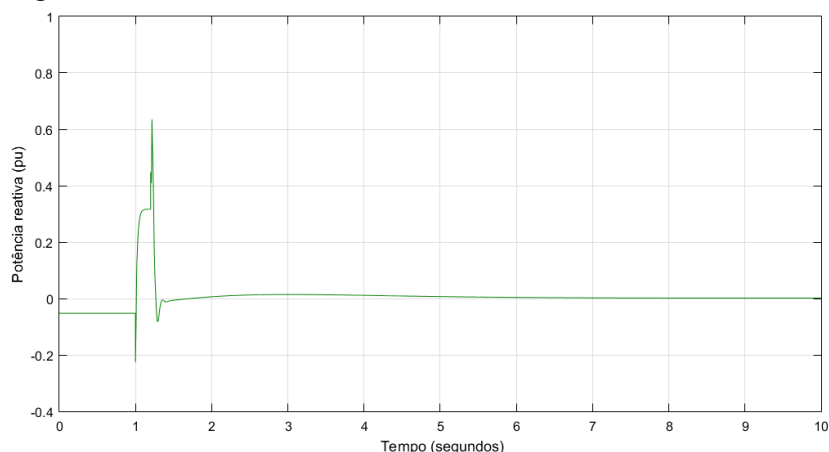
A redução da potência ativa se dá em decorrência do afundamento da tensão terminal experimentado pela fonte e da estratégia de redução de corrente ativa injetada a fim de emular proteção a sobrecorrentes. Similarmente ao realizado pelos parques eólicos Tipo C e Tipo D.

Figura 77 – Potência ativa do sistema fotovoltaico.



Fonte: Autoria própria.

Figura 78 – Potência reativa do sistema fotovoltaico.



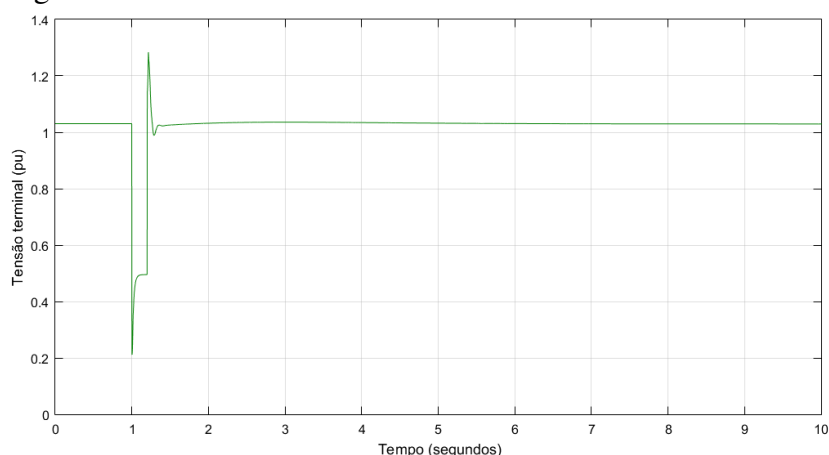
Fonte: Autoria própria.

Devido à ausência de componentes girantes e à ação de dispositivos eletrônicos, o reestabelecimento da potência ativa ocorre sem oscilações. A potência ativa retorna ao valor inicial (condição pré-falta) 1 segundo após a eliminação da perturbação na rede.

Com a perturbação, a tensão terminal cai para 0,2 pu, conforme pode ser observado na Figura 79, contudo, devido ao controle de tensão realizado pelo conversor elétrico (*REEC*), o afundamento da tensão é minimizado para 0,5 pu ainda durante a falta. Este controle de tensão durante o distúrbio é realizado pela injeção de potência reativa extra, conforme ilustrado na Figura 78. Na ocorrência da falta a planta deixa de absorver 0,05 pu de potência reativa para fornecer 0,32 pu.

Adicionalmente, constata-se alteração do perfil de potência reativa após a eliminação da falta. A planta zera a absorção de reativos que realizava até momentos antes da perturbação para manter a tensão terminal dentro da faixa de operação nominal mesmo com a perda da linha de transmissão 2.

Figura 79 – Tensão terminal do sistema fotovoltaico.



Fonte: Autoria própria.

**Cenário 02 - Análise dos modos de controle da planta de geração quando submetida a uma falta trifásica com impedância de falta de  $30\Omega$  na barra 2 do sistema com duração de 200ms e posterior saída da linha de transmissão 2.**

Os modelos propostos por *WECC*, como já apresentado em 5.2, oferecem diversas opções de controle. Assim como as usinas reais, as plantas de geração modeladas em conformidade com a proposta do *WECC* podem operar controlando ou a tensão em um ponto específico da rede ou a potência reativa gerada ou o fator de potência no ponto de conexão. Neste cenário é analisado a atuação dessas opções de operação mediante uma falta específica.

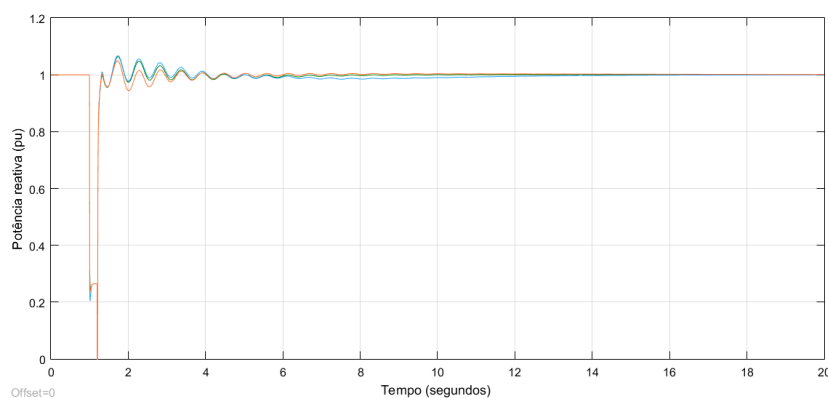
*Aerogerador com conversor parcial - Tipo C*

Pela observação da Figura 80, como esperado, os modos de operação não interferem na geração de potência ativa. Mesmo no instante pós-falta, as oscilações se mantêm similares, tanto de magnitude quanto ao tempo para a completa estabilização, que ocorrem antes de 10 segundos após a eliminação do distúrbio.

As distinções entre os modos de controle são mais perceptíveis quando se observa os comportamentos da tensão terminal (Figura 81) e da potência reativa (Figura 82). Distingue-se mais notoriamente o modo de controle de tensão, visto que a tensão terminal das máquinas permanece com valor próximo a 1 pu, quando a usina opera em sob esta configuração. Neste modo, a planta atua para manter a tensão no lado de alta do transformador da subestação concentradora do parque eólico em 1 pu. Quando o parque opera para controlar o fator de potência ou mantendo a geração de reativos em um valor fixo, a tensão assume valores próximos a 1,05 pu em ambas situações.

A tensão se estabiliza, após a eliminação do distúrbio ao mesmo tempo em todas

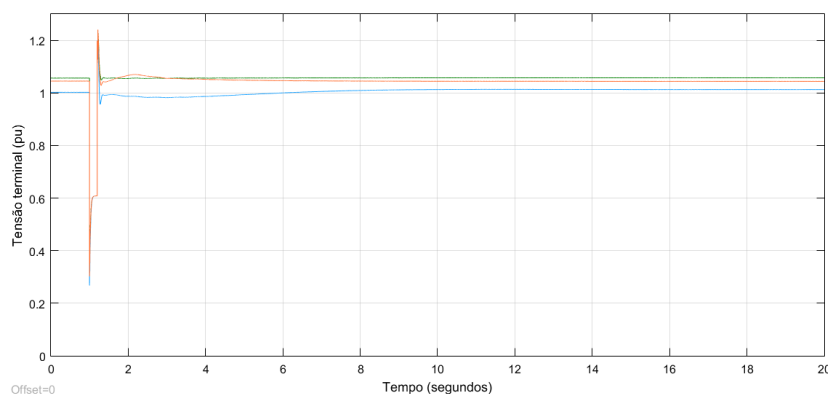
Figura 80 – Potência ativa aerogerador com conversor parcial.



Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Controle de tensão.  
Verde: Fator de potência constante.  
Vermelho: Potência reativa constante.

Figura 81 – Tensão terminal aerogerador com conversor parcial.



Fonte: Autoria própria.

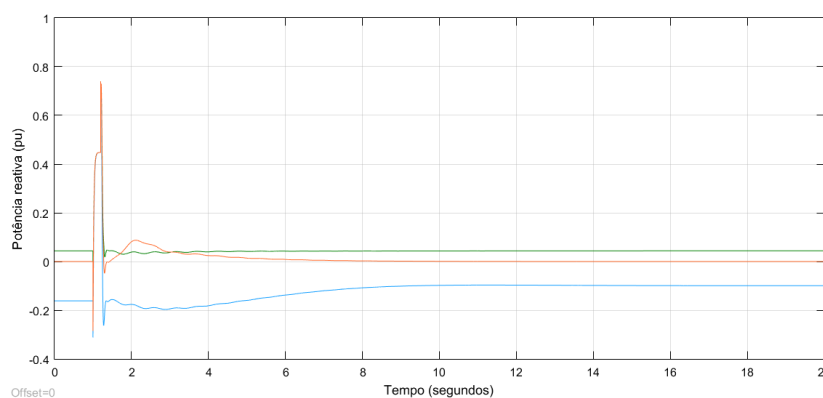
Legenda: Azul: Controle de tensão.  
Verde: Fator de potência constante.  
Vermelho: Potência reativa constante.

as opções de controle. O perfil da tensão durante a falta não é alterado pelo modo de controle empregado. Contudo, no instante pós-falta, fica evidente, em decorrência no modo de controle de tensão, a atuação da planta para restaurar a tensão ao valor da condição pré-falta. Aqui nota-se uma ligeira elevação da tensão terminal para compensar um aumento da queda de tensão no ponto de conexão devido à perda da linha de transmissão 2, o que não ocorre nos demais.

As opções de controle de potência reativa e de controle de fator de potência são mais perceptíveis pelo comportamento da potência reativa no gráfico apresentado na Figura 82. Quando em modo de controle de potência reativa, a usina está configurada para injeção zero de potência reativa, ou seja, fator de potência unitário no ponto de conexão. Devido a este parâmetro, o perfil de potência reativa não se altera em decorrência da perda na linha de transmissão.



Figura 82 – Potência reativa aerogerador com conversor parcial.



Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Controle de tensão.

Verde: Fator de potência constante.

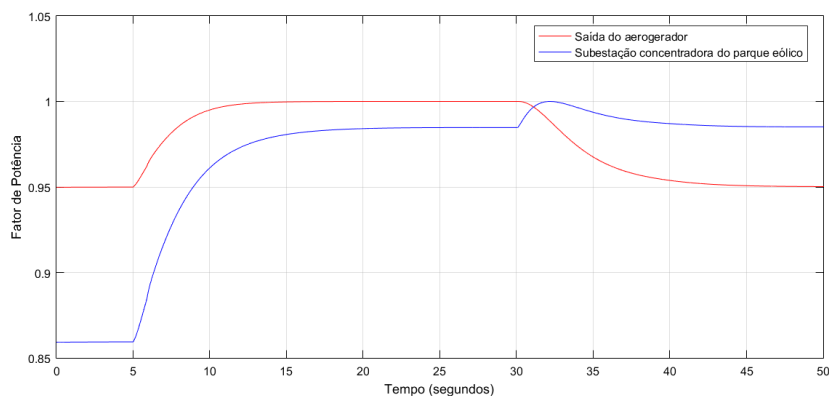
Vermelho: Potência reativa constante.

O modo de controle de fator de potência, diferentemente dos anteriores que são executados pelo módulo controlador de planta de geração (*REPC*), é implementado pelo módulo controlador do sistema de geração de energia renovável (*REEC*). Essa distinção busca emular a característica internas dos aerogeradores que oferecem essa funcionalidade aos operadores dos parques. Os principais impactos dessa estratégia de controle frente às anteriores são que: a) o controle é realizado individualmente por cada aerogerador, o que em uma situação real condiciona os operadores a configurarem individualmente cada turbina; b) que a manutenção do fator de potência programado ocorre na saída da máquina e não no ponto de conexão ao sistema de potência. Nesta opção de controle as turbinas estão configuradas para manter o fator de potência em 0,98.

Especificamente, este modo de controle pode ser melhor compreendido através das Figuras 83 e 84. Nelas é possível de observar diferenças entre o fator de potência no lado de baixa tensão do transformador unitário e o fator de potência no lado de alta tensão do transformador da subestação concentradora. Aqui os aerogeradores foram configurados para manter o fator de potência em 0,95 indutivo, em seguida alterado para 1 e, finalizando, para controlar o fator de potência em 0,95 capacitivo. É possível de observar que este controle atua somente localmente à máquina.

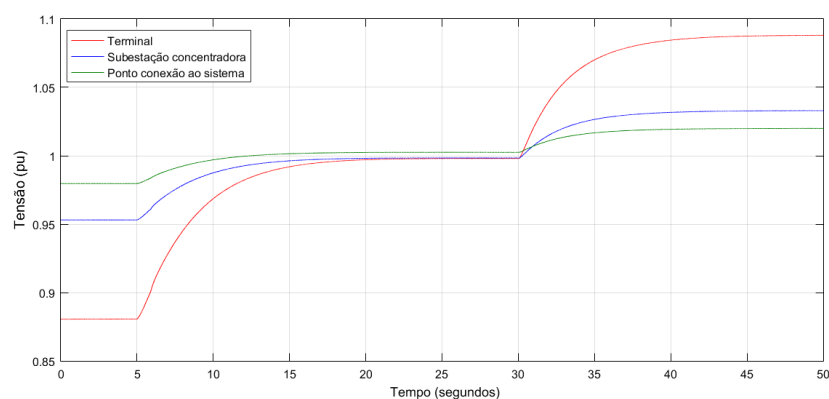
Complementa este cenário, o impacto que este modo de controle causa na tensão. Na Figura 84 é ilustrado a tensão em três pontos distintos do parque eólico. Sendo a tensão terminal do aerogerador, a tensão na saída da subestação concentradora do parque eólico e, por fim, a tensão no ponto de conexão ao sistema elétrico de potência, ao final das linhas de transmissão.

Figura 83 – Estratégia de controle de fator de potência.



Fonte: Autoria própria.

Figura 84 – Tensão em função de diferentes valores de fator de potência.



Fonte: Autoria própria.

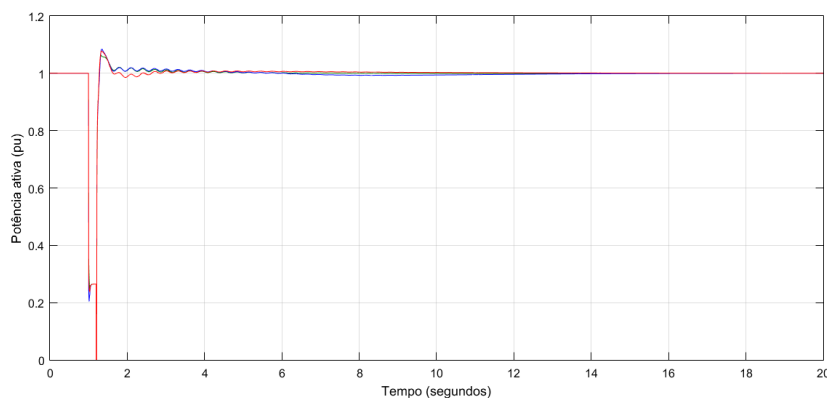
### *Aerogerador com conversor parcial - Tipo D*

A potência ativa gerada pela usina eólica com aerogeradores tipo D sofre pouca influência do modo de controle determinado pelo operador da planta. A potência nos três momentos críticos desse cenário (pré-falta, durante a falta e no pós-falta) se mantém praticamente inalterada pela escolha do modo de controle.

Conforme visto em 5.2, as opções de controle da tensão, da potência reativa e do fator de potência atuam nos laços de geração da corrente reativa a ser injetada pelo bloco gerador (*REGC*) na rede elétrica. A geração de potência reativa durante a falta não é alterada pelo modo de controle, conforme pode ser constatado na Figura 87, consecutivamente o afundamento de tensão também permanece inalterado (Figura 86).

Tais estratégias determinam o desempenho da planta quando em regime de permanente. Apenas a potência reativa gerada pela usina em modo de controle de tensão se altera com a perda da linha de transmissão 2. O que é esperado pelo aumento da impedância entre a saída da subestação concentradora e o ponto de conexão ao sistema de potência. Igualmente esperado,

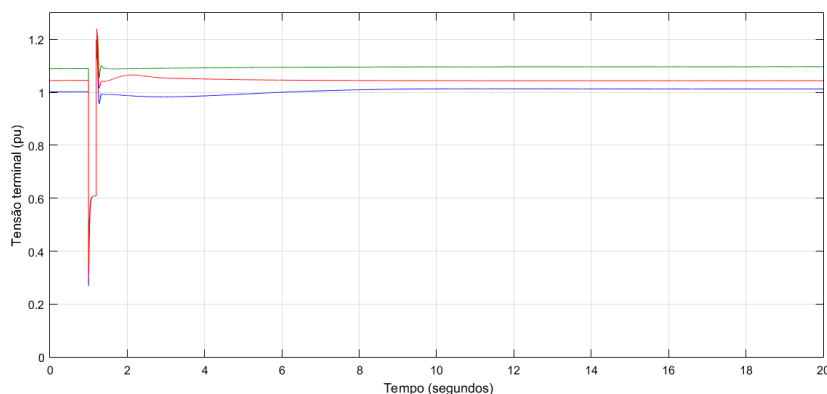
Figura 85 – Potência ativa aerogerador com conversor pleno.



Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Controle de tensão.  
Verde: Fator de potência constante.  
Vermelho: Potência reativa constante.

Figura 86 – Tensão terminal aerogerador com conversor pleno.



Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Controle de tensão.  
Verde: Fator de potência constante.  
Vermelho: Potência reativa constante.

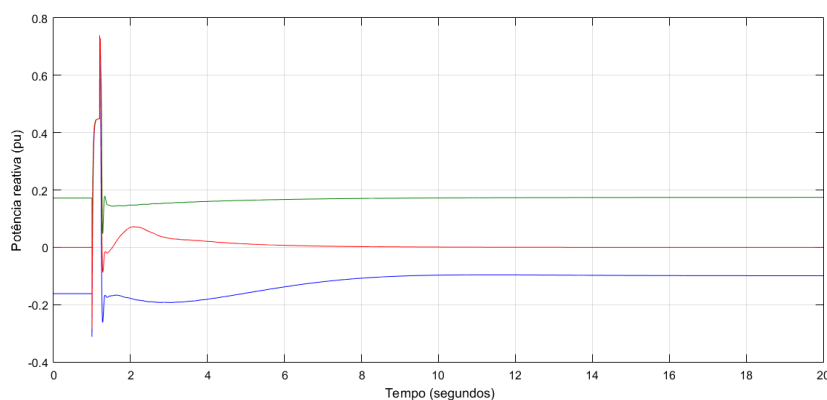
alterações na configuração do sistema de transmissão de interesse restrito ou do próprio sistema de potência não devem impactar na geração de potência do parque quando parametrizado para operar com fator de potência constante ou potência reativa constante.

### *Sistema fotovoltaico*

Igualmente às fontes analisadas anteriormente, o perfil de geração de potência ativa não é alterado pelo modo de controle habilitado, conforme pode ser observado na Figura 88. A ausência de oscilações pós-falta se deve a inexistência de componentes girantes e ao completo desacoplamento do sistema de geração com a rede elétrica.

O comportamento da fonte durante o distúrbio se mantém inalterado pelo modo de controle. Contudo se destaca a alteração da potência reativa absorvida da rede (Figura 89) quando a planta está em modo de controle de tensão para manter a tensão no barramento de

Figura 87 – Potência reativa aerogerador com conversor pleno.



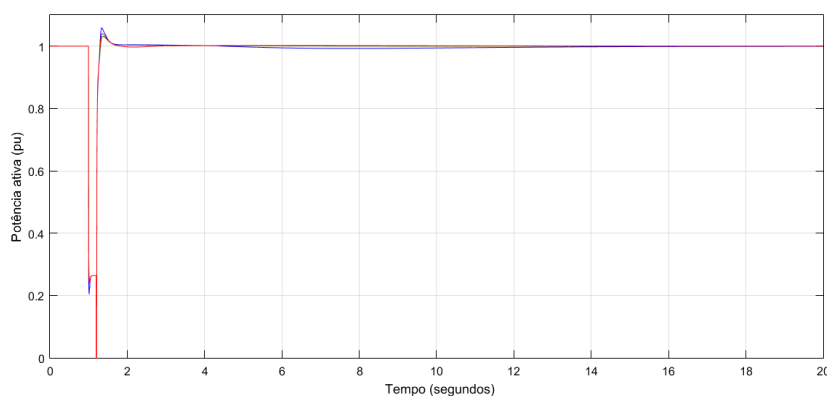
Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Controle de tensão.

Verde: Fator de potência constante.

Vermelho: Potência reativa constante.

Figura 88 – Potência ativa sistema fotovoltaico.



Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Controle de tensão.

Verde: Fator de potência constante.

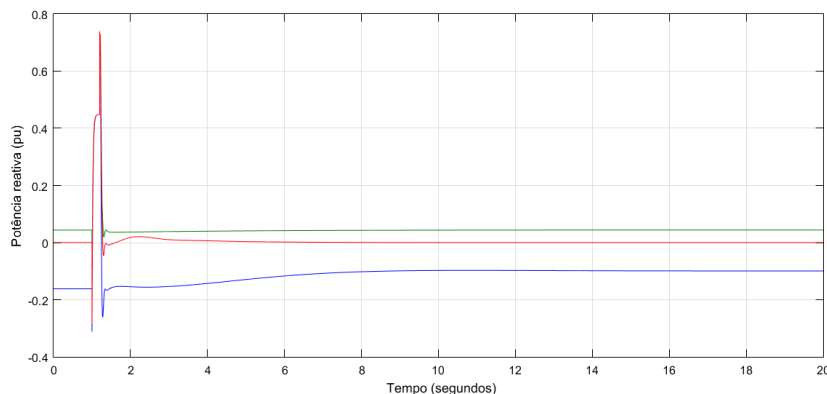
Vermelho: Potência reativa constante.

230kV da subestação concentradora em 1 pu após a perda da linha de transmissão 2.

No modo de controle de potência reativa, a planta manteve a geração zero de potência reativa após a falta, como esperado. Por fim, visto que não houve alteração no despacho de potência ativa, o montante de potência reativa injetada no sistema permaneceu inalterado para manutenção do fator de potência em 0,98 indutivo, conforme programado no modo de controle de fator de potência. As observações realizadas quanto a área de impacto do modo de controle de fator de potência no parque eólico com aerogerador com conversor parcial se mantêm válidas.

A tensão terminal quando a usina está com o modo de controle de tensão ativado se diferencia dos demais modos de controle pelas razões já citadas. A Figura 90 ilustra o comportamento dessa tensão terminal nos diferentes modos de controle.

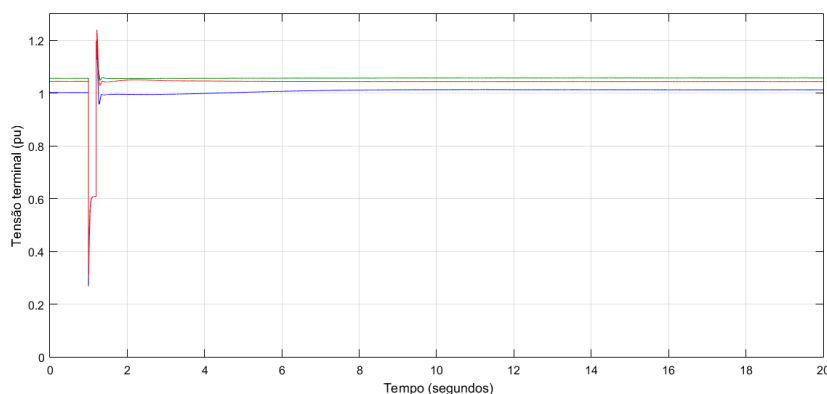
Figura 89 – Potência reativa sistema fotovoltaico.



Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Controle de tensão.  
Verde: Fator de potência constante.  
Vermelho: Potência reativa constante.

Figura 90 – Tensão terminal sistema fotovoltaico.



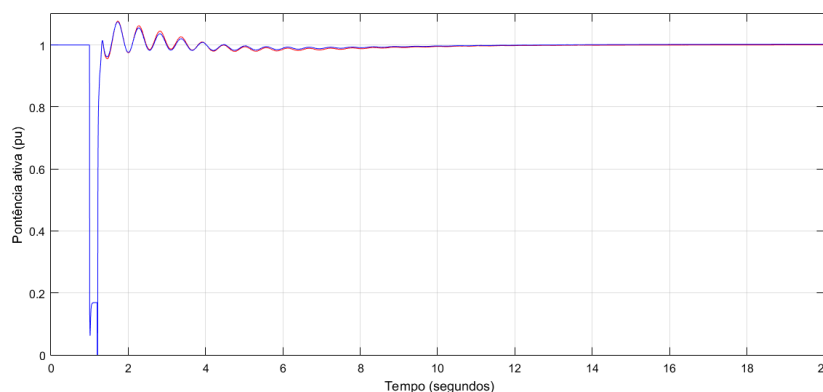
Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Controle de tensão.  
Verde: Fator de potência constante.  
Vermelho: Potência reativa constante.

**Cenário 03 - Análise do impacto do modo de controle aerodinâmico no desempenho de um parque eólico conectado em um sistema fraco e submetido a uma falta trifásica com impedância de falta de  $30\Omega$  na barra 2 do sistema com duração de 200ms e posterior saída da linha de transmissão 2.**

A análise deste cenário é realizada apenas com parques eólicos com aerogeradores com conversor parcial, pois é a única tecnologia modelada nesta dissertação que emprega blocos que emulam o comportamento mecânico da turbina. Cumpre destacar que o aerogerador tipo D é completamente desacoplado da rede elétrica pelo conversor eletrônico. De tal forma que as oscilações ou perturbações mecânicas não interferem na estabilidade. O objetivo deste cenário é verificar o quanto o sistema aerodinâmico do aerogerador tipo C interfere na estabilidade da rede quando esta sofre uma perturbação. Objetivando tornar mais evidentes possíveis contribuições

Figura 91 – Potência ativa em função do controle aerodinâmico.

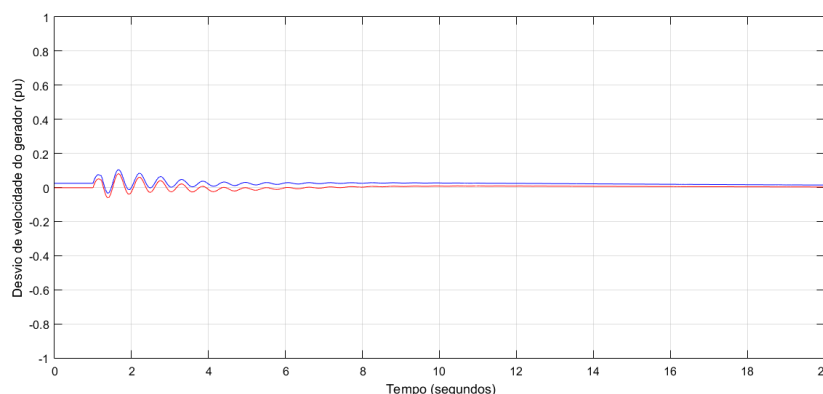


Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Controle de conjugado.

Vermelho: Controle de velocidade.

Figura 92 – Desvio de velocidade do gerador em função do controle aerodinâmico.



Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Controle de conjugado.

Vermelho: Controle de velocidade.

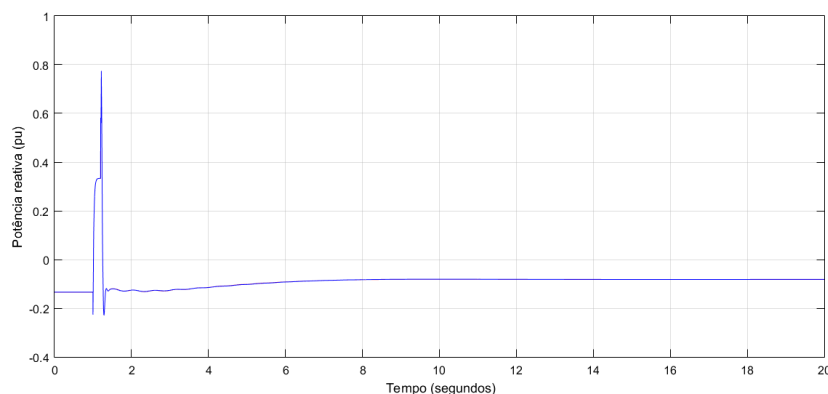
desses modos de controle, o parque eólico está conectado em um sistema elétrico fraco.

A partir da Figura 91, observa-se que o controle aerodinâmico não interfere na geração de potência ativa. As oscilações da potência após a falta ser extinguida são semelhantes. Conclui-se, portanto, que a atuação do controlador do conversor é quem determina o comportamento dinâmico da planta.

O bloco de controle de conjugado possibilita ou o controle da velocidade do gerador ou do conjugado elétrico do gerador. A partir da Figura 92 se observa que em decorrência da atuação do conversor não há alteração significativa no desempenho do parque eólico.

O módulo de controle aerodinâmico ou de controle de conjugado, ilustrado na Figura 54, é função da potência elétrica gerada e da velocidade do gerador. A saída do módulo é a referência de potência para o módulo do conversor (*REEC*). Portanto, conclui-se que o controle

Figura 93 – Potência reativa em função do controle aerodinâmico.

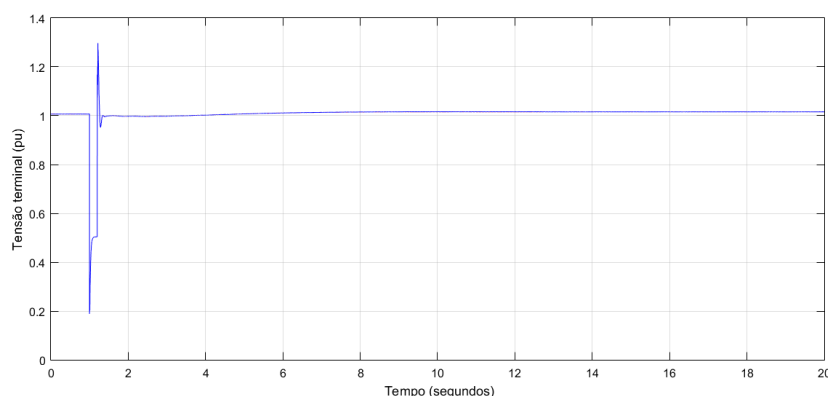


Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Controle de conjugado.

Vermelho: Controle de velocidade.

Figura 94 – Tensão terminal em função do controle aerodinâmico.



Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Controle de conjugado.

Vermelho: Controle de velocidade.

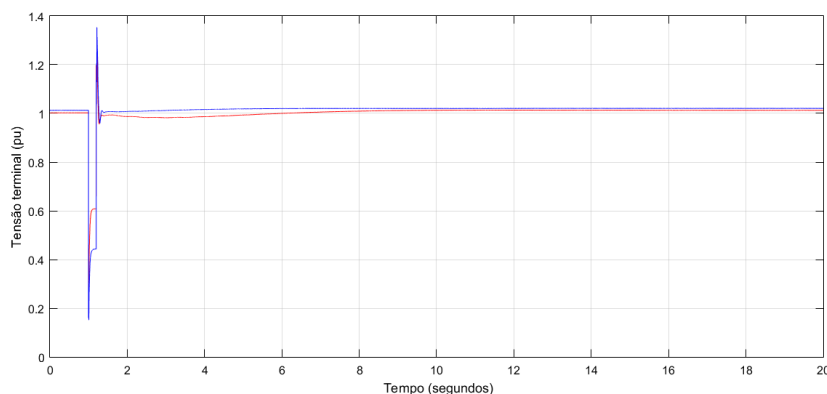
aerodinâmico, não interfere na geração de potência reativa, como se confirma pela Figura 93. O comportamento da potência reativa, neste caso, é determinado pelo modo de controle de tensão.

Como era de se esperar, a tensão no ponto de conexão ao sistema não é impactada pelo modo de controle de conjugado, conforme pode ser observado na Figura 94.

**Cenário 04 - Análise do impacto da potência de curto-circuito do ponto de conexão de um parque eólico ao sistema elétrico quando submetido a uma falta trifásica com impedância de falta de  $30\Omega$  na barra 2 do sistema com duração de 200ms e posterior saída da linha de transmissão 2.**

Neste cenário se objetiva analisar situações de instabilidade para diferentes relações de curto-circuito para o sistema elétrico acessado pela usina. O sistema fraco apresenta  $R_{cc} = 8\Omega$  no ponto de conexão ao sistema, enquanto que o sistema forte proporciona  $R_{cc} = 20\Omega$ . Uma

Figura 95 – Tensão terminal aerogerador com conversor parcial.

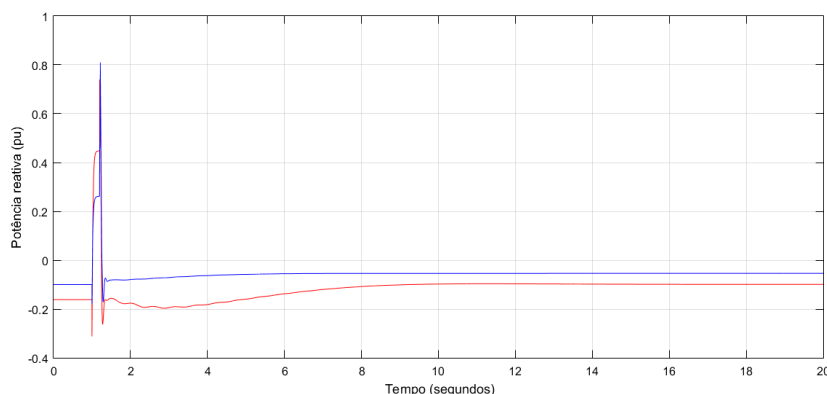


Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Sistema fraco.

Vermelho: Sistema forte.

Figura 96 – Potência reativa aerogerador com conversor parcial.



Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Sistema fraco.

Vermelho: Sistema forte.

mesma falta foi aplicada nas duas situações. Como citado no Capítulo 2, sistemas fracos tendem a influenciar negativamente o comportamento dinâmico das usinas.

#### *Aerogerador com conversor parcial - Tipo C*

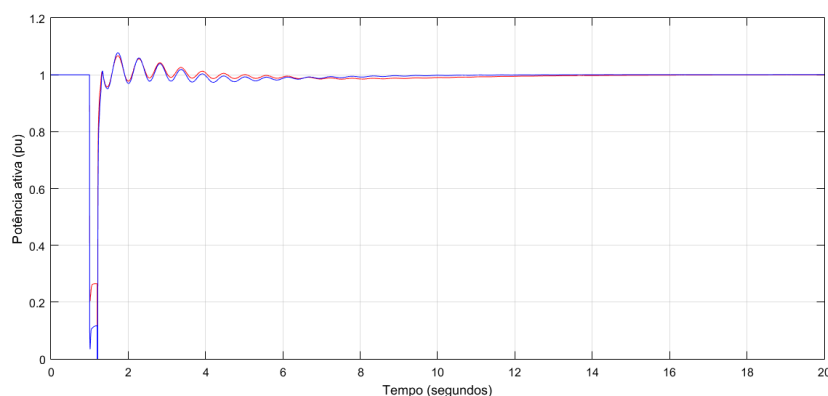
Como esperado, falta idêntica ocorrida em um sistema fraco apresenta maior afundamento de tensão do que a ocorrida em um sistema elétrico robusto. Pela Figura 95 se constata que a falta no sistema forte resulta em um afundamento de tensão 0,2 pu menor. Nas duas situações, o parque está parametrizado no modo de controle de tensão.

Observa-se na Figura 96 que a absorção de potência reativa é diferente em ambas as situações. O parque atua mais intensamente para controlar a tensão no sistema mais robusto.

A potência de curto-circuito não interfere significativamente na geração de potência ativa (Figura 97). Durante a falta, em virtude dos diferentes valores de afundamentos de tensão experimentados pelo parque, a injeção de potência no sistema forte é maior que no sistema fraco.



Figura 97 – Potência ativa aerogerador com conversor parcial.

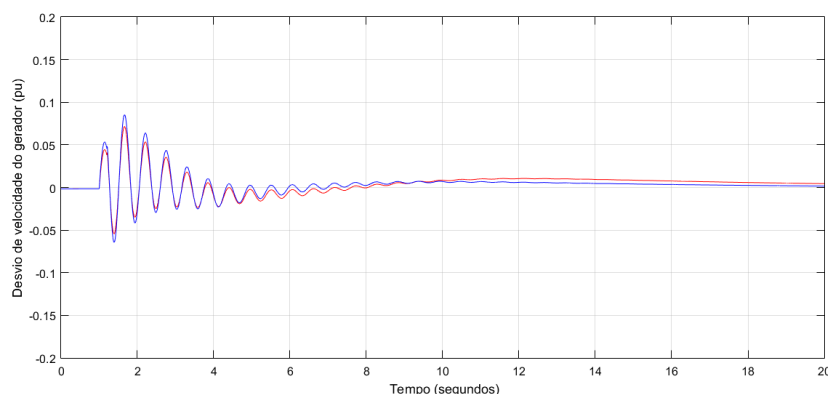


Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Sistema fraco.

Vermelho: Sistema forte.

Figura 98 – Desvio de velocidade do gerador do aerogerador com conversor parcial.



Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Sistema fraco.

Vermelho: Sistema forte.

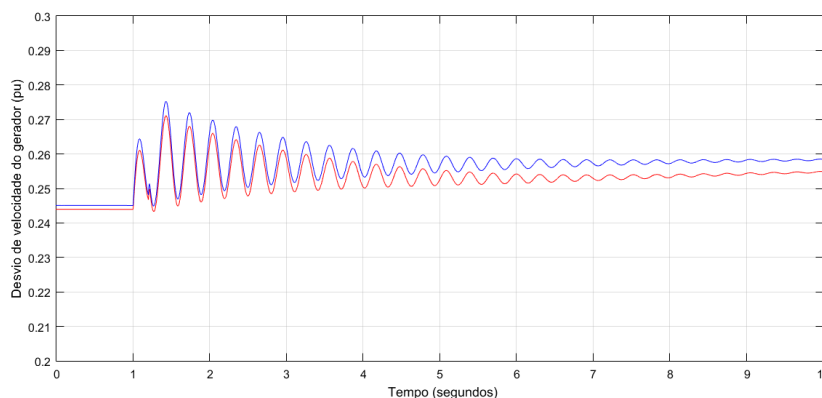
Quando a falta é eliminada, ambas as situações apresentam a mesma oscilação de potência ativa, que se estabiliza em totalmente em até 10 segundos após a extinção da perturbação. Nas duas condições tanto a magnitude, quanto a frequência dessas oscilações são semelhantes.

Contudo, a perturbação em um sistema fraco causa maior oscilação da velocidade do gerador, embora não altere o tempo de estabilização, como pode ser observado na Figura 98. Em decorrência da atuação do *REEC*, a intensificação das oscilações da velocidade do gerador não é transmitida à rede elétrica.

#### *Aerogerador com conversor parcial - Tipo D*

A diferença de desempenho dessa fonte quando conectada a um sistema fraco e a um sistema forte é semelhante ao apresentado pelo aerogerador tipo C, porém com menores oscilações no período pós-falta, conforme pode ser observado na Figura 99.

Figura 99 – Desvio de velocidade do gerador do aerogerador com conversor pleno.

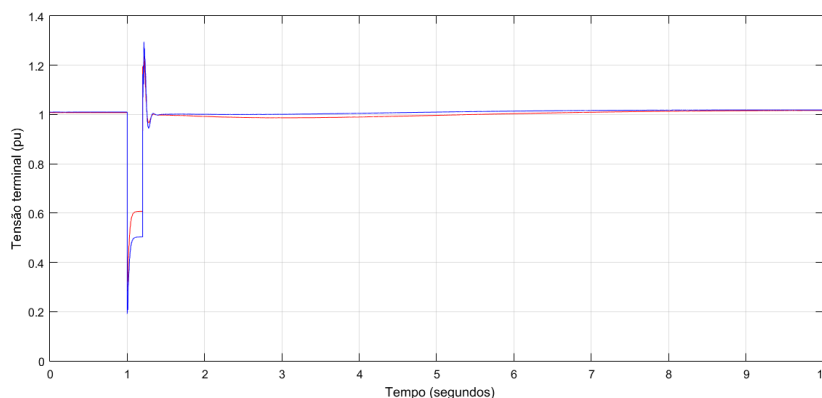


Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Sistema fraco.

Vermelho: Sistema forte.

Figura 100 – Tensão terminal do aerogerador com conversor pleno.



Fonte: Autoria própria.

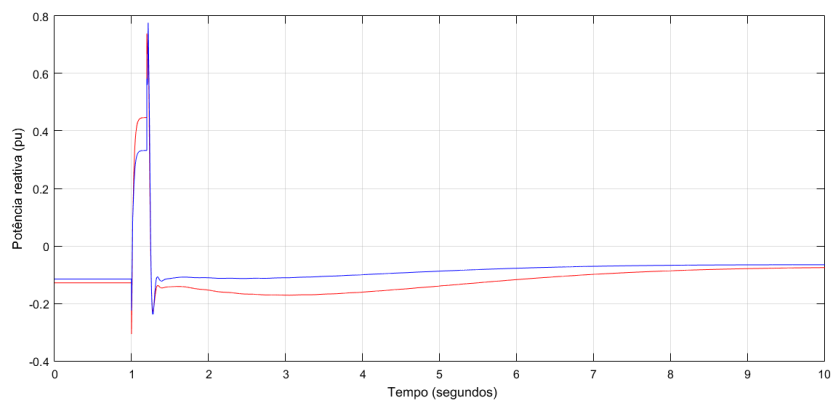
Legenda: Azul: Sistema fraco.

Vermelho: Sistema forte.

A tensão (Figura 100) e a potência injetada (Figura 102) pelo parque eólico medidas no ponto de conexão ao sistema elétrico não sofrem influências significativas da robustez da rede. Conclui-se que à exceção da severidade do afundamento da tensão, o desempenho da planta é determinado pela atuação dos conversores de potência, emulados pelos módulos *REPC* e *REEC*.

A robustez da rede se torna perceptível pela análise da Figura 101. Observa-se maior variação na potência reativa injetada quando o parque eólico está conectado a um sistema robusto. Dessa forma, o comportamento dinâmico do parque pode ser considerado semelhante em ambas as situações do sistema elétrico, o que confirma a relevância dos conversores eletrônicos no gerenciamento dessas fontes e a representatividade dos modelos genéricos propostos pelo *WECC*.

Figura 101 – Potência reativa do aerogerador com conversor pleno.

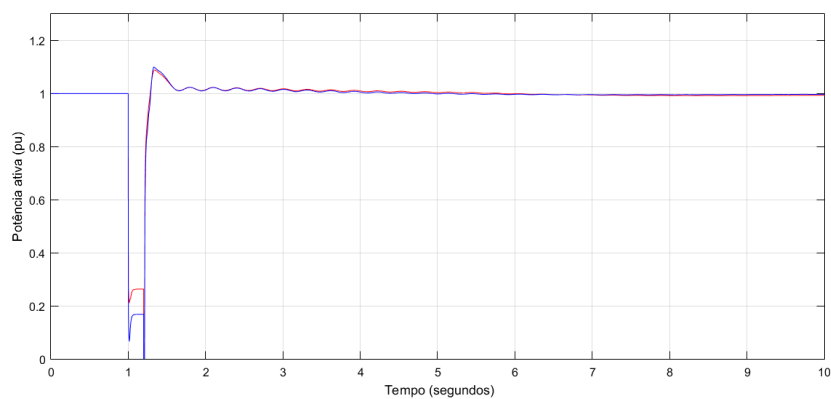


Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Sistema fraco.

Vermelho: Sistema forte.

Figura 102 – Potência ativa do aerogerador com conversor pleno.



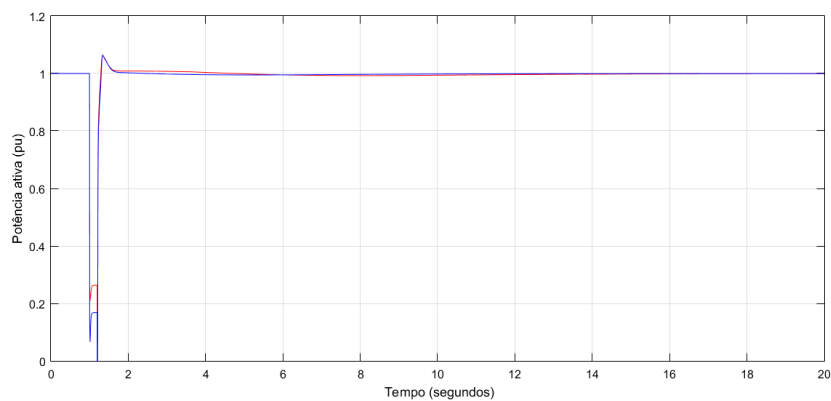
Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Sistema fraco.

Vermelho: Sistema forte.

De acordo com as Figuras 103, 104 e 105, somente a potência reativa apresenta alteração em decorrência da alteração da potência de curto-circuito no ponto de conexão, como ocorre com os parques eólicos.

Figura 103 – Potência ativa do sistema fotovoltaico.

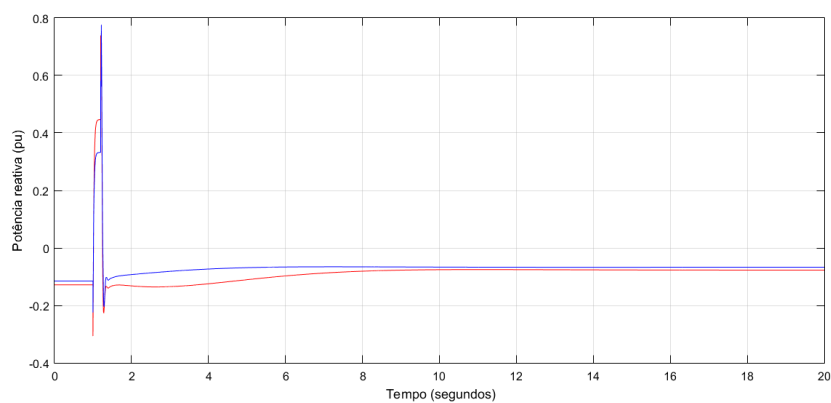


Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Sistema fraco.

Vermelho: Sistema forte.

Figura 104 – Potência reativa do sistema fotovoltaico.

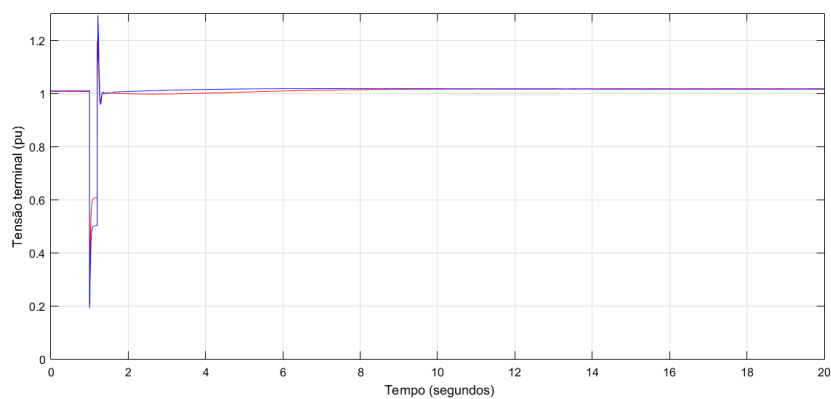


Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Sistema fraco.

Vermelho: Sistema forte.

Figura 105 – Tensão terminal do sistema fotovoltaico.



Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Sistema fraco.

Vermelho: Sistema forte.

### 6.2.2 Considerações sobre os resultados do sistema elétricos do WECC

O Capítulo 2 apresenta as características de cada tecnologia de conversão de energia e o Capítulo 4 apresenta a modelagem dessas características. Embora os sistemas elétricos das usinas analisadas estejam conectados a um barramento infinito e não a um sistema elétrico complexo, com geradores, linhas de transmissão e cargas, os resultados obtidos se mostraram confiáveis.

Os cenários elaborados demonstraram que os modelos genéricos propostos representam com razoável fidelidade o comportamento dinâmico esperado para parques eólicos e usinas solar fotovoltaicas. Haja vista que as simulações desenvolvidas pelas equipes de trabalho do WECC com modelos fornecidos pelo fabricantes desses sistemas apresentaram resultados semelhantes aos obtidos neste trabalho. Portanto, considera-se que os resultados obtidos para o sistema elétrico do WECC são coerentes com as particularidades citadas em ambos os capítulos e com a bibliografia produzida pelo WECC (MULJADI *et al.*, 2014; MULJADI; ELLIS, 2010; WECC, 2010; WECC, 2014).

Verificou-se que os modelos genéricos possibilitam a determinação do modo de operação das plantas renováveis, tal como nos modelos proprietários dessas fontes. Os requisitos de desempenho determinados pelo procedimentos de rede são atendidos pelos parques renováveis modelados conforme proposta por WECC. Os modos de controle de tensão, de controle de fator de potência no ponto de conexão, de injeção de potência reativa e de potência ativa durante uma falta na rede elétrica mostraram-se eficientes na manutenção da robustez, segurança e confiabilidade do SEP analisado.

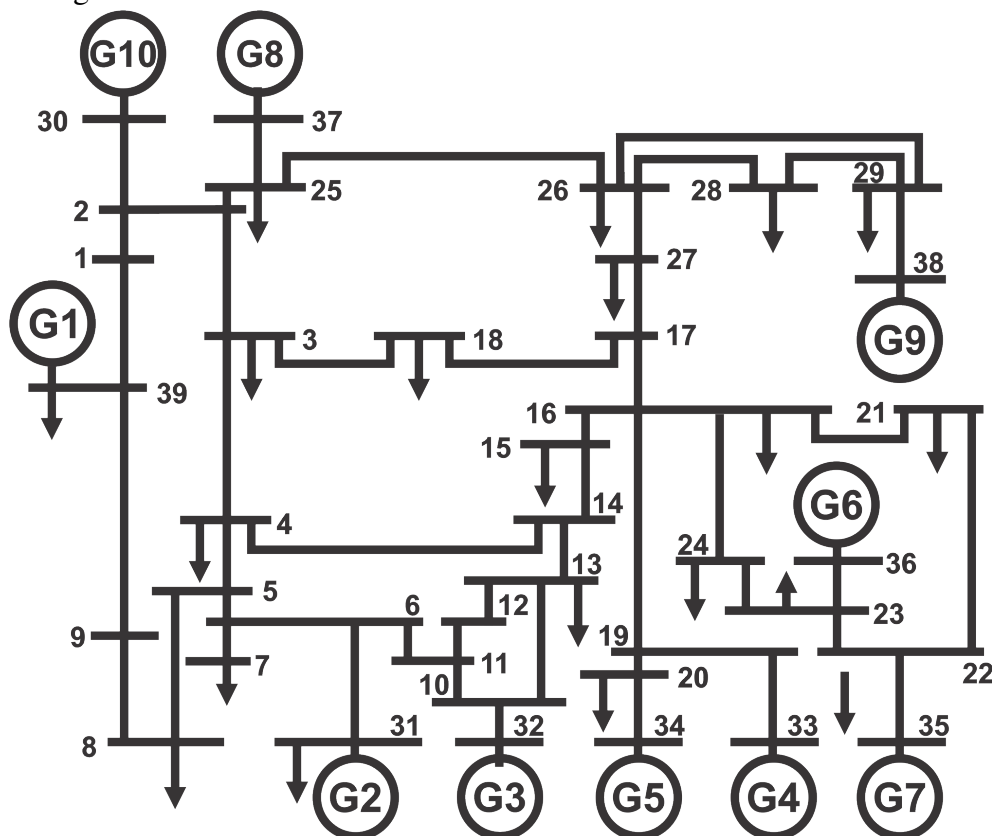
Confirmou-se que a atuação dos módulos de controle de conversores emulam satisfatoriamente o desacoplamento do gerador elétrico da rede elétrica de tal forma que o modo de controle aerodinâmico realizado pela máquina não interfere significativamente no desempenho dinâmico da máquina.

Por fim, constatou-se que os módulos propostos por WECC, que emulam os conversores de potência e seus controles associados em sistemas reais, atuam de forma a possibilitar a operação segura e confiável da usina, independente da robustez da rede elétrica no ponto de conexão da planta.

### 6.3 Simulação e análise da estabilidade do sistema elétrico da Nova Inglaterra com fontes renováveis

Nesta seção, os impactos da geração eólica e fotovoltaico na estabilidade transitória serão investigados utilizando usando um sistema elétrico de teste amplamente utilizado: o sistema elétrico *IEEE* com 39 barras e 10 geradores, também conhecido como sistema elétrico da Nova Inglaterra. Cada gerador representa agregações de diversos outros geradores, cujos parâmetros são apresentados em PAIM (1989). A estrutura original do sistema é apresentada por Athay *et al.* (1979) e está ilustrado na Figura 106.

Figura 106 – Sistema elétrico *IEEE* 39 barras.



Fonte: Adaptado de Athay *et al.* (1979).

Acredita-se que esse sistema não exista realmente, mas há pensamentos de que o modelo represente o sistema elétrico de região da Nova Inglaterra nos anos 1960. Embora possa causar estranheza a não utilização de sistemas reais, em diversos momentos são utilizados sistemas teste padronizados artificiais. Isto por que:

- Os dados e parâmetros de modelos de sistemas elétricos reais geralmente são protegidos por regras de confidencialidade. Todos os parâmetros dos sistemas teste são, no entanto, públicos na literatura, o que os tornam mais convenientes de se usar e permitem que os

resultados sejam reproduzidos e comparados.

- Os modelos de sistemas elétricos reais tendem a ser demasiadamente detalhados, ocasionando em pesados, e por vezes lentos, modelos computacionais.
- Os resultados obtidos com modelos de sistemas reais são menos genéricos do que os obtidos com sistemas de teste de propósito geral, os quais podem ser mais facilmente validados e comparados com resultados de outras investigações.

### 6.3.1 *Simulações e resultados do sistema elétrico da Nova Inglaterra*

As equações que descrevem os geradores síncronos do sistema elétrico da Nova Inglaterra, assim como a implementação desse sistema no Matlab-Simulink podem ser encontrados em Canizares *et al.* (2015), Moeini *et al.* (2015) e Kundur *et al.* (1994). O sistema elétrico da Nova Inglaterra implementado nessa plataforma está ilustrado na Figura 107.

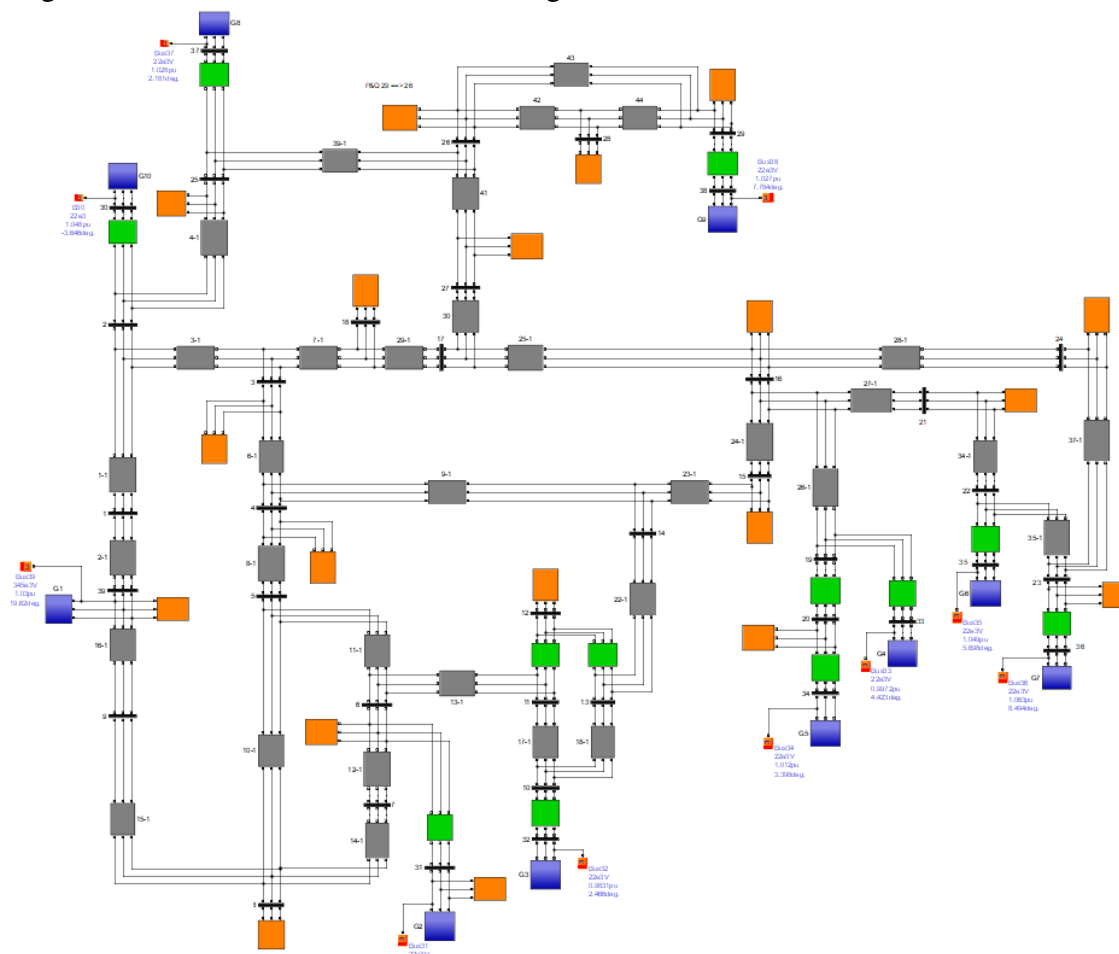
O sistema totaliza 10 geradores com potência ativa de 6166,2 MW e 1471,6 MVar de potência reativa, 19 cargas (6096,3 MW e 1409,1 MVar) e 46 linhas de transmissão. Os dados do sistema, geradores e dispositivos de controle associados podem ser consultados no Apêndice B.

Para investigar os impactos das fontes renováveis intermitentes na estabilidade desse sistema, alguns geradores síncronos são substituídos pelos modelos equivalentes das fontes apresentadas até aqui (Figuras 62 e 108). A análise é realizada através de dois cenários. No primeiro momento, o sistema elétrico renovável é inserido na barra 39 do sistema na Nova Inglaterra. Para não ocorrer alterações no fluxo de carga do sistema, a potência do gerador síncrono conectado nessa barra é reduzida proporcionalmente à potência da planta renovável inserida. Aqui se comparam os resultados obtidos no cenário 1 do sistema elétrico do WECC. Posteriormente, no segundo caso, o sistema elétrico da Nova Inglaterra é simulado com diferentes penetrações de fontes eólicas e fotovoltaicas. Geradores síncronos são substituídos cumulativamente pelos equivalentes renováveis. São permutados os geradores G4, G5, G9 e G7, nesta ordem.

Em resumo, a análise da influência das fontes renováveis na estabilidade do sistema elétrico da Nova Inglaterra é realizada por meio dos cenários:

- Cenário 01 - Análise do comportamento dinâmico da planta mediante uma falta trifásica com impedância de falta de  $30\Omega$  na barra 2 do sistema com duração de 200ms e posterior saída da linha de transmissão 2.

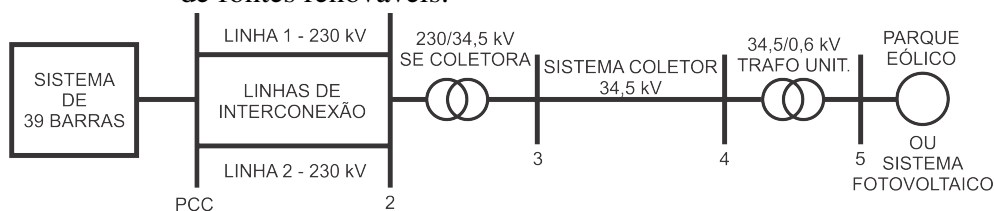
Figura 107 – Sistema elétrico da Nova Inglaterra modelado no Matlab-Simulink.



Fonte: Adaptado de Moeini *et al.* (2015).

Nota: A descrição das variáveis estão contidas no Apêndice B.

Figura 108 – Sistema elétrico *IEEE* acessado pelo sistema elétrico equivalente de fontes renováveis.



Fonte: Autoria própria.

- Cenário 02 - Análise do comportamento dinâmico do sistema elétrico com os geradores G4, G6, G7 e G9 substituídos pelos equivalentes das fontes renováveis quando submetido a uma falta trifásica sólida na barra 5 de 330ms e posterior saída da linha de transmissão que interliga as barras 5 e 8.

A análise da influência das fontes renováveis na estabilidade desse sistema é realizada a partir da observação da capacidade dos geradores síncronos manterem o sincronismo após perturbação no sistema. Trata-se da estabilidade de ângulo de rotor. A estabilidade da tensão



do sistema é analisada através da observação do comportamento da tensão nos momentos pré e pós-falta.

A estabilidade de ângulo de rotor do sistema é analisada a partir do comportamento dinâmico dos geradores síncrono G5 e G10. A seleção do gerador G10 com potência de 250 MW se deu em razão deste ser o menor gerador conectado e por isso possível de apresentar maior sensibilidade às perturbações. O gerador G5 foi selecionado por estar mais próximo eletricamente dos geradores renováveis inseridos e por isso, entende-se que ele sente as oscilações causadas pelas fontes renováveis com o menor amortecimento.

A estabilidade de tensão do sistema é analisada tomando como parâmetro a tensão na barra 4, pois cerca de 20% da carga do sistema está nas suas imediações.

Em ambos cenários, assim como nas simulações do sistema elétrico do *WECC*, os parques eólicos simulados são constituídos somente por um conjunto de unidades eólicas de cada tipo.

### **Cenário 01 - Análise do comportamento dinâmico da planta mediante uma falta trifásica com impedância de falta de $30\Omega$ na barra 2 do sistema com duração de 200ms e posterior saída da linha de transmissão 2.**

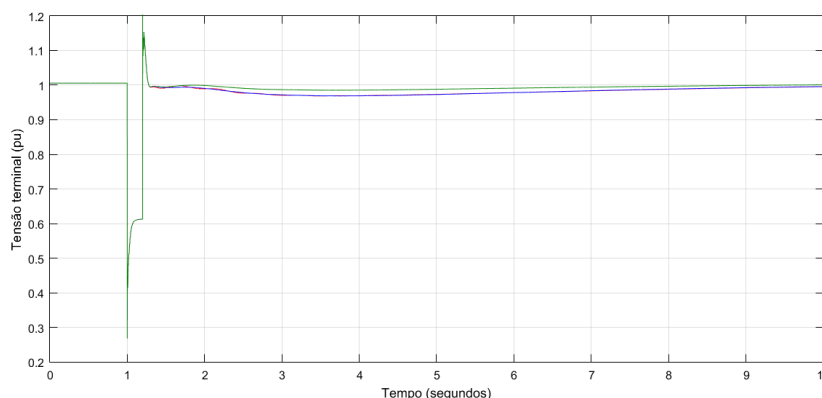
Objetiva-se com este cenário observar possíveis alterações no comportamento dinâmico das fontes quando conectados a distintos sistemas de potência. No caso específico, analisar o comportamento dinâmico das fontes intermitentes conectadas ao sistema elétrico de 39 barras. Dessa forma, comparar-se-á os resultados obtidos aqui com os obtidos quando simulados no sistema elétrico do *WECC*.

Neste cenário, os equivalentes elétricos das usinas eólicas e fotovoltaicas, cada uma a seu tempo, foram adicionadas à barra 39, onde está conectado o maior gerador síncrono do sistema (Gerador G1), com 1000MVA. Em todas as simulações, a potência dos geradores renováveis corresponde a 1,62% da potência total desse sistema elétrico, ou seja, 100MW. A potência do gerador G1 foi, portanto, reduzida em 100MW, para não alterar os fluxos de potência estabelecidos no cenário de referência. Os demais parâmetros deste sistema elétrico permaneceram inalterados.

O desempenho dessas usinas quando submetidas a perturbações internas às próprias instalações podem ser observadas nas Figuras 112, 110 e 109.

A perturbação simulada provocou afundamento da tensão terminal dos geradores para

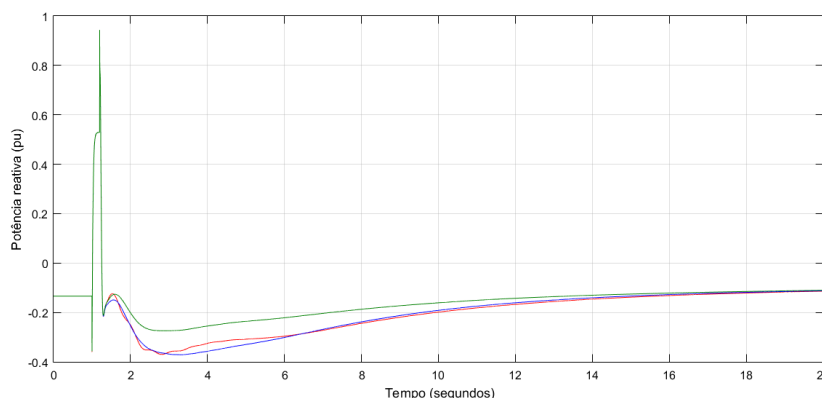
Figura 109 – Tensão terminal.



Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Usina eólica Tipo D. Vermelho: Usina eólica Tipo C. Verde: Usina fotovoltaica.

Figura 110 – Potência reativa.



Fonte: Autoria própria.

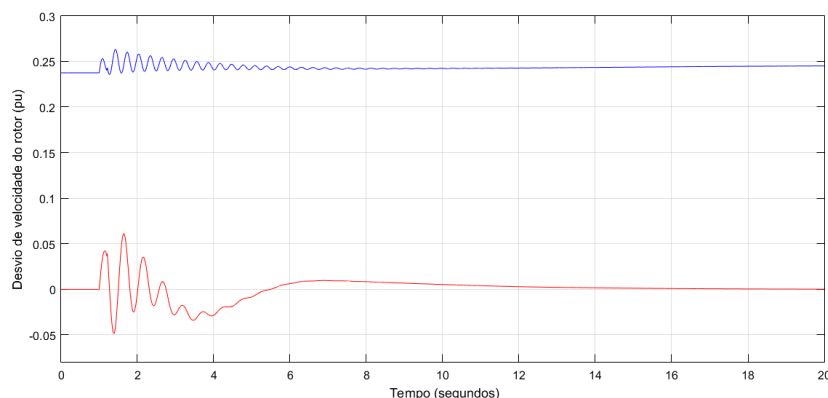
Legenda: Azul: Usina eólica Tipo D. Vermelho: Usina eólica Tipo C. Verde: Usina fotovoltaica.

0,27 pu em ambos parques eólicos e usina fotovoltaica, ilustrado na Figura 109. As plantas de geração atuaram de forma semelhante para minimizar a magnitude do afundamento para 0,62 pu. Eliminado o distúrbio, as tensões nominais de operação foram reestabelecidas em até 9 segundos.

O controle de tensão realizado pelas plantas se torna evidente quando observado desempenho da potência reativa gerada. Pela Figura 110, observa-se que os respectivos montantes de reativos injetados durante as faltas são semelhantes. Em cada simulação, cessada a falta, houve maior tempo de estabilização da potência reativa injetada pelos parques eólicos em virtude das oscilações mecânicas. Em decorrência da perda da linha de transmissão 2, a injeção de potência reativa é maior que antes da perturbação no sistema. Isso se deve, como destacado, a atuação do modo de controle de tensão.

A perturbações simuladas causam diferentes oscilações de velocidade nos aeroge-

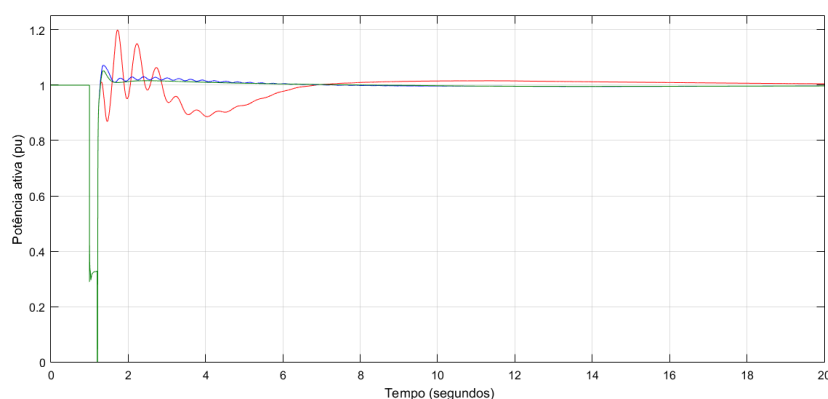
Figura 111 – Desvio de velocidade do gerador eólico.



Fonte: Autoria própria.

Legenda: Azul: Usina eólica Tipo D. Vermelho: Usina eólica Tipo C.

Figura 112 – Potência ativa.



Fonte: Autoria própria.

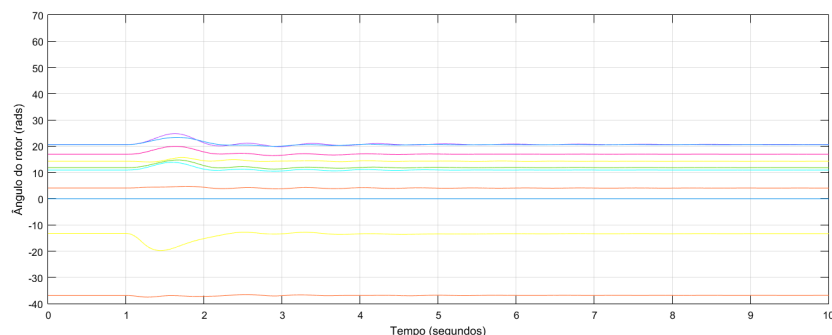
Legenda: Azul: Usina eólica Tipo D. Vermelho: Usina eólica Tipo C. Verde: Usina fotovoltaica.

radadores tipo C e D (Figura 111). A diferença deve-se a atuação dos conversores de potência. Conforme abordado no Capítulo 4, a menor oscilação apresentada pelo sistema elétrico com aerogeradores com conversor pleno se justifica pelo desacoplamento total do gerador da rede elétrica.

As oscilações de velocidade dos geradores eólicos interferem na injeção de potência ativa na rede elétrica. Enquanto que a potência ativa injetada pelo sistema fotovoltaico não oscila. O sistema com o parque eólico com conversor de potência parcial apresenta as maiores oscilações de potência ativa (Figura 112). Em decorrência das oscilações do sistema mecânico, o tempo de reestabelecimento da potência ativa gerada pelo aerogerador tipo C, após a eliminação da falta, é o maior. Sendo necessário cerca de 6 segundos para atingir os valores gerados antes da falta.

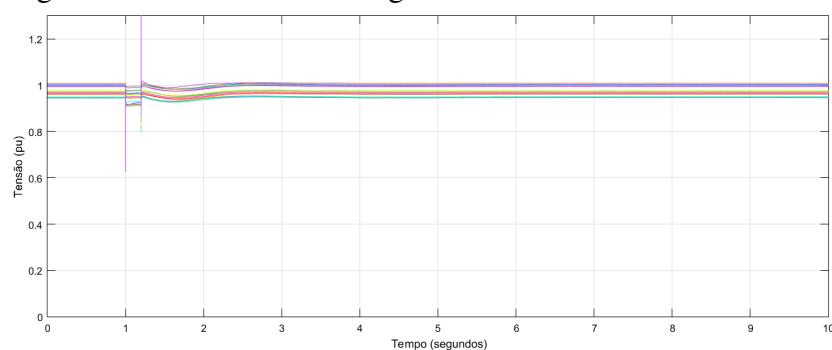
Em todas as simulações, o sistema elétrico da Nova Inglaterra se demonstrou estável

Figura 113 – Posição de ângulo de rotor dos geradores síncronos.



Fonte: Autoria própria.

Figura 114 – Tensões nas cargas do sistema.



Fonte: Autoria própria.

e robusto. Cessada perturbação, o sistema se recuperou e retornou à condição de equilíbrio, com todas as grandezas elétricas dentro das respectivas faixas de operação nominal. A Figura 113 ilustra a estabilidade do ângulo do rotor. Na figura é possível observar as posições angulares relativas dos rotores dos geradores síncronos com a presença do parque eólico com aerogerador tipo C.

A tensão nas cargas desses sistemas se mantiveram dentro dos valores nominais, mesmo com a ocorrência do distúrbio, conforme pode ser observado na Figura 114.

### **Cenário 02 - Análise do comportamento dinâmico do sistema elétrico com os geradores G4, G6, G7 e G9 substituídos pelos equivalentes das fontes renováveis quando submetido a uma falta trifásica sólida na barra 5 de 330ms e posterior saída da linha de transmissão que interliga as barras 5 e 8**

O objetivo neste cenário consiste em analisar o comportamento dinâmico do sistema elétrico da Nova Inglaterra em diferentes penetrações de fontes geradoras de energia renovável. Com objetivo de maximizar impactos na rede, optou-se por substituir os geradores síncronos próximos eletricamente. Neste caso se substituirá os geradores G4, G6, G7 e G9, por equivalentes

elétricos das fontes eólicas e fotovoltaicas com os mesmos montantes de potência.

Inicialmente se substituirá o gerador G4, que representa 10% da potência instalada do SEP. Em seguida, o gerador G6, que representa 11% da potência instalada, é também sobreposto. Com isso totaliza-se 21% de participação renovável no sistema. Em um terceiro momento, o gerador G9, com 830MW, 13%, também é trocado. O que resulta em 34% de participação de fontes intermitentes no sistema. Por fim, G7, que totalizam 9% da potência, é repostado pelo equivalente renovável. Atingindo uma participação de 43% na matriz geradora elétrica desse sistema de potência.

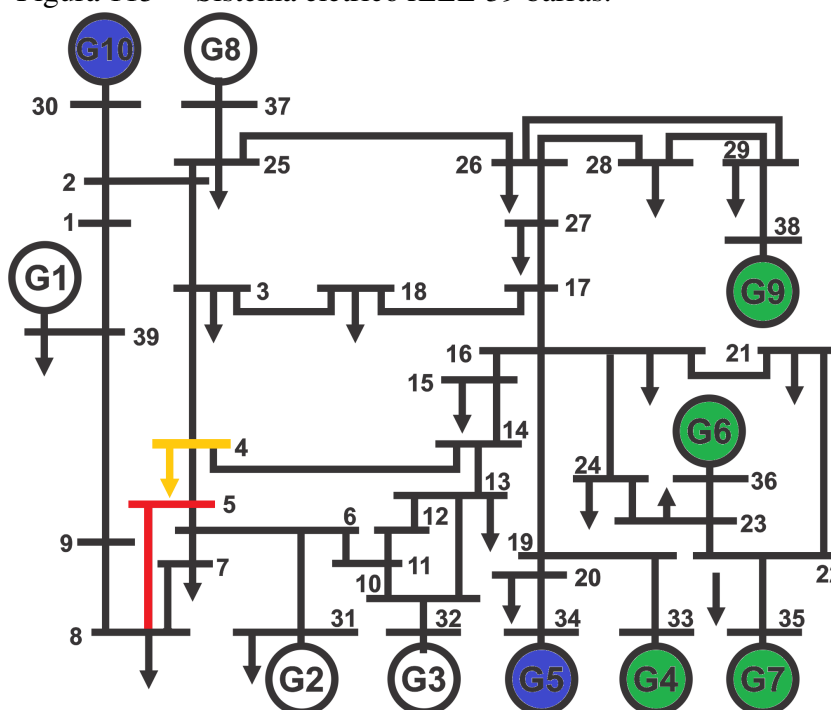
A análise da estabilidade deste sistema se dará pela observação do comportamento dinâmico dos geradores síncronos, que deverão manter o sincronismo e as tensões das cargas deverão retornar aos respectivos valores pré-falta, mesmo com a perda de algum elemento da rede.

Neste cenário, a posição da falta foi definida no ponto onde a tensão em regime permanente é a mais degradada e onde as menores oscilações possam impactar de forma significativa todo o sistema elétrico. Na barra 5, a tensão em regime é 0,97 pu. Nas imediações desta barra está 20% da carga do sistema que se integram por meio de três linhas de transmissão.

Assim, para análise da estabilidade desse sistema, definiu-se o gerador G5, conectado à barra 34, como o gerador em análise para representar o comportamento dinâmico do sistema como um todo. Este gerador é o mais próximo eletricamente dos geradores renováveis inseridos no sistema. Sendo, portanto, aquele que sofrerá maior influência do aumento da participação dessas fontes na matriz. O outro gerador síncrono observado é o G10. Sua eleição se deve ao porte da máquina, pois com 250MVA, este é o menor gerador conectado no sistema. A Figura 115 ilustra os geradores síncronos substituídos por plantas renováveis e os geradores síncronos que serão monitorados e a barra onde a perturbação é simulada.

A análise levada a cabo neste cenário, considerando as similaridades apresentadas pelas fontes renováveis eólicas simuladas até aqui, restringe-se à inserção de parques eólicos somente com aerogerador com conversor parcial. Completa o estudo do cenário, a avaliação do compartimento deste sistema *IEEE* com inserção de usinas fotovoltaicas, exclusivamente.

Considerando a simulação com inserção de parques eólicos, o sistema não manteve a estabilidade, após submetido à falta, quando a participação de geração eólica superou o montante de 34% de geração do sistema. Essa instabilidade é observada com a perda de sincronismo entre os geradores, conforme pode ser observado nas Figuras 116 e 117, referentes aos geradores

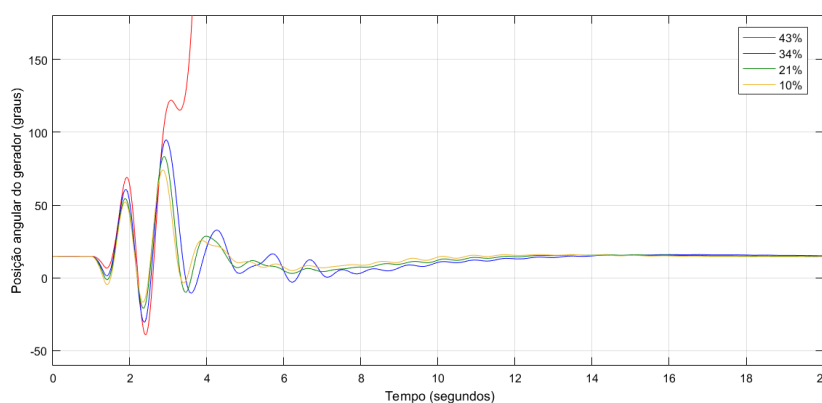
Figura 115 – Sistema elétrico *IEEE* 39 barras.

Fonte: Adaptado de Athay *et al.* (1979).

Legenda: Em verde: Geradores síncronos substituídos por fontes renováveis.  
Em azul: Geradores síncronos monitorados.  
Em vermelho: Barra submetida à perturbação e linha de transmissão desconectada em função do distúrbio.  
Em amarelo: Barra e cargas monitoradas.

síncronos G5 e G10 respectivamente.

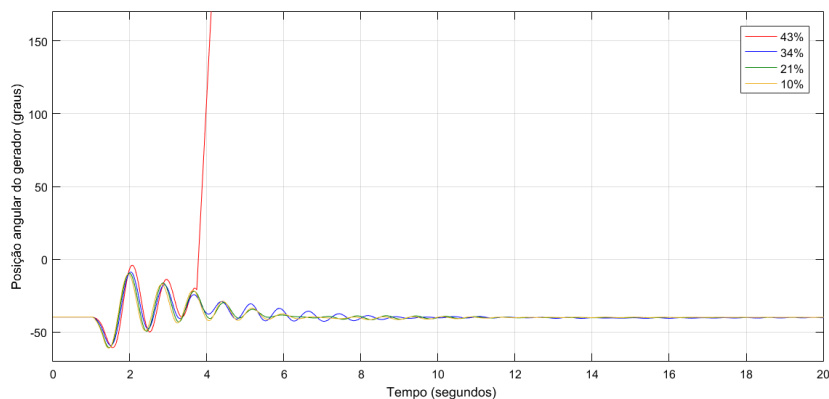
Figura 116 – Posição angular do rotor do gerador G5.



Fonte: Autoria própria.

O aumento da participação de geração eólica resulta em oscilações crescentes nas velocidades dos geradores até o limite da estabilidade seja superado, o que resulta no colapso do sistema. Enquanto a participação de geração eólica, modelada de acordo com o proposto pelo WECC, permaneceu inferior a 34%, o sistema consegue se recuperar da perturbação e manter as

Figura 117 – Posição angular do rotor do gerador G10.

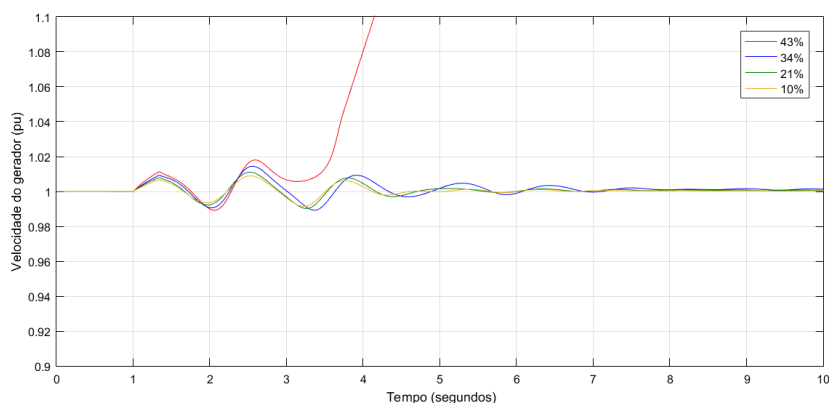


Fonte: Autoria própria.

tensões nos valores pré-falta, mesmo com a perda da linha de transmissão 10-1.

Destaca-se que o aumento da participação da fonte eólica na matriz elétrica deste sistema provoca, na ocorrência de uma perturbação, maiores oscilações tanto das velocidades quanto dos ângulos dos rotores dos geradores síncronos. As Figuras 118 e 119 evidenciam as alterações de velocidades dos geradores G5 e G10, respectivamente. Diante deste fato, conclui-se que deve haver um limite máximo de participação dessa fontes em um sistema real que não comprometa sua estabilidade e confiabilidade, assim como a qualidade do suprimento. Para a situação analisada neste trabalho, este limite é 34%.

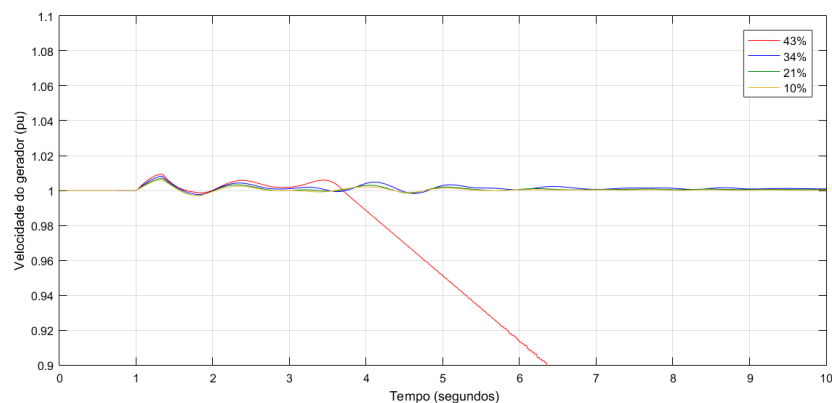
Figura 118 – Velocidade angular do gerador G5.



Fonte: Autoria própria.

A partir das Figuras 120 e 121, observa-se que não houve alteração significativa no comportamento pós-falta da fonte eólica conectada à barra 19 à medida que outros geradores síncronos foram sendo substituídos. Conforme a penetração de geração eólica aumentou, o tempo necessário para o reestabelecimento dos montantes de potência ativa gerador pelo parque eólico não se alterou, embora ocorressem com maiores oscilações. Tal característica carece

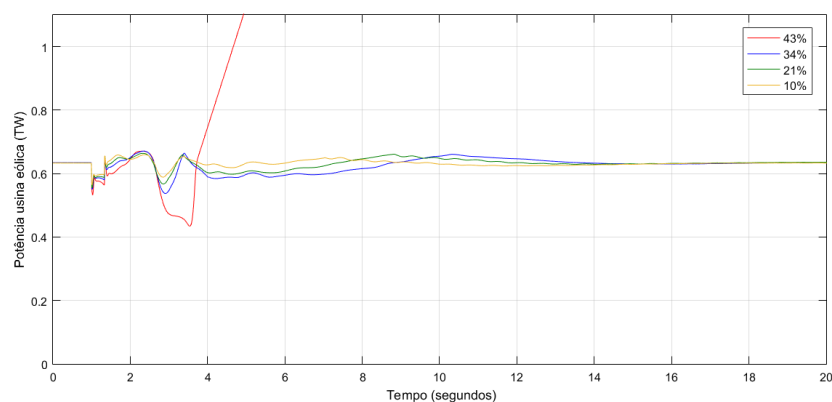
Figura 119 – Velocidade angular do gerador G10.



Fonte: Autoria própria.

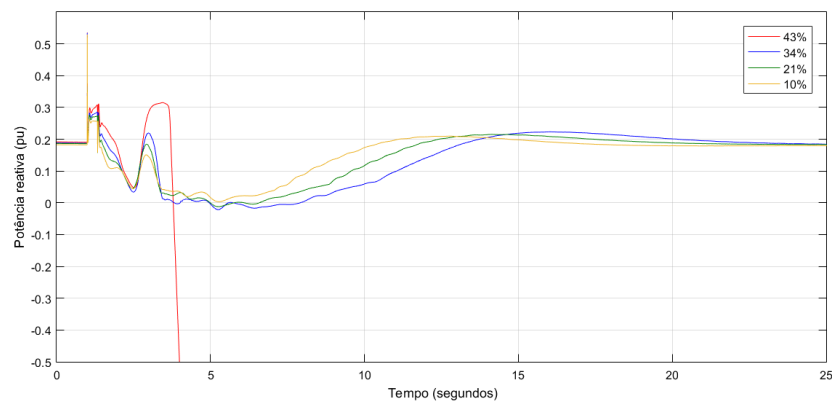
de validação com modelos e sistemas físicos. Sendo assim, não é possível identificar se esse desempenho está relacionado à natureza da fonte ou à modelagem implementada.

Figura 120 – Potência ativa.



Fonte: Autoria própria.

Figura 121 – Potência reativa.



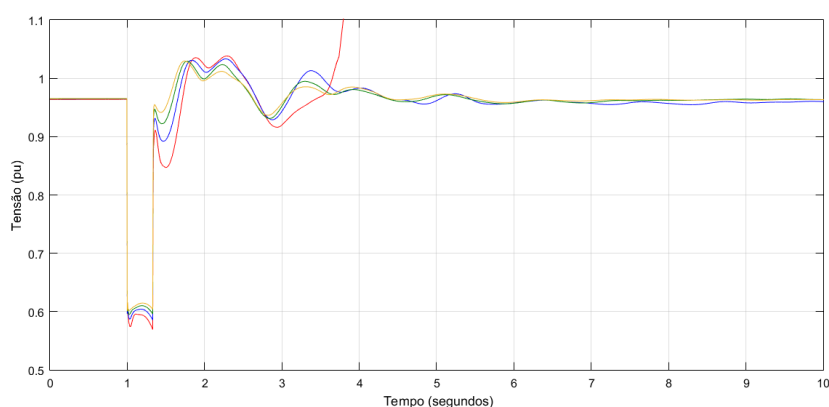
Fonte: Autoria própria.

Do ponto de vista da qualidade do suprimento, selecionou-se a carga de 500MW



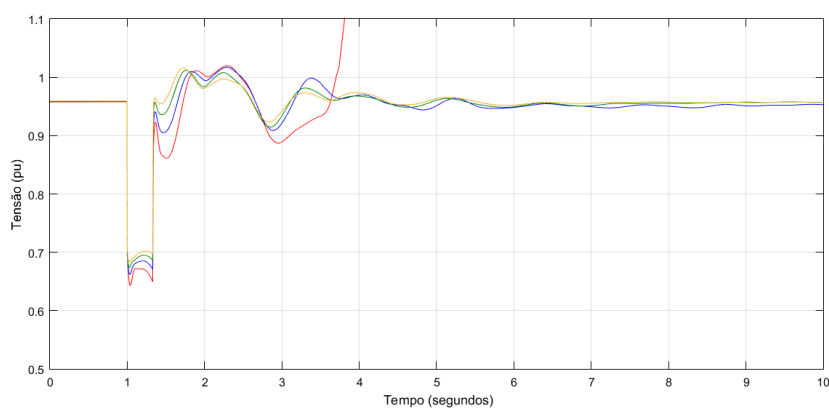
conectada à barra 4 do sistema para análise da estabilidade da tensão (Figura 115). Observa-se que, independente do montante de participação da geração eólica, a tensão suprida à carga retorna ao valor pré-falta 4 segundos após a eliminação da perturbação (Figura 122). Obviamente, isso não é válido para o cenário com 43% de geração renovável, pois, nessa situação, o sistema colapsa após o distúrbio. Destaca-se também que o aumento da penetração de geração intermitente enfraquece o sistema, haja vista que o afundamento da tensão no ponto de conexão da carga e na barra 5 se torna mais severo conforme a participação aumenta (Figura 123).

Figura 122 – Tensão no ponto da falta.



Fonte: Autoria própria.

Figura 123 – Tensão na carga.



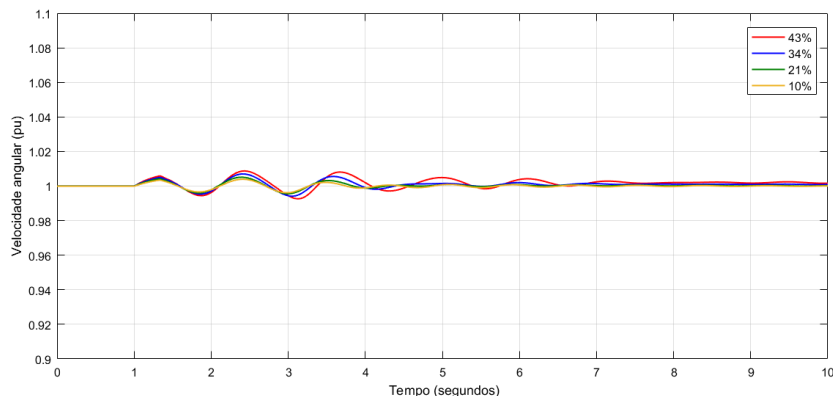
Fonte: Autoria própria.

Caso se tratasse de um sistema real, essa situação de colapso não ocorreria devido a atuação dos esquemas, sistemas e dispositivos de proteção. Neste cenário simulado, tais sistemas não estão integrados.

Avaliando o cenário com incremento da participação de geração fotovoltaica, observa-se que, para a mesma situação simulada, o sistema não colapsa, mesmo com participação de

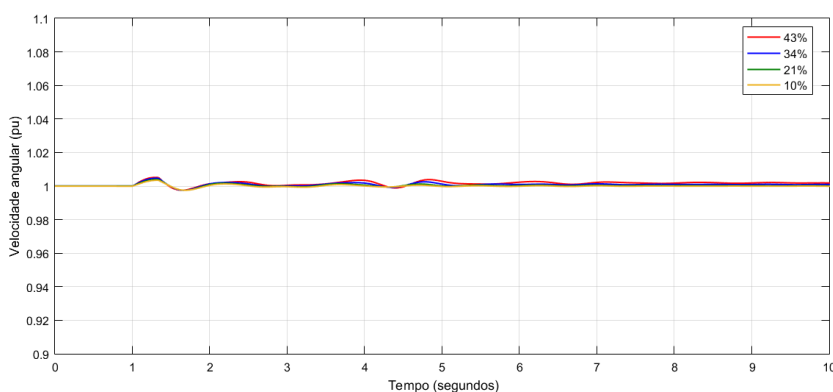
43% dessa fonte na matriz de geração. Analisando as Figuras 124 e 125, é possível observar menores oscilações da velocidade dos geradores G5 e G10 e também, por consequência, menores variações nas respectivas posições angulares desses geradores (Figuras 126 e 127).

Figura 124 – Velocidade angular do gerador G5.



Fonte: Autoria própria.

Figura 125 – Velocidade angular do gerador G10.

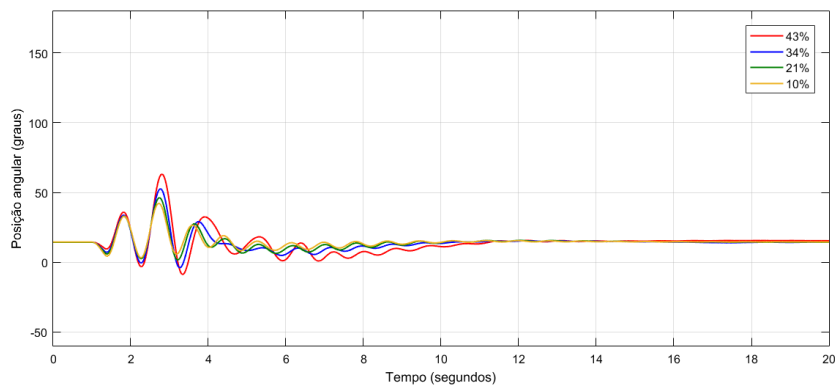


Fonte: Autoria própria.

Em virtude dessa menor instabilidade do sistema, este retorna mais rapidamente ao nível de regime quando a perturbação é eliminada.

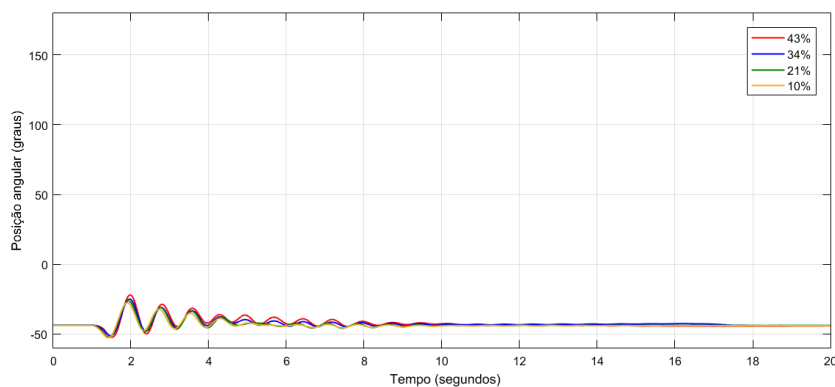
Por ser totalmente desacoplado da rede elétrica, o desempenho da fonte fotovoltaica durante e após distúrbios é definido pela lógica de controle implementada nos inversores e controladores da planta. Assim, perturbações na rede elétrica têm impacto reduzido na geração de potência. De tal forma que, como pode ser observado nas Figuras 128 e 129, a geração de potência da fonte que substituiu o gerador G4 retorna ao montante pré-falta mais rapidamente do que o observado com a geração eólica, que sofre influência das oscilações mecânicas internas causadas pela perturbação elétrica na rede. Esse rápido restabelecimento nas fontes fotovoltaicas proporciona, como destacado, menor impacto nos geradores síncronos, que oscilam menos e

Figura 126 – Posição angular do rotor do gerador G5.



Fonte: Autoria própria.

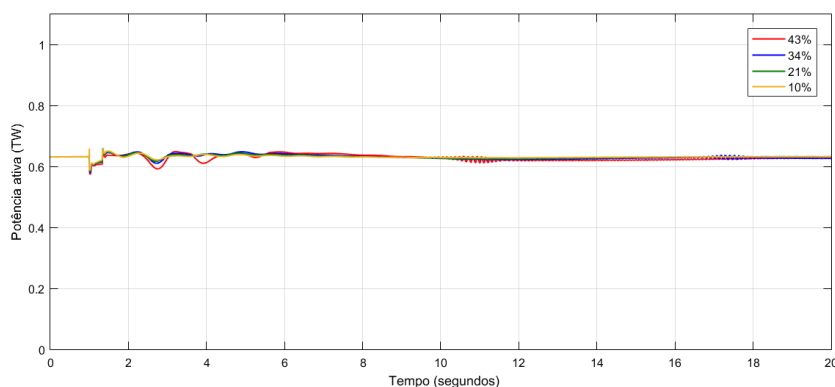
Figura 127 – Posição angular do rotor do gerador G10.



Fonte: Autoria própria.

com isso conseguem se recuperar mais rapidamente e manter o sistema operando.

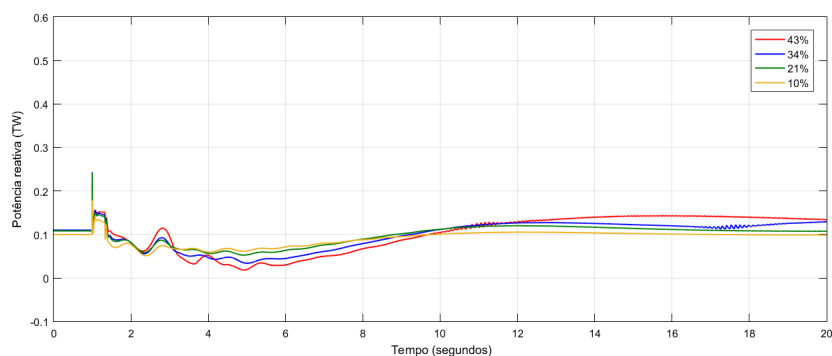
Figura 128 – Potência ativa.



Fonte: Autoria própria.

A junção dos desempenhos tanto dos geradores fotovoltaicos como dos síncronos é observado por meio do comportamento da tensão, tanto no ponto da falta como nas cargas (Figuras 130 e 131). As oscilações pós-falta são menores e, portanto, o restabelecimento da tensão de regime é mais rapidamente alcançado. O afundamento da tensão experimentado pela

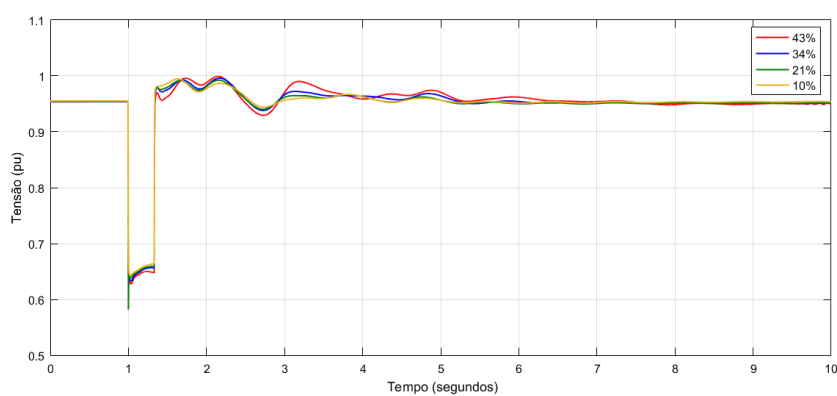
Figura 129 – Potência reativa.



Fonte: Autoria própria.

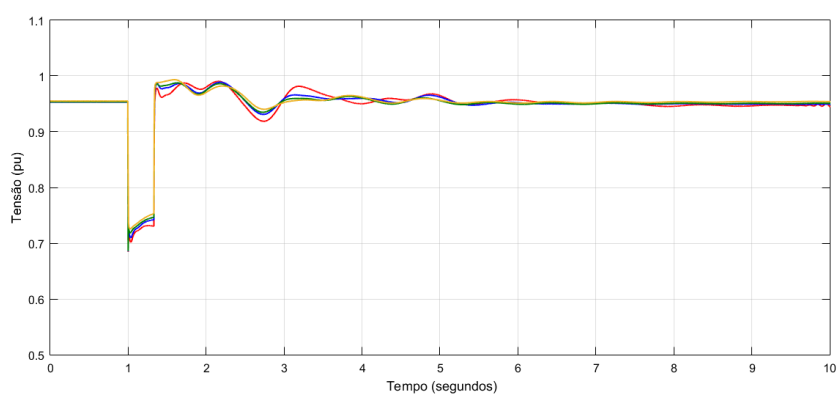
carga é menor quando o sistema é composto por fonte fotovoltaicas.

Figura 130 – Tensão no ponto da falta.



Fonte: Autoria própria.

Figura 131 – Tensão na carga.



Fonte: Autoria própria.

### 6.3.2 Considerações sobre os resultados do sistema elétrico da Nova Inglaterra

Observa-se que não há alteração significativa entre o comportamento apresentado no cenário 1 do sistema elétrico da Nova Inglaterra em relação ao observado no cenário 1 do

sistema elétrico do *WECC*. O que confirma que a atuação dos modelos genéricos de fontes renováveis são ajustáveis de forma a atender requisitos de operação de sistemas elétricos. A conexão do sistema elétrico dos parques eólicos e sistemas fotovoltaicos ao sistema elétrico da Nova Inglaterra, demonstrou que o comportamento dinâmico dessas fontes não se diferencia significativamente para a mesma perturbação ocorrida no sistema elétrico do *WECC*.

O sistema elétrico da Nova Inglaterra se manteve estável enquanto os geradores síncronos mantiveram o sincronismo. Conclui-se, portanto, que as fontes renováveis não são suficientes para causar a instabilidade do sistema. Embora as oscilações mecânicas ocorridas nos aerogeradores reflitam em oscilações nos geradores síncronos, estes podem dispor de controladores de velocidade para minizar essas perturbações.

O aumento da penetração de fontes renováveis no sistema de potência não apresenta impacto significativo no desvio de velocidade dos geradores síncronos. A afundamento da tensão nas barras monitoradas torna-se mais severo quanto maior é a penetração de fontes renováveis no sistema, confirmando observações de Khani *et al.* (2012).

A diminuição da robustez do sistema em decorrência da redução da inércia convencional aparenta ser fator de impacto na segurança e confiabilidade do sistema, conforme sugere Wang *et al.* (2016). De acordo com a publicação, a manutenção da robustez do SEP analisado é dependente do provimento de reserva de potência pela fontes não convencionais e que outros problemas de estabilidade (por exemplo instabilidade de tensão) não ocorram concomitantemente.

O desempenho satisfatório apresentado pela participação de sistemas fotovoltaico na estabilidade do SEP, contribuindo com o controle de tensão e com o amortecimento das oscilações dos geradores síncrono, confirma o postulado por Remon *et al.* (2017).

#### **6.4 Considerações sobre as simulações e análises de SEP usando modelos genéricos de fontes renováveis**

Neste capítulo foram apresentadas as simulações em Matlab-Simulink de sistemas elétricos com participação de fontes renováveis intermitentes modeladas conforme proposta do *WECC*.

Com base na revisão da bibliografia, constatou-se que os modelos genéricos atuam conforme especificado. A representação de fontes de geração renováveis por meio dos modelos genéricos proposto por *WECC* se mostrou satisfatória. O comportamento dinâmico dos modelos refletem a dinâmica física de aerogeradores e sistemas fotovoltaicos reais. O que confirma o

esperado, pois tais modelos foram validados com equipamentos de diversos fabricantes, como por exemplo Vestas, ABB e Siemens (POURBEIK, 2014).

## 7 CONCLUSÃO

Os modelos genéricos de fontes eólica e solar fotovoltaica apresentados e implementados se mostraram coerentes com as características dos geradores eólicos e fotovoltaicos que foram estudados nesta dissertação. Os cenários elaborados demonstraram que os modelos genéricos propostos representam com razoável fidelidade o comportamento dinâmico esperado para parques eólicos e usinas solar fotovoltaicas. Observou-se que os modelos de plantas de geração a energia renovável podem ser representados em aplicativos computacionais distintos sem perda de representatividade do comportamento das fontes. Os modelos das fontes de energia apresentaram bom desempenho e os controles das plantas operaram de forma a minimizar os efeitos de uma falta trifásica, podendo inclusive desconectá-las do sistema dependendo da severidade da perturbação.

Foram estudadas a modelagem dos geradores de indução e geradores síncronos, assim como as técnicas de controle realizadas pelos sistemas eólicos para possibilitar a operação dessas máquinas em velocidade variável. Simulações computacionais investigaram o comportamento dinâmico dos aerogeradores de velocidade variável e dos sistemas fotovoltaicos quando operados em distintos modos de controle e submetidos a diferentes faltas. Verificou-se que tanto os aerogeradores quanto os sistemas fotovoltaicos se mostraram robustos às faltas aplicadas. O que se deve, principalmente, ao desacoplamento das unidades geradoras da rede elétrica realizado pelos conversores de eletrônica de potência que, dentre outras funções, regulam a injeção de potência ativa e reativa no sistema e controlam a tensão terminal dos geradores. Constatou-se que aerogeradores tipo C sofrem maior impacto das oscilações de alta frequência em virtude da modelagem do sistema mecânico de duas massas. Os sistemas fotovoltaicos e os sistemas eólicos com aerogerador com conversor pleno, por estarem totalmente desacoplados da rede elétrica, são insensíveis às tais perturbações.

Observou-se que os modelos genéricos apresentados são configuráveis conforme as especificações técnicas de equipamentos e de sistemas reais. Os modelos simulados atenderam aos requisitos técnicos de operação e qualidade dos procedimentos de rede brasileiros. Notou-se que, na ocorrência das perturbações, as curvas de suportabilidade à falta não foram superadas; que houve suprimento de energia reativa durante as perturbações; a manutenção, quando solicitada, do fator de potência nas imediações da planta; e, também, o controle da tensão em regime permanente em um ponto de interesse definido pelo operador do sistema. Por fim, verificou-se a forma de atuação dos controles dos equipamentos e como estes contribuem para a estabilidade

angular dos demais geradores e para a estabilidade de tensão do sistema elétrico de potência.

Análises de estabilidade foram realizadas com diferentes níveis de participação de geração renovável intermitente. Observou-se a existência de um limite de participação de geração eólica capaz de manter o sistema operacional, mesmo quando submetido a uma perturbação severa. Nota-se que o aumento da penetração de geração renovável provoca, na ocorrência de perturbações, maiores oscilações de velocidade e maiores variações angulares dos rotores dos geradores síncronos. O que torna o sistema mais frágil. Contudo a perda de elementos da rede ou variações de carga não representam risco adicional de perda de estabilidade em virtude da presença ou não de geração eólica ou fotovoltaica.

Percebeu-se ainda que as plantas de geração de energia renovável somente tornaram-se instáveis após os geradores síncronos perderem o sincronismo, o que sugere que os geradores conectados por controladores dificilmente perdem a estabilidade por si próprios.

Percebeu-se que a diminuição da robustez do SEP, em decorrência da redução da inércia convencional, sugere ser um fator de impacto na segurança e confiabilidade do sistema. A segurança e confiabilidade são, portanto, dependentes do provimento de reserva de potência pela fontes não convencionais.

A partir da implementação dos modelos, simulações e análise dos resultados, concluiu-se que os objetivos desta dissertação foram alcançados. Foi possível compreender o comportamento dinâmico das plantas de geração de energia renovável intermitente, seus mecanismos de controle e gerenciamento. Além de estudar a relação entre essas novas tecnologias de conversão de energia e os tradicionais geradores síncronos. Considerando que os modelos de fontes de energia apresentados e utilizados neste trabalho foram validados e representam com considerável fidelidade o desempenho de máquinas, equipamentos e sistemas reais, entendem-se como válidos os resultados obtidos e confiantes as análises desenvolvidas.

Deste modo, esta dissertação proporciona a compreensão das características operativas das fontes de geração de energia renovável. Confirma a representabilidade dos modelos genéricos dessas plantas independente da plataforma de simulação. Contribui com informações a respeito da modelagem de elementos e equipamentos presentes no sistema elétrico de potência. Além de possibilitar o entendimento do impacto na manutenção da estabilidade desse sistema elétrico com o aumento da inserção de geração renovável atualmente em curso no mundo.



## 7.1 Trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, a serem realizados no bojo de simulações dinâmicas e modelagem, sugere-se:

- Estudar o comportamento das fontes renováveis quando conectadas a modelo equivalente do sistema elétrico brasileiro, notadamente do sistema elétrico da região nordeste do Brasil, onde se encontram a maior quantidade desse tipo de usina elétrica.
- Parametrizar os modelos desenvolvidos a partir de um aerogerador ou de um sistema fotovoltaico real e validar seu desempenho com o respectivo fabricante.
- Estudar o comportamento de sistema elétrico quando a participação de geração intermitente é superior à geração síncrona.
- Adequar os modelos genéricos apresentados e implementados aos *softwares* comerciais de análise de sistemas de potência utilizados pelos operadores de sistema elétricos brasileiros, como por exemplo, o ANATEM.
- Elaborar e propor modelos genéricos de sistemas de armazenamento de energia e de suprimentos de inércia sintética ao sistema elétrico de potência.
- Estudar modelagem de fontes renováveis com componentes de sequência zero e negativa.

## REFERÊNCIAS

- ABEEÓLICA. **Boletim Anual de Geração Eólica 2016**. São Paulo, Brasil, 2017.
- ACHILLES, S.; SCHRAMM, S.; BEBIC, J. **Transmission system performance analysis for high-penetration photovoltaics**. [S.l.], 2008.
- ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. [S.l.]: Wiley, 2005. ISBN 0-470-85508-8.
- AKHMATOV, V. **Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power**. Tese (Doutorado) — Technical university od Denmark, 2003.
- ALMEIDA, P. L. J. Dimensionamento de volantes de inércia para evitar problemas de estabilidade da frequência em redes isoladas com elevada geração fotovoltaica. 2013.
- ALVES, A. A. **Avaliação da estabilidade de tensão nos sistemas de distribuição considerando a injeção de potência da geração distribuída**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2016.
- ANAYA-LARA, O.; JENKINS, N.; EKANAYAKE, J. B.; CARTWRIGHT, P.; HUGHES, M. **Wind energy generation: modelling and control**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011.
- ANEEL, P. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional**. [S.l.]: Módulo 3, 2017.
- ATHAY, T.; PODMORE, R.; VIRMANI, S. A practical method for the direct analysis of transient stability. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 2, p. 573–584, 1979.
- BARATA, H. A. **Impacto de redes de distribuição com massiva conexão de geradores fotovoltaicos na estabilidade de tensão de longo-prazo em sistemas de potência**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Pará, 2017.
- BOSE, B. K. Power electronics and motor drives recent progress and perspective. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 56, n. 2, p. 581–588, 2009.
- BRETAS, N. G.; ALBERTO, L. F. C. **Estabilidade transitória em sistema eletroenergéticos**. [S.l.]: EESC/USP, 2000.
- CANIZARES, C.; FERNANDES, T.; JR, E. G.; GÈRIN-LAJOIE, L.; GIBBARD, M.; HISKENS, I.; KERSULIS, J.; KUIAVA, R.; LIMA, L.; MARCO, F. *et al.* Benchmark systems for small signal stability analysis and control. <http://resourcecenter.ieee-pes.org/pes/product/technical-reports/PESTR18>, IEEE Power and Energy Society, n. PES-TR, 2015.
- CHAGAS, A. G. **Avaliação da Estabilidade de Sistemas de Distribuição Considerando a Presença de Elevada Penetração de Geração Distribuída**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, 2016.
- CLARK, K.; MILLER, N. W.; SANCHEZ-GASCA, J. J. Modeling of ge wind turbine-generators for grid studies. **GE Energy**, v. 4, p. 0885–8950, 2010.
- COSTA, A. J. S. o.; SILVA, A. S. Controle e estabilidade de sistemas elétricos de potência. **Universidade Federal de Florianópolis**, 2000.

ELLIS, A.; MULJADI, E.; SANCHEZ-GASCA, J.; KAZACHKOV, Y. Generic models for simulation of wind power plants in bulk system planning studies. In: IEEE. **Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE**. [S.l.], 2011. p. 1–8.

EPE. O compromisso do brasil no combate às mudanças climáticas: produção e uso de energia. Rio de Janeiro, Brasil, 2016.

ESTANQUEIRO, A. I. A dynamic wind generation model for power systems studies. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 22, n. 3, p. 920–928, 2007.

HAN, X.; ZHANG, H. Power system electromagnetic transient and electromechanical transient hybrid simulation based on pscad. In: IEEE. **Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2015 5th International Conference on**. [S.l.], 2015. p. 210–215.

HANSEN, A. D.; MARGARIS, I. D. **Type IV wind turbine model**. [S.l.], 2014.

HONRUBIA-ESCRIBANO, A.; GOMEZ-LAZARO, E.; FORTMANN, J.; SØRENSEN, P.; MARTÍN-MARTÍNEZ, S. Generic dynamic wind turbine models for power system stability analysis: A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, 2017.

IEA. **Renewables Information: Overview**. Paris, França, 2017.

IEC. **Wind Turbines Part 21 - Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines**. [S.l.], 2009.

IEEE, P. T. F. on Benchmark Systems for S. C. **Benchmark Systems for Small-Signal Stability Analysis and Control**. 2013. Disponível em: <<http://www.sel.eesc.usp.br/ieec/>>.

ISODA, L. Y. **Análise da estabilidade estática de tensão de sistemas elétricos de potência usando uma rede neural baseada na teoria da ressonância adaptativa**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2009.

KAMARUZZAMAN, Z. A.; MOHAMED, A.; SHAREEF, H. Effect of grid-connected photovoltaic systems on static and dynamic voltage stability with analysis techniques—a review. **University Kebangsaan Malaysia**, v. 2015, n. 1, p. 1–8, 2015.

KHANI, D.; YAZDANKHAH, A. S.; KOJABADI, H. M. Impacts of distributed generations on power system transient and voltage stability. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 43, n. 1, p. 488–500, 2012.

KJAER, S. B.; PEDERSEN, J. K.; BLAABJERG, F. A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. **IEEE transactions on industry applications**, IEEE, v. 41, n. 5, p. 1292–1306, 2005.

KRATOCHVIL, J. A.; BOYSON, W. E.; KING, D. L. **Photovoltaic array performance model**. [S.l.], 2004.

KRAUSE, P.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S. D.; PEKAREK, S. **Analysis of electric machinery and drive systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013. v. 75.

KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. **Power system stability and control**. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994. v. 7.

KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V.; ANDERSSON, G.; BOSE, A.; CANIZARES, C.; HATZIARGYRIOU, N.; HILL, D.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C. *et al.* Definition and classification of power system stability ieeecigre joint task force on stability terms and definitions. **IEEE transactions on Power Systems**, IEEE, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, 2004.

LAMMERT, G.; OSPINA, L. D. P.; POURBEIK, P.; FETZER, D.; BRAUN, M. Implementation and validation of wecc generic photovoltaic system models in digsilent powerfactory. In: IEEE. **Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016**. [S.l.], 2016. p. 1–5.

MANSOUR, Y. *et al.* Voltage stability of power systems: concepts, analytical tools, and industry experience. **IEEE Special Publication, 90TH0358-2-PWR**, 1990.

MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Brasília, Brasil, 2015.

MOEINI, A.; KAMWA, I.; BRUNELLE, P.; SYBILLE, G. Open data ieeec test systems implemented in simpowersystems for education and research in power grid dynamics and control. In: IEEE. **Power Engineering Conference (UPEC), 2015 50th International Universities**. [S.l.], 2015. p. 1–6.

MULJADI, E.; ELLIS, A. Final project report wecc wind generator development. **Prepared by National Renewable Energy Laboratory, University of California–California Institute for Energy and Environment**, 2010.

MULJADI, E.; SINGH, M.; GEVORGIAN, V. **User guide for PV dynamic model simulation written on PSCAD platform**. [S.l.], 2014.

NASCIMENTO, R. L. Energia solar no brasil: situação e perspectivas. Câmara dos Deputados, Consultoria Legislativa, 2017.

ONS. Diretrizes e critérios para estudos elétricos. In: **Procedimento de Rede - Módulo 23.3**. [S.l.: s.n.], 2010.

ONS, P. Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas. In: **Procedimento de Rede - Módulo 26.2**. [S.l.: s.n.], 2010.

ONS, P. Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. In: **Procedimento de Rede - Módulo 3.6**. [S.l.: s.n.], 2010.

PAIM, A. **Energyfunctionanalysisforpowersystem stability**. [S.l.]: TheNetherlands: KluwerAcademicPublishers, 1989.

PATEL, M. R. **Wind and solar power systems: design, analysis, and operation**. [S.l.]: CRC press, 2005.

PERDANA, A. **Dynamic models of wind turbines**. [S.l.]: Chalmers University of Technology, 2008.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro: CEPEL**, 2014.

PINTO, M. de O. **Fundamentos de energia eólica**. [S.l.]: Grupo Gen-LTC, 2013.

PIWKO, R.; CAMM, E.; ELLIS, A.; MULJADI, E.; ZAVADIL, R.; WALLING, R.; O'MALLEY, M.; IRWIN, G.; SAYLORS, S. A whirl of activity. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 7, n. 6, p. 26–35, November 2009. ISSN 1540-7977.

POURBEIK, P. Proposed changes to the wecc wt3 generic model for type 3 wind turbine generators. In: . [S.l.: s.n.], 2013.

POURBEIK, P. Proposed changes to the wecc wt4 generic model for type 4 wind turbine generators. **Prepared under Subcontract No. NFT-1-11342-01 with NREL, Issued to WECC REMTF and IEC TC88 WG27**, v. 12, n. 16, p. 11, 2013.

POURBEIK, P. Specification of the second generation generic models for wind turbine generators. **USA: Electric Power Research Institute**, 2014.

POURBEIK, P.; AKHMATOV, V.; AKIYAMA, Y.; BEAULIEU, D.; BOYER, R.; EBRAHIMIAN, R.; HOLLY, M.; JACOBSON, D.; KABOURIS, J.; MATA, J.; MECHENBIER, J.; OYAMA, T.; RAVALLI, P.; TSOURAKIS, Y.; VOURNAS, C.; ARINAGA, S.; MATSUSHITA, T.; NIIRANEN, J.; HATZIARGYRIOU, N.; KAZACHKOV, Y. **Modeling and Dynamic Behavior of Wind Generation as it Relates to Power System Control and Dynamic Performance**. [S.l.]: CIGRE, 2007.

PRICE, W.; SANCHEZ-GASCA, J. Simplified wind turbine generator aerodynamic models for transient stability studies. In: **IEEE. Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE'06. 2006 IEEE PES**. [S.l.], 2006. p. 986–992.

REMON, D.; CANTARELLAS, A. M.; MAURICIO, J. M.; RODRIGUEZ, P. Power system stability analysis under increasing penetration of photovoltaic power plants with synchronous power controllers. **IET Renewable Power Generation**, IET, v. 11, n. 6, p. 733–741, 2017.

REN21. **Renewables 2017 Global Status Report**. Paris, 2017.

SHAH, R.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R.; RAMACHANDARAMURTHY, V. A review of key power system stability challenges for large-scale pv integration. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 41, p. 1423–1436, 2015.

SILVA, E. N.; JÚNIOR, A. C.; JESUS, K. S. de; RODRIGUES, A. B.; SILVA, M. G. da. Avaliação probabilística do impacto de gd fotovoltaica e eólica nos índices de desempenho da rede de distribuição. 2015.

SLOOTWEG, J. G. **Wind power: Modelling and impact on power system dynamics**. Tese (Doutorado) — Delft University of Technology, Netherlands, 2003.

SOHN, A. P. **Estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de diferentes modelos de unidades eólicas**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2014.

SOHN, A. P.; ALBERTO, L. F. C. Aerogeradores de velocidade variável em sistemas elétricos de potência: análises de estabilidade. In: **V Simpósio brasileiro de sistemas de elétricos (SBSE)**. [S.l.: s.n.], 2014. ISBN 2177-6164.

SØRENSEN, P. E.; ANDRESEN, B.; FORTMANN, J.; JOHANSEN, K.; POURBEIK, P. Overview, status and outline of the new iec 61400-27–electrical simulation models for wind power generation. In: **10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms**. [S.l.: s.n.], 2011.

SOTO, W. D.; KLEIN, S.; BECKMAN, W. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. **Solar energy**, Elsevier, v. 80, n. 1, p. 78–88, 2006.

STEVENSON, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. [S.l.]: McGraw-Hill do Brasil, 1974.

SUAMPUN, W. Voltage stability analysis of grid-connected photovoltaic power systems using cpflow. **Procedia Computer Science**, Elsevier, v. 86, p. 301–304, 2016.

TAN, Y. T.; KIRSCHEN, D. S. Impact on the power system of a large penetration of photovoltaic generation. In: IEEE. **Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE**. [S.l.], 2007. p. 1–8.

TAN, Y. T.; KIRSCHEN, D. S.; JENKINS, N. A model of pv generation suitable for stability analysis. **IEEE Transactions on energy conversion**, IEEE, v. 19, n. 4, p. 748–755, 2004.

TAYLOR, C. W. **Power system voltage stability**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. **Grid converters for photovoltaic and wind power systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. v. 29.

WANG, Y.; SILVA, V.; LOPEZ-BOTET-ZULUETA, M. Impact of high penetration of variable renewable generation on frequency dynamics in the continental europe interconnected system. **IET Renewable Power Generation**, IET, v. 10, n. 1, p. 10–16, 2016.

WECC, R. E. M. T. F. Wecc wind power plant dynamic modeling guide. **Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group**, v. 19, 2010.

WECC, R. E. M. T. F. **WECC Solar Plant Dynamic Modeling Guidelines**. [S.l.]: April, 2014.

XIA, C. The analysis of the differences between electromechanical transients simulation and electromagnetic transients simulation. In: **Journal of Power and Energy Engineering - JPEE**. [S.l.: s.n.], 2014. v. 2, n. 9.

XUE, Y.; MANJREKAR, M.; LIN, C.; TAMAYO, M.; JIANG, J. N. Voltage stability and sensitivity analysis of grid-connected photovoltaic systems. In: IEEE. **Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE**. [S.l.], 2011. p. 1–7.

ZAVADIL, R.; MILLER, N.; ELLIS, A.; MULJADI, E.; POURBEIK, P.; SAYLORS, S.; NELSON, R.; IRWIN, G.; SAHNI, M. S.; MUTHUMUNI, D. Models for change. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 9, n. 6, p. 86–96, Nov 2011. ISSN 1540-7977.

ZHAO, S.; NAIR, N.-K. Assessment of wind farm models from a transmission system operator perspective using field measurements. **IET renewable power generation**, IET, v. 5, n. 6, p. 455–464, 2011.

## APÊNDICE A – DADOS ESTÁTICOS DOS SISTEMA ELÉTRICO PROPOSTO POR WECC

O sistema elétrico proposto pelo WECC para análise de desempenho dinâmico de plantas de geração de energia renovável é composto por 5 barras, cujo ponto de conexão é considerado um barramento infinito. O diagrama esquemático está presente na seção 6.2. Este sistema também pode ser encontrado em Muljadi e Ellis (2010) e Muljadi *et al.* (2014). Os dados, quando não especificados, estão em pu. Todos os dados estão na base de 100 MVA.

Tabela 5 – Dados das barras do sistema.

Barra	Tensão (kV)
501	0,6
502	34,5
503	34,5
504	230
PCC	230

Tabela 6 – Reatância dos geradores em regime permanente.

Gerador	Tipo	Reatância transitória (x'd)
Turbina eólica 1,5 MW	C	0,8
Turbina eólica 2.5 MW	D	9999
Sistema Fotovoltaico	-	9999

Tabela 7 – Linhas e transformadores para o sistema classificado como fraco ( $R_{cc} = 10$  no PCC).

Barra de	Barra para	Resistência	Reatância	Shunt total	Tap trafo
501	502	0	0,05	0	0
502	503	0,015	0,025	0,1	0
503	504	0	0,1	0,1	0
504	PCC	0,02	0,25	0,05	0
504	PCC	0,02	0,25	0,05	0

Tabela 8 – Linhas e transformadores para o sistema classificado como forte ( $R_{cc} = 25$  no PCC).

Barra de	Barra para	Resistência	Reatância	Shunt	Trafo
501	502	0	0,05	0	0

Continua na próxima página

Tabela 8 – continuação da página anterior

<b>Barra de</b>	<b>Barra para</b>	<b>Resistência</b>	<b>Reatância</b>	<b>Shunt</b>	<b>Trafo</b>
502	503	0,015	0,025	0,1	0
503	504	0	0,1	0,1	0
504	PCC	0,01	0,1	0,2	0
504	PCC	0,01	0,1	0,2	0



## APÊNDICE B – DADOS ESTÁTICOS E DINÂMICOS DO SISTEMA ELÉTRICO DO *IEEE*

O sistema elétrico da Nova Inglaterra, proposto pelo *IEEE*, é composto por 39 barras e 10 geradores síncronos. O diagrama esquemático foi apresentado na seção 6.3. Este sistema também pode ser encontrado em Athay *et al.* (1979), Moeini *et al.* (2015) e IEEE (2013). Os dados estáticos listados a seguir se referem ao fluxo de potência para o cenário original, de referência e o dados dinâmicos se referem ao gerador síncrono de modelo de quarta ordem. Os dados, quando não especificados, estão em pu. Todos os dados estão na base de 100 MVA. Para converter a constante de inércia e a reatância subtransitória que estão expressos na potência base da máquina ( $M_{base}$ ) para a potência de base do sistema ( $S_{base}$ ), utiliza-se as equações B.1 e B.1.

$$H_{M_{base}} M_{base} = H_{S_{base}} S_{base} \quad (B.1)$$

$$x' d_{M_{base}} S_{base} = x' d_{S_{base}} M_{base} \quad (B.2)$$

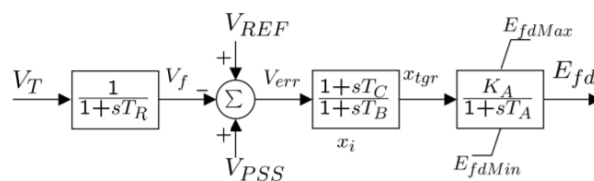
Tabela 9 – Geradores - Dados estáticos do sistema *IEEE* 39 barras.

<b>Barra</b>	<b>P(MW)</b>	<b>Q(MVAR)</b>	<b>Qmin(MVAR)</b>	<b>Qmax(MVAR)</b>
31	546,2	145,13	sem limite	sem limite
39	1000,0	322,33	sem limite	sem limite
30	250,0	168,12	sem limite	sem limite
32	650,0	146,96	sem limite	sem limite
33	632,0	50,78	sem limite	sem limite
34	508,0	140,97	sem limite	sem limite
35	650,0	232,73	sem limite	sem limite
36	560,0	199,11	sem limite	sem limite
37	540,0	17,31	sem limite	sem limite
38	830,0	48,18	sem limite	sem limite

Todos os geradores são equipados com sistemas reguladores automáticos de tensão (*AVR*). O modelo desse controlador é apresentado na Figura 132. Enquanto que os ajustes do parâmetros desse sistema estão resumidos na Tabela 10.

Em regime permanente, quando o desvio de velocidade é nulo, o regulador de tensão opera apenas em função do erro da tensão, contudo, durante um transitório, a velocidade do gerador deixa de ser constante e o ângulo do rotor varia, gerando oscilações eletromecânicas na máquina. Diante disto, o estabilizador de de sistema de potência (*Power System Stabilizer*

Figura 132 – Diagrama de blocos do AVR.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 10 – Regulador de tensão dos geradores - Dados dinâmicos do sistema *IEEE* de 39 barras.

Barra	$T_R$	$K_A$	$T_A(s)$	$T_B(s)$	$T_C(s)$	$V_{term}$	$E_{fd_{min}}$	$E_{fd_{max}}$
30	0,01	200	0,015	10	1	1,03	-5	5
31	0,01	200	0,015	10	1	1,03	-5	5
32	0,01	200	0,015	10	1	1,03	-5	5
33	0,01	200	0,015	10	1	1,03	-5	5
34	0,01	200	0,015	10	1	1,03	-5	5
35	0,01	200	0,015	10	1	1,03	-5	5
36	0,01	200	0,015	10	1	1,03	-5	5
37	0,01	200	0,015	10	1	1,03	-5	5
38	0,01	200	0,015	10	1	1,03	-5	5
39	0,01	200	0,015	10	1	1,03	-5	5

(*PSS*) atua por meio da excitação do gerador para regular essas oscilações de potência e, conseqüentemente, aumentar sua estabilidade. O *PSS* opera, portanto, por meio do regulador de tensão, influenciando seu ponto de ajuste. Neste disetaração foi implementado o *Multiband Power System Stabilizer* (*MBPSS*). Os detalhes quanto a sua implementação podem ser consultado no material de ajuda do Matlab. Os ajustes do parâmetros desse sistema estão resumidos na Tabela 11.

Tabela 11 – Sistema estabilizador de potência dos geradores - Dados dinâmicos do sistema *IEEE* 39 barras.

Barra	Gerador	$F_l$	$K_l$	$F_i(s)$	$K_i(s)$	$F_h$	$K_h$
30	1	0,2	30	1,25	40	12	160
31	2	0,2	30	1,25	40	12	160
32	3	0,2	30	1,25	40	12	160
33	4	0,2	30	1,25	40	12	160
34	5	0,2	30	1,25	40	12	160
35	6	0,2	30	1,25	40	12	160
36	7	0,2	30	1,25	40	12	160
37	8	0,2	30	1,25	40	12	160
38	9	0,2	30	1,25	40	12	160
39	10	0,2	30	1,25	40	12	160

Tabela 12 – Geradores - Dados dinâmicos do sistema *IEEE* 39 barras.

Barra	$M_{base}(MVA)$	$x_l$	$r_a$	$x_d$	$x'_d$	$x''_d$	$T'_{do}(s)$	$T''_{do}(s)$
30	1.000	0,125	0,0014	1,000	0,310	0,01	10,20	0,003
31	1.000	0,350	0,0270	2,950	0,697	0,01	6,560	0,003
32	1.000	0,304	0,00386	2,495	0,531	0,01	5,700	0,003
33	1.000	0,295	0,00222	2,620	0,436	0,01	5,690	0,003
34	1.000	0,540	0,0014	6,700	1,320	0,01	5,400	0,003
35	1.000	0,224	0,0615	2,540	0,500	0,01	7,300	0,003
36	1.000	0,322	0,00268	2,950	0,490	0,01	5,660	0,003
37	1.000	0,280	0,00686	2,900	0,570	0,01	6,700	0,003
38	1.000	0,298	0,0030	2,106	0,570	0,01	4,790	0,003
39	1.000	0,030	0,0010	0,200	0,060	0,01	7,000	0,003

$x_q$	$x'_q$	$x''_q$	$T'_{qo}(s)$	$T''_{qo}(s)$	$H(s)$	$d_o$	$d_1$
0,690	0,08	0,03	1,500	0,005	4,200	0	0
2,820	1,7	0,03	1,500	0,005	3,030	0	0
2,370	0,876	0,03	1,500	0,005	3,580	0	0
2,580	1,66	0,03	1,500	0,005	2,860	0	0
6,200	1,66	0,03	0,440	0,005	2,600	0	0
2,410	0,814	0,03	0,400	0,005	3,480	0	0
2,920	1,86	0,03	1,500	0,005	2,640	0	0
2,800	0,911	0,03	0,410	0,005	2,430	0	0
2,050	0,587	0,03	1,960	0,005	3,450	0	0
0,190	0,080	0,03	0,700	0,005	50,00	0	0

Tabela 13 – Barras - Dados estáticos do sistema *IEEE* 39 barras.

<b>Barra</b>	<b>Tensão(kV)</b>	<b>Tensão</b>	<b>Ângulo(graus)</b>	<b>P(MW)</b>	<b>Q(MVAR)</b>	<b>Shunt</b>
1	345	1,036	21,20	0,00	0,00	0
2	345	1,020	23,95	0,00	0,00	0
3	345	0,992	20,96	322,00	2,40	0
4	345	0,956	19,97	500,00	184,00	0
5	345	0,956	21,17	0,00	0,00	0
6	345	0,956	21,81	233,00	84,00	0
7	345	0,955	20,26	0,00	0,00	0
8	345	0,954	19,49	522,00	176,00	0
9	345	1,013	19,58	0,00	0,00	0
10	345	0,963	24,59	0,00	0,00	0
11	345	0,959	23,64	0,00	0,00	0
12	230	0,626	23,68	7,50	88,00	0
13	345	0,961	23,83	0,00	0,00	0
14	345	0,962	22,08	0,00	0,00	0
15	345	0,970	21,87	320,00	153,00	0
16	345	0,989	23,51	329,00	32,30	0
17	345	0,993	22,31	0,00	0,00	0
18	345	0,991	21,33	158,00	30,00	0
19	345	0,990	29,24	0,00	0,00	0
20	345	0,987	28,24	628,00	103,00	0
21	345	0,996	26,06	274,00	115,00	0
22	345	1,022	30,74	0,00	0,00	0
23	345	1,020	30,51	247,50	84,60	0
24	345	0,997	23,63	308,60	-92,00	0
25	345	1,028	25,41	224,00	47,20	0
26	345	1,018	24,17	139,00	17,00	0
27	345	1,000	22,08	281,00	75,50	0
28	345	1,019	27,83	206,00	27,60	0
29	345	1,021	30,72	283,50	26,90	0
30	22	1,048	-3,65	250,00	168,12	0
31	22	0,982	0,00	9,20	4,60	0
32	22	0,983	2,47	650,00	146,96	0
33	22	0,997	4,42	632,00	50,78	0
34	22	1,012	3,40	508,00	140,97	0
35	22	1,049	5,70	650,00	232,73	0
36	22	1,064	8,49	560,00	199,11	0
37	22	1,028	2,18	540,00	17,31	0
38	22	1,027	7,78	830,00	48,18	0
39	345	1,030	19,62	1104,00	250,00	0

Tabela 14 – Linhas e transformadores - Dados estáticos do sistema *IEEE* 39 barras.

<b>Barra de</b>	<b>Barra para</b>	<b>Resistência</b>	<b>Reatância</b>	<b>Shunt</b>	<b>Tap trafo</b>
1	2	0,0035	0,0411	0,6987	0
1	39	0,001	0,025	0,75	0
2	3	0,0013	0,0151	0,2572	0
2	25	0,007	0,0086	0,146	0
2	30	0	0,0181	0	1,025
3	4	0,0013	0,0213	0,2214	0
3	18	0,0011	0,0133	0,2138	0
4	5	0,0008	0,0128	0,1342	0
4	14	0,0008	0,0129	0,1382	0
5	8	0,0008	0,0112	0,1476	0
6	5	0,0002	0,0026	0,0434	0
6	7	0,0006	0,0092	0,113	0
6	11	0,0007	0,0082	0,1389	0
7	8	0,0004	0,0046	0,078	0
8	9	0,0023	0,0363	0,3804	0
9	39	0,001	0,025	1,2	0
10	11	0,0004	0,0043	0,0729	0
10	13	0,0004	0,0043	0,0729	0
10	32	0	0,02	0	1,07
12	11	0,0016	0,0435	0	1,006
12	13	0,0016	0,0435	0	1,006
13	14	0,0009	0,0101	0,1723	0
14	15	0,0018	0,0217	0,366	0
15	16	0,0009	0,0094	0,171	0
16	17	0,0007	0,0089	0,1342	0
16	19	0,0016	0,0195	0,304	0
16	21	0,0008	0,0135	0,2548	0
16	24	0,0003	0,0059	0,068	0
17	18	0,0007	0,0082	0,1319	0
17	27	0,0013	0,0173	0,3216	0
19	33	0,0007	0,0142	0	1,07
19	20	0,0007	0,0138	0	1,06
20	34	0,0009	0,018	0	1,009
21	22	0,0008	0,014	0,2565	0
22	23	0,0006	0,0096	0,1846	0
22	35	0	0,0143	0	1,025
23	24	0,0022	0,035	0,361	0
23	36	0,0005	0,0272	0	1
25	26	0,0032	0,0323	0,513	0
25	37	0,0006	0,0232	0	1,025
26	27	0,0014	0,0147	0,2396	0
26	28	0,0043	0,0474	0,7802	0
26	29	0,0057	0,0625	1,029	0
28	29	0,0014	0,0151	0,249	0
29	38	0,0008	0,0156	0	1,025
31	6	0	0,025	0	1

## APÊNDICE C – PARÂMETROS DOS MODELOS GNÉRICOS APRESENTADOS

Os parâmetros dos modelos dos sistemas que formam cada tipo de modelo genérico de unidade eólica são apresentados. Estes parâmetros podem ser encontrados em Perdana (2008), Clark *et al.* (2010), WECC (2010), WECC (2014), Pourbeik (2014), Muljadi *et al.* (2014) e Hansen e Margaris (2014). Os parâmetros dos modelos do gerador/conversor de energia renovável (*REGC*) e do controlador do sistema de geração de energia renovável (*REEC*) estão na base do gerador, enquanto que os parâmetros do modelo do controlador do parque renovável (*REPC*) estão na base do sistema que é 100 MVA.

### SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Tabela 15 – Parâmetros do modelo do gerador/conversor de energia renovável do sistema fotovoltaico - *REGC*.

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$T_{ftr}$	Constante de tempo de atraso do filtro de tensão	0,01	s
$Lvpl_{sw}$	Controle de potência durante afundamento de tensão - LVPL. Habilitado (1) Desabilitado (0)	1	-
$Zerox$	Valor da tensão para zeramento do LVPL	0,4	-
$Brkpt$	Valor de tensão que aciona/interrompe atuação do LVPL	0,9	-
$rrpwr$	Inclinação da rampa de corrente ativa durante recuperação de tensão	10	pu/s
$T_g$	Constante de tempo de atraso do regulador de corrente do inversor	0,02	s
$V_{olim}$	Limite de tensão da lógica de grampeamento de sobretensão	1,2	pu
$I_{olim}$	Limite de corrente da lógica de grampeamento de sobretensão	1,5	pu
$Khv$	Fator acelerador da tensão da lógica de grampeamento de sobretensão	0,7	-

Continua na próxima página

Tabela 15 – continuação da página anterior

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$lvpl_{nt0}$	Limite inferior da lógica de gerenciamento de corrente ativa durante afundamento de tensão	0,5	pu
$lvpl_{nt1}$	Limite superior da lógica de gerenciamento de corrente ativa durante afundamento de tensão	0,9	pu
$Iq_{rmax}$	Velocidade máxima de acréscimo da corrente reativa	999,9	pu/s
$Iq_{rmin}$	Velocidade máxima de decréscimo da corrente reativa	-999,9	pu/s

Tabela 16 – Parâmetros do modelo do controlador do sistema de geração de energia renovável do sistema fotovoltaico - REEC.

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$PF_{flag}$	Controle de potência reativa (0) ou controle local do fator de potência (1)	0	-
$V_{flag}$	Controle de potência reativa (0) ou controle da tensão terminal (1)	1	-
$Q_{flag}$	Controle de potência reativa. Desabilitado (0) ou habilitado (1)	1	-
$PQ_{flag}$	Prioridade de injeção de corrente reativa (0) ou de corrente ativa (1)	0	-
$T_{rv}$	Constante de tempo da tensão terminal	0,02	s
$V_{dip}$	Tensão de ativação da condição de afundamento de tensão	0,9	pu
$V_{up}$	Tensão de ativação da condição de sobretensão	1,1	pu
$V_{ref0}$	Tensão de referência para injeção de corrente reativa	1	pu
$dbd_1$	Zona morta de sobretensão para injeção de corrente reativa	-0,1	pu
$dbd_2$	Zona morta de afundamento para injeção de corrente reativa	0,1	pu

Continua na próxima página

Tabela 16 – continuação da página anterior

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$K_{qv}$	Ganho de injeção de corrente durante afundamento de tensão	4	pu/pu
$I_{qhl}$	Injeção máxima de corrente reativa durante afundamento de tensão	1,05	pu
$I_{qll}$	Injeção mínima de corrente reativa durante afundamento de tensão	-1,05	pu
$T_p$	Constante de tempo do filtro de potência ativa	0,02	s
$Q_{max}$	Máxima potência reativa quando Vflag = 1	0,329	pu
$Q_{min}$	Mínima potência reativa quando when Vflag = 1	-0,329	pu
$K_{qp}$	Ganho proporcional do controlador PID local Q	0	pu/pu
$K_{qi}$	Ganho integrador do controlador PID local Q	0.1	pu/pu-s
$V_{max}$	Tensão máxima no barramento do inversor	1,1	pu
$V_{min}$	Tensão mínima no barramento do inversor	0,9	pu
$K_{vp}$	Ganho proporcional do controlador PID local V	3	pu/pu
$K_{vi}$	Ganho integrador do controlador PID local V	40	pu/pu-s
$T_{iq}$	Constante de tempo do controlador de corrente reativa	0,02	s
$T_{pord}$	Constante de tempo do comando de potência ativa do inversor	0,04	s
$P_{max}$	Potência ativa máxima	1.2	pu
$P_{min}$	Potência ativa mínima	0.0	pu
$dP_{max}$	Limite da rampa de subida de potência ativa	10	pu
$dP_{min}$	Limite da rampa de descida de potência ativa	-10	pu
$I_{max}$	Máxima corrente aparente	1,5	pu



Tabela 17 – Parâmetros do modelo do controlador do parque renovável do sistema fotovoltaico - *REPC*.

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$V_{QFlag}$	Geração de potência reativa (0) o controle de tensão (1)	1	-
$V_{compFlag}$	<i>Droop</i> de potência reativa(0) ou compensação do <i>droop</i> de linha (1)	1	-
$Freq_{flag}$	Controle do desempenho do governador da turbina desabilitado (0) ou habilitado (1)	0	-
$T_{ftr}$	Constante de tempo do filtro de potência reativa e de tensão	0,02	s
$V_{bus}$	Tensão na barra do sistema a ser monitorada	1	pu
$R_c$	Resistência de <i>droop</i> de linha a ser compensada quando $V_{compFlag} = 1$	0	pu
$X_c$	Reatância de <i>droop</i> de linha a ser compensada quando $V_{compFlag} = 1$	0	pu
$K_c$	<i>Droop</i> reativo quando $V_{compFlag} = 0$	0,2	pu
$dbd$	Zona morta de potência reativa	0	pu
$e_{max}$	Erro Volt/VAR máximo	1,5	pu
$e_{min}$	Erro Volt/VAR mínimo	-1,5	pu
$K_p$	Ganho proporcional do controlador Volt/VAR	10	pu/pu
$K_q$	Ganho integrador do controlador Volt/VAR	5	pu/pu-s
$Q_{max}$	Máxima potência reativa comandada	0,329	pu
$Q_{min}$	Mínima potência reativa comandada	-0,329	pu
$V_{frz}$	Valor da tensão de congelamento do controlador Volt/-VAR	0,7	pu
$T_{ft}$	Constante de tempo de avanço de saída do controlador Q da planta	0	s
$T_{fv}$	Constante de tempo de atraso de saída do controlador Q da planta	0,15	s

Continua na próxima página

Tabela 17 – continuação da página anterior

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$f_{dbd_{up}}$	Zona morta de sobrefrequência para resposta do governador da turbina	0,05	pu
$f_{dbd_{down}}$	Zona morta de subfrequência para resposta do governador da turbina	-0,05	pu
$D_{dn}$	Regulador do droop	20	$pu_{S_{base}}/pu_{f_{base}}$
$D_{up}$	Regulador do droop	0	$pu_{S_{base}}/pu_{f_{base}}$
$T_p$	Constante de tempo do filtro de potência ativa	0,02	s
$f_{e_{max}}$	Erro máximo de potência do regulador de <i>droop</i>	99	pu
$f_{e_{min}}$	Erro mínimo de potência do regulador de <i>droop</i>	-99	pu
$K_{pg}$	Ganho proporcional do regulador de <i>droop</i>	0,4	pu/pu
$K_{ig}$	Ganho integrador do regulador de <i>droop</i>	0,3	pu/pu-s
$P_{max}$	Máximo comando de potência ativa da planta	1	pu
$P_{min}$	Mínimo comando de potência ativa da planta	0	pu
$T_{lag}$	Constante de tempo de atraso de saída do controlador P da planta	0,15	s

## AEROGERADOR COM CONVERTOR PARCIAL - TIPO C

Tabela 18 – Parâmetros do modelo aerodinâmico do aerogerador tipo C - WTGAR.

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$K_a$	Fator de ganho aerodinâmico	0,007	pu/graus
$\theta_0$	Ângulo de passo inicial	0	graus

Tabela 19 – Parâmetros do modelo do eixo de transmissão do aerogerador tipo C. Modelo mecânico de duas massas - *WTGT*.

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$H_t$	Inércia da turbina	4,33	MWs/MVA
$H_g$	Inércia do gerador	0,62	MWs/MVA
$D_{shaft}$	Coefficiente de amortecimento	1,50	pu
$K_{shaft}$	Constante de torção do eixo	1,11	pu

Tabela 20 – Parâmetros do modelo controlador do ângulo de passo das pás do aerogerador tipo C - *WTGPT*.

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$K_{iw}$	Ganho integrador do controlador de passo	10	-
$K_{pw}$	Ganho proporcional do controlador de passo	50	-
$K_{ic}$	Ganho integrador do compensador de passo	30	-
$K_{pc}$	Ganho proporcional do compensador de passo	7	-
$K_{cc}$	Ganho	1	-
$T_{pi}$	Constante de tempo de passo	0,3	s
$pi_{max}$	Ângulo de passo máximo	27	graus
$pi_{min}$	Ângulo de passo mínimo	0	graus
$pi_{rat_{max}}$	Velocidade máxima de alteração de ângulo de passo	5	graus/s
$pi_{rat_{min}}$	Velocidade máxima de alteração de ângulo de passo	-5	graus/s

Tabela 21 – Parâmetros do modelo controlador de conjugado do aerogerador tipo C - *WTGTRQ*

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$K_{ip}$	Ganho integrador do controlador	1,5	-
$K_{pp}$	Ganho proporcional do controlador	2,5	-
$T_p$	Constante de tempo de atraso do sensor de potência	0,05	s
$T_{ref}$	Constante de tempo da velocidade de referência	30	s

Continua na próxima página

Tabela 21 – continuação da página anterior

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$T_{e_{max}}$	Conjugado máximo	1,2	pu
$T_{e_{min}}$	Conjugado mínimo	0	pu
$p_1$	Função potência-velocidade do gerador $f(P_s)$	0,15	-
$\omega_1$		0,85	-
$p_2$		0,23	-
$\omega_2$		0,95	-
$p_3$		0,35	-
$\omega_3$		1,00	-
$p_4$		0,46	-
$\omega_4$		1,00	-

Tabela 22 – Parâmetros do modelo do gerador/conversor de energia renovável do aerogerador tipo C - REGC.

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$T_{fltr}$	Constante de tempo de atraso do filtro de tensão	0,01	s
$Lvpl_{sw}$	Controle de potência durante afundamento de tensão - LVPL. Habilitado (1) Desabilitado (0)	1	-
$Zerox$	Valor da tensão para zeramento do LVPL	0,4	-
$Brkpt$	Valor de tensão que aciona/interrompe atuação do LVPL	0,9	-
$rrpwr$	Inclinação da rampa de corrente ativa durante recuperação de tensão	10	pu/s
$T_g$	Constante de tempo de atraso do regulador de corrente do inversor	0,02	s
$V_{olim}$	Limite de tensão da lógica de grampeamento de sobre-tensão	1,2	pu
$I_{olim}$	Limite de corrente da lógica de grampeamento de sobre-tensão	1,5	pu

Continua na próxima página

Tabela 22 – continuação da página anterior

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$K_{hv}$	Fator acelerador da tensão da lógica de grampeamento de sobretensão	0,7	-
$lvpl_{nt0}$	Limite inferior da lógica de gerenciamento de corrente ativa durante afundamento de tensão	0,5	pu
$lvpl_{nt1}$	Limite superior da lógica de gerenciamento de corrente ativa durante afundamento de tensão	0,9	pu
$I_{q_{rmax}}$	Velocidade máxima de acréscimo da corrente reativa	999,9	pu/s
$I_{q_{rmin}}$	Velocidade máxima de decréscimo da corrente reativa	-999,9	pu/s

Tabela 23 – Parâmetros do modelo do controlador do sistema de geração de energia renovável do aerogerador tipo C - REEC.

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$PF_{flag}$	Controle de potência reativa (0) ou controle local do fator de potência (1)	0	-
$V_{flag}$	Controle de potência reativa (0) ou controle da tensão terminal (1)	1	-
$Q_{flag}$	Controle de potência reativa. Desabilitado (0) ou habilitado (1)	1	-
$PQ_{flag}$	Prioridade de injeção de corrente reativa (0) ou de corrente ativa (1)	0	-
$T_{rv}$	Constante de tempo da tensão terminal	0,02	s
$V_{dip}$	Tensão de ativação da condição de afundamento de tensão	0,9	pu
$V_{up}$	Tensão de ativação da condição de sobretensão	1,1	pu
$V_{ref0}$	Tensão de referência para injeção de corrente reativa	1	pu

Continua na próxima página

Tabela 23 – continuação da página anterior

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$dbd_1$	Zona morta de sobretensão para injeção de corrente reativa	-0,1	pu
$dbd_2$	Zona morta de afundamento para injeção de corrente reativa	0,1	pu
$K_{qv}$	Ganho de injeção de corrente durante afundamento de tensão	4	pu/pu
$I_{qhl}$	Injeção máxima de corrente reativa durante afundamento de tensão	1,05	pu
$I_{qll}$	Injeção mínima de corrente reativa durante afundamento de tensão	-1,05	pu
$T_p$	Constante de tempo do filtro de potência ativa	0,02	s
$Q_{max}$	Máxima potência reativa quando Vflag = 1	0,872	pu
$Q_{min}$	Mínima potência reativa quando when Vflag = 1	-0,872	pu
$K_{qp}$	Ganho proporcional do controlador PID local Q	0	pu/pu
$K_{qi}$	Ganho integrador do controlador PID local Q	0,1	pu/pu-s
$V_{max}$	Tensão máxima no barramento do inversor	1,1	pu
$V_{min}$	Tensão mínima no barramento do inversor	0,9	pu
$K_{vp}$	Ganho proporcional do controlador PID local V	3	pu/pu
$K_{vi}$	Ganho integrador do controlador PID local V	40	pu/pu-s
$T_{iq}$	Constante de tempo do controlador de corrente reativa	0,02	s
$T_{pord}$	Constante de tempo do comando de potência ativa do inversor	0,04	s
$P_{max}$	Potência ativa máxima	1.2	pu
$P_{min}$	Potência ativa mínima	0.0	pu
$dP_{max}$	Limite da rampa de subida de potência ativa	10	pu
$dP_{min}$	Limite da rampa de descida de potência ativa	-10	pu
$I_{max}$	Máxima corrente aparente	1,5	pu

Continua na próxima página

Tabela 23 – continuação da página anterior

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$I_{qfrz}$	Valor que ativa a injeção de corrente reativa adicional ( $I_{qinj}$ ) durante afundamento de tensão e após sua eliminação por $Thld$ segundos	0,1	pu
$Thld$	Período que mantém ativa a injeção de corrente reativa após $V_{dip}$ retorna a zero: <ol style="list-style-type: none"> <li>Se <math>Thld &gt; 0</math>, assim uma vez que <math>V_{dip}</math> retorne a zero, a injeção de corrente reativa (<math>I_{qinj}</math>) é mantida em <math>I_{qfrz}</math> pu por <math>Thld</math> segundos.</li> <li>Se <math>Thld &lt; 0</math>, assim uma vez que <math>V_{dip}</math> retorne a zero, a injeção de corrente reativa (<math>I_{qinj}</math>) é mantida conforme pré-definição (<math>I_{qinj} = V_{ref0} - V_i</math>) por <math>Thld</math> segundos..</li> <li>Se <math>Thld = 0</math>, a injeção de corrente reativa (<math>I_{qinj}</math>) retorna imediatamente a zero quando <math>V_{dip}</math> retorna a zero.</li> </ol>	0	s
$angPF_{ref}$	Ângulo de referência do fator de potência.	0,95	rad

## VDL1

$\Delta v_{q1}$	<p>Gráfico de Iq vs V mostrando uma curva com pontos (vq1, Iq1), (vq2, Iq2), (vq3, Iq3) e (vq4, Iq4).</p>	-1	pu
$I_{q1}$		0,6	pu
$\Delta v_{q2}$		-0,4	pu
$I_{q2}$		0,9	pu
$\Delta v_{q3}$		-0,1	pu
$I_{q3}$		1,1	pu
$\Delta v_{q4}$		0	pu
$I_{q4}$		1,25	pu
$\Delta v_{q5}$		1	pu
$I_{q5}$		Função definida pelo usuário	1,25

Continua na próxima página

Tabela 23 – continuação da página anterior

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
<b>VDL2</b>			
$\Delta v_{p1}$		-1	pu
$I_{p1}$		1,3	pu
$\Delta v_{p2}$		-0,1	pu
$I_{p2}$		1,3	pu
$\Delta v_{p3}$		0,1	pu
$I_{p3}$		1,3	pu
$\Delta v_{p4}$		1	pu
$I_{p4}$		0,5	pu
$\Delta v_{p5}$		1,1	pu
$I_{p5}$		Função definida pelo usuário	0,5

Tabela 24 – Parâmetros do modelo do controlador do parque renovável do aerogerador tipo C - REPC.

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$VQ_{Flag}$	Geração de potência reativa (0) o controle de tensão (1)	1	-
$Vcomp_{Flag}$	<i>Droop</i> de potência reativa(0) ou compensação do <i>droop</i> de linha (1)	1	-
$Freq_{flag}$	Controle do desempenho do governador da turbina desabilitado (0) ou habilitado (1)	0	-
$T_{fltr}$	Constante de tempo do filtro de potência reativa e de tensão	0,02	s
$V_{bus}$	Tensão na barra do sistema a ser monitorada	1	pu
$R_c$	Resistência de <i>droop</i> de linha a ser compensada quando $VcompFlag = 1$	0	pu
$X_c$	Reatância de <i>droop</i> de linha a ser compensada quando $VcompFlag = 1$	0	pu

Continua na próxima página



Tabela 24 – continuação da página anterior

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$K_c$	<i>Droop</i> reativo quando $V_{compFlag} = 0$	0,2	pu
$dbd$	Zona morta de potência reativa	0	pu
$e_{max}$	Erro Volt/VAR máximo	1,5	pu
$e_{min}$	Erro Volt/VAR mínimo	-1,5	pu
$K_p$	Ganho proporcional do controlador Volt/VAR	10	pu/pu
$K_q$	Ganho integrador do controlador Volt/VAR	5	pu/pu-s
$Q_{max}$	Máxima potência reativa comandada	0,872	pu
$Q_{min}$	Mínima potência reativa comandada	-0,872	pu
$V_{frz}$	Valor da tensão de congelamento do controlador Volt/VAR	0,7	pu
$T_{ft}$	Constante de tempo de avanço de saída do controlador Q da planta	0	s
$T_{fv}$	Constante de tempo de atraso de saída do controlador Q da planta	0,15	s
$f_{dbd_{up}}$	Zona morta de sobrefrequência para resposta do governador da turbina	0,05	pu
$f_{dbd_{down}}$	Zona morta de subfrequência para resposta do governador da turbina	-0,05	pu
$D_{dn}$	Regulador do droop	20	$pu_{S_{base}}/pu_{f_{base}}$
$D_{up}$	Regulador do droop	0	$pu_{S_{base}}/pu_{f_{base}}$
$T_p$	Constante de tempo do filtro de potência ativa	0,02	s
$f_{e_{max}}$	Erro máximo de potência do regulador de <i>droop</i>	99	pu
$f_{e_{min}}$	Erro mínimo de potência do regulador de <i>droop</i>	-99	pu
$K_{pg}$	Ganho proporcional do regulador de <i>droop</i>	0,4	pu/pu
$K_{ig}$	Ganho integrador do regulador de <i>droop</i>	0,3	pu/pu-s
$P_{max}$	Máximo comando de potência ativa da planta	1,1	pu
$P_{min}$	Mínimo comando de potência ativa da planta	0	pu
$T_{lag}$	Constante de tempo de atraso de saída do controlador P da planta	0,15	s

Continua na próxima página

Tabela 24 – continuação da página anterior

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$P_{gen_{ref}}$	Referência inicial de potência	Fluxo de carga	pu
$Freq_{ref}$	Referência de frequência	1	pu

### AEROGERADOR COM CONVERTOR PLENO - TIPO D

Tabela 25 – Parâmetros do modelo do eixo de transmissão do aerogerador tipo D . Modelo mecânico de duas massas - *WTGT*.

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$H_t$	Inércia da turbina	3,36	MWs/MVA
$H_g$	Inércia do gerador	0,82	MWs/MVA
$D_{shaft}$	Coefficiente de amortecimento	1,50	pu
$K_{shaft}$	Constante de torção do eixo	3,86	pu

Tabela 26 – Parâmetros do modelo do gerador/conversor de energia renovável do aerogerador tipo D - *REGC*.

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$T_{ftr}$	Constante de tempo de atraso do filtro de tensão	0,01	s
$Lvpl_{sw}$	Controle de potência durante afundamento de tensão - LVPL. Habilitado (1) Desabilitado (0)	1	-
$Zerox$	Valor da tensão para zeramento do LVPL	0,4	-
$Brkpt$	Valor de tensão que aciona/interrompe atuação do LVPL	0,9	-
$rrpwr$	Inclinação da rampa de corrente ativa durante recuperação de tensão	10	pu/s

Continua na próxima página

Tabela 26 – continuação da página anterior

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$T_g$	Constante de tempo de atraso do regulador de corrente do inversor	0,02	s
$V_{olim}$	Limite de tensão da lógica de grampeamento de sobre-tensão	1,2	pu
$I_{olim}$	Limite de corrente da lógica de grampeamento de sobre-tensão	1,5	pu
$Khv$	Fator acelerador da tensão da lógica de grampeamento de sobre-tensão	0,7	-
$lvpl_{nt0}$	Limite inferior da lógica de gerenciamento de corrente ativa durante afundamento de tensão	0,5	pu
$lvpl_{nt1}$	Limite superior da lógica de gerenciamento de corrente ativa durante afundamento de tensão	0,9	pu
$Iq_{rmax}$	Velocidade máxima de acréscimo da corrente reativa	99,9	pu/s
$Iq_{rmin}$	Velocidade máxima de decréscimo da corrente reativa	-99,9	pu/s

Tabela 27 – Parâmetros do modelo do controlador do sistema de geração de energia renovável do aerogerador tipo D - REEC.

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$PF_{flag}$	Controle de potência reativa (0) ou controle local do fator de potência (1)	0	-
$V_{flag}$	Controle de potência reativa (0) ou controle da tensão terminal (1)	1	-
$Q_{flag}$	Controle de potência reativa. Desabilitado (0) ou habilitado (1)	1	-
$PQ_{flag}$	Prioridade de injeção de corrente reativa (0) ou de corrente ativa (1)	0	-
$T_{rv}$	Constante de tempo da tensão terminal	0,02	s
$V_{dip}$	Tensão de ativação da condição de afundamento de tensão	0,9	pu

Continua na próxima página

Tabela 27 – continuação da página anterior

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$V_{up}$	Tensão de ativação da condição de sobretensão	1,1	pu
$V_{ref0}$	Tensão de referência para injeção de corrente reativa	1	pu
$dbd_1$	Zona morta de sobretensão para injeção de corrente reativa	-0,1	pu
$dbd_2$	Zona morta de afundamento para injeção de corrente reativa	0,1	pu
$K_{qv}$	Ganho de injeção de corrente durante afundamento de tensão	4	pu/pu
$I_{qhl}$	Injeção máxima de corrente reativa durante afundamento de tensão	1,05	pu
$I_{qll}$	Injeção mínima de corrente reativa durante afundamento de tensão	-1,05	pu
$T_p$	Constante de tempo do filtro de potência ativa	0,02	s
$Q_{max}$	Máxima potência reativa quando Vflag = 1	0,872	pu
$Q_{min}$	Mínima potência reativa quando when Vflag = 1	-0,872	pu
$K_{qp}$	Ganho proporcional do controlador PID local Q	0	pu/pu
$K_{qi}$	Ganho integrador do controlador PID local Q	0,1	pu/pu-s
$V_{max}$	Tensão máxima no barramento do inversor	1,1	pu
$V_{min}$	Tensão mínima no barramento do inversor	0,9	pu
$K_{vp}$	Ganho proporcional do controlador PID local V	3	pu/pu
$K_{vi}$	Ganho integrador do controlador PID local V	40	pu/pu-s
$T_{iq}$	Constante de tempo do controlador de corrente reativa	0,02	s
$T_{pord}$	Constante de tempo do comando de potência ativa do inversor	0,04	s
$P_{max}$	Potência ativa máxima	1.2	pu
$P_{min}$	Potência ativa mínima	0.0	pu
$dP_{max}$	Limite da rampa de subida de potência ativa	10	pu
$dP_{min}$	Limite da rampa de descida de potência ativa	-10	pu
$I_{max}$	Máxima corrente aparente	1,5	pu

Continua na próxima página

Tabela 27 – continuação da página anterior

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$I_{qfrz}$	Valor que ativa a injeção de corrente reativa adicional ( $I_{qinj}$ ) durante afundamento de tensão e após sua eliminação por $Thld$ segundos	0,1	pu
$Thld$	Período que mantém ativa a injeção de corrente reativa após $V_{dip}$ retorna a zero: <ol style="list-style-type: none"> <li>Se <math>Thld &gt; 0</math>, assim uma vez que <math>V_{dip}</math> retorne a zero, a injeção de corrente reativa (<math>I_{qinj}</math>) é mantida em <math>I_{qfrz}</math> pu por <math>Thld</math> segundos.</li> <li>Se <math>Thld &lt; 0</math>, assim uma vez que <math>V_{dip}</math> retorne a zero, a injeção de corrente reativa (<math>I_{qinj}</math>) é mantida conforme pré-definição (<math>I_{qinj} = V_{ref0} - V_i</math>) por <math>Thld</math> segundos..</li> <li>Se <math>Thld = 0</math>, a injeção de corrente reativa (<math>I_{qinj}</math>) retorna imediatamente a zero quando <math>V_{dip}</math> retorna a zero.</li> </ol>	0	s
$angPF_{ref}$	Ângulo de referência do fator de potência.	0,95	rad

## VDL1

$\Delta v_{q1}$		-1	pu
$I_{q1}$		0,6	pu
$\Delta v_{q2}$		-0,4	pu
$I_{q2}$		0,9	pu
$\Delta v_{q3}$		-0,1	pu
$I_{q3}$		1,1	pu
$\Delta v_{q4}$		0	pu
$I_{q4}$		1,25	pu
$\Delta v_{q5}$		1	pu
$I_{q5}$		Função definida pelo usuário	1,25

Continua na próxima página

Tabela 27 – continuação da página anterior

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
<b>VDL2</b>			
$\Delta v_{p1}$		-1	pu
$I_{p1}$		1,3	pu
$\Delta v_{p2}$		-0,1	pu
$I_{p2}$		1,3	pu
$\Delta v_{p3}$		0,1	pu
$I_{p3}$		1,3	pu
$\Delta v_{p4}$		1	pu
$I_{p4}$		0,5	pu
$\Delta v_{p5}$		1,1	pu
$I_{p5}$		Função definida pelo usuário	0,5

Tabela 28 – Parâmetros do modelo do controlador do parque renovável do aerogerador tipo D - REPC.

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$VQ_{Flag}$	Geração de potência reativa (0) o controle de tensão (1)	1	-
$Vcomp_{Flag}$	<i>Droop</i> de potência reativa(0) ou compensação do <i>droop</i> de linha (1)	1	-
$Freq_{flag}$	Controle do desempenho do governador da turbina desabilitado (0) ou habilitado (1)	0	-
$T_{fltr}$	Constante de tempo do filtro de potência reativa e de tensão	0,02	s
$V_{bus}$	Tensão na barra do sistema a ser monitorada	1	pu
$R_c$	Resistência de <i>droop</i> de linha a ser compensada quando $VcompFlag = 1$	0	pu
$X_c$	Reatância de <i>droop</i> de linha a ser compensada quando $VcompFlag = 1$	0	pu

Continua na próxima página

Tabela 28 – continuação da página anterior

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$K_c$	<i>Droop</i> reativo quando $V_{compFlag} = 0$	0,2	pu
$dbd$	Zona morta de potência reativa	0	pu
$e_{max}$	Erro Volt/VAR máximo	1,5	pu
$e_{min}$	Erro Volt/VAR mínimo	-1,5	pu
$K_p$	Ganho proporcional do controlador Volt/VAR	10	pu/pu
$K_q$	Ganho integrador do controlador Volt/VAR	5	pu/pu-s
$Q_{max}$	Máxima potência reativa comandada	0,872	pu
$Q_{min}$	Mínima potência reativa comandada	-0,872	pu
$V_{frz}$	Valor da tensão de congelamento do controlador Volt/VAR	0,7	pu
$T_{ft}$	Constante de tempo de avanço de saída do controlador Q da planta	0	s
$T_{fv}$	Constante de tempo de atraso de saída do controlador Q da planta	0,15	s
$f_{dbd_{up}}$	Zona morta de sobrefrequência para resposta do governador da turbina	0,05	pu
$f_{dbd_{down}}$	Zona morta de subfrequência para resposta do governador da turbina	-0,05	pu
$D_{dn}$	Regulador do droop	20	$pu_{S_{base}}/pu_{f_{base}}$
$D_{up}$	Regulador do droop	0	$pu_{S_{base}}/pu_{f_{base}}$
$T_p$	Constante de tempo do filtro de potência ativa	0,02	s
$f_{e_{max}}$	Erro máximo de potência do regulador de <i>droop</i>	99	pu
$f_{e_{min}}$	Erro mínimo de potência do regulador de <i>droop</i>	-99	pu
$K_{pg}$	Ganho proporcional do regulador de <i>droop</i>	0,4	pu/pu
$K_{ig}$	Ganho integrador do regulador de <i>droop</i>	0,3	pu/pu-s
$P_{max}$	Máximo comando de potência ativa da planta	1,1	pu
$P_{min}$	Mínimo comando de potência ativa da planta	0	pu
$T_{lag}$	Constante de tempo de atraso de saída do controlador P da planta	0,15	s

Continua na próxima página

Tabela 28 – continuação da página anterior

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$P_{genref}$	Referência inicial de potência	Fluxo de carga	pu
$Freq_{ref}$	Referência de frequência	1	pu