

GUILHERME PENHA DA SILVA JÚNIOR

CONTROLE DE REATIVOS UTILIZANDO GERADORES DE INDUÇÃO DE DUPLA  
ALIMENTAÇÃO (DFIG) NA MELHORIA DA ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO DE  
POTÊNCIA

*Dissertação de Mestrado apresentada ao  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
Elétrica – PPGEE, da Universidade Federal da  
Paraíba – UFPB, como requisito para a  
obtenção do título de Mestre em Engenharia  
Elétrica.*

**Professor Dr. Nady Rocha.**

Universidade Federal da Paraíba  
Orientador, UFPB

**Professor Dr. Rogério Gaspar de Almeida.**

Universidade Federal da Paraíba  
Coorientador, UFPB

João Pessoa  
2017

GUILHERME PENHA DA SILVA JÚNIOR

CONTROLE DE REATIVOS UTILIZANDO GERADORES DE INDUÇÃO DE DUPLA  
ALIMENTAÇÃO (DFIG) NA MELHORIA DA ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO DE  
POTÊNCIA

*Dissertação de Mestrado apresentada ao  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
Elétrica – PPGEE, da Universidade Federal da  
Paraíba – UFPB, como requisito para a  
obtenção do título de Mestre em Engenharia  
Elétrica.*

**Professor Dr Nady Rocha.**

Universidade Federal da Paraíba

Orientador, UFPB

**Professor Dr Rogério Gaspar de Almeida.**

Universidade Federal da Paraíba

Coorientador, UFPB

João Pessoa  
2017

### **FICHA CATALOGRÁFICA**

Penha da Silva Júnior, Guilherme

Controle de Reativos Utilizando Geradores de Indução de Dupla Alimentação (DFIG) na Melhoria da Estabilidade do Sistema Elétrico de Potência. – João Pessoa, 2017.

138 páginas

Área de concentração: Otimização de Sistema de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Nady Rocha.

Coorientador: Prof. Dr. Rogério Gaspar de Almeida

Dissertação de Mestrado – Universidade Federal da Paraíba - UFPB.

1. Sistema elétrico de potência; 2. Integração geração eólica; 3. DFIG; 4. Estabilidade transitória; 5. Energia reativa.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB**  
**CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS – CEAR**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGE**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação

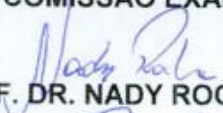
**CONTROLE DE REATIVOS UTILIZANDO GERADORES DE INDUÇÃO DE DUPLA  
ALIMENTAÇÃO (DFIG) NA MELHORIA DA ESTABILIDADE DO SISTEMA  
ELÉTRICO DE POTÊNCIA**

Elaborado por

**GUILHERME PENHA DA SILVA JUNIOR**

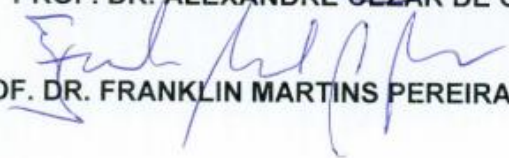
como requisito para obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia Elétrica.**

**COMISSÃO EXAMINADORA**

  
**PROF. DR. NADY ROCHA (Presidente)**

  
**PROF. DR. ROGÉRIO GASPARD DE ALMEIDA**

  
**PROF. DR. ALEXANDRE CÉZAR DE CASTRO**

  
**PROF. DR. FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA**

João Pessoa/PB, 07 de agosto de 2017.

Dedico este trabalho as pessoas que acreditaram em mim.

## AGRADECIMENTOS

A Deus, por todos os dias me dar forças para nunca desistir dos meus sonhos.

Agradeço aos meus familiares, em especial aos meus pais, Guilherme Penha e Vanderlúcia Guedes, que com todo carinho e apoio, não mediram esforços para a chegada até esta etapa da minha vida, os meus eternos agradecimentos.

Agradeço também à minha esposa, Maria Nunes, por todo seu amor, por me dar força e coragem, os quais foram essenciais para superação de todas as adversidades ao longo desta caminhada.

Aos orientadores desta dissertação Dr Nady Rocha e Dr Rogério Gaspar de Almeida, pela total disponibilidade em me orientar, sempre dispostos a compartilhar seus conhecimentos. Aqui externo a minha gratidão.

Aos amigos e ex-professor Leimar de Oliveira, Tarso Vilela e Francisco das Chagas por acreditarem em mim.

Ao corpo docente que compõe o curso de pós-graduação em Engenharia Elétrica, que contribuíram à minha formação.

Aos colegas de pós-graduação pela amizade e companheirismo.

À Universidade Federal da Paraíba, pelo apoio técnico e estrutural.

*“A persistência é o caminho do êxito.”*

Charles Chaplin.

## RESUMO

Neste trabalho propõe em realizar uma análise do impacto da estabilidade transitória no sistema elétrico de potência com a integração da geração eólica, por se tratar de uma fonte intermitente e de baixa inércia. Para tanto, são gerados diversos distúrbios no sistema para que possa obter uma melhor análise, os distúrbios são: retirada brusca de carga, variações bruscas de ventos e curto-circuito simétrico em uma das barras do sistema. Toda a análise é feita por meio de simulações computacionais utilizando o *software* MAtLab. Por fim, para mitigar os danos ao sistema são implementadas técnicas de controle no aerogerador de indução duplamente alimentado (DFIG – *Double Fed Induction Generator*) com o objetivo de injeção de energia reativa para controle de tensão. Os resultados corroboram o funcionamento do sistema proposto e a eficácia da técnica de controle utilizada para atenuar as variações bruscas nos níveis de tensão nas barras, com isso aumentará a confiabilidade e qualidade da energia do sistema. Mais investigações são propostas, a fim de validar as preocupações causadas pela integração da geração eólica ao sistema, são estabelecidas comparações (com e sem a presença do parque eólico) nos níveis de correntes, nas velocidades angulares dos rotores, nas gerações de potência ativa e reativa em todas as barras de geração do sistema.

**Palavras-chave:** Sistema Elétrico de Potência, Integração Geração Eólica, DFIG, Estabilidade Transitória, Energia Reativa.



# ABSTRACT

This work proposes an analysis of the transitory stability impact on the power grid, with wind power integration, as this source is intermittent and has low inertia. Therefore, some disturbs are generated on the power system in order to do a better analysis, the disturbs are: sudden removal of load, abrupt variation of wind and a symmetric short on a power bar. The whole analysis is done by computational simulations using the Matlab software. Lastly, to mitigate the damages to the system some control techniques are implemented in the Double Fed Induction Generator (DFIG) in order to inject reactive power to control the voltage. The results support the behaviour of the proposed system and the efficacy of the control technique to attenuate the sudden variations on the system bar voltage level, thereby increasing the reliability and quality of the power system. Further investigations are proposed, in order to validate the concerns caused by the wind power integration into the power system, comparisons are made (with and without the presence of the wind farm) in the levels of currents, in the angular speed, in the active and reactive power generation over all the generations bars of the system.

**Keywords:** Electrical power system, Wind power integration, DFIG, Transient stability, Reactive energy.

# LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                                                  |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1. 1: Capacidade instalada mundial de geração de energia elétrica por fonte de 2000 até 2040. ....                        | 24 |
| Figura 1. 2: Matriz elétrica brasileira.....                                                                                     | 25 |
| Figura 1. 3: Geração de energia por meio da fonte fotovoltaica durante o eclipse solar na Europa no dia 20 de Março de 2015..... | 27 |
| Figura 1. 4: Crescimento da capacidade da geração eólica mundial.....                                                            | 29 |
| Figura 1. 5: Os 10 maiores países produtores de geração eólica. ....                                                             | 30 |
| Figura 1. 6: Tensões nos terminais dos aerogeradores.....                                                                        | 31 |
|                                                                                                                                  |    |
| Figura 2. 1: Classificação da estabilidade do sistema de potência com base na dinâmica do fenômeno....                           | 37 |
| Figura 2. 2: Subsistemas de um sistema de potência e controle associado.....                                                     | 38 |
| Figura 2. 3: Modelo para linhas curtas, diagrama unifilar e diagrama fasorial.....                                               | 39 |
| Figura 2. 4: Capacitor <i>Shunt</i> .....                                                                                        | 41 |
| Figura 2. 5: Curva de capacidade de geração.....                                                                                 | 43 |
| Figura 2. 6: Variação da potência reativa no compensador síncrono em relação a corrente de campo. ....                           | 44 |
| Figura 2. 7: Dispositivos FACTS baseados em tiristores: (a) TSR; (b) TSC. ....                                                   | 45 |
| Figura 2. 8: STATCOM;.....                                                                                                       | 46 |
| Figura 2. 9: <i>Tap</i> Transformador. ....                                                                                      | 47 |
| Figura 2. 10: Representação do rotor do gerador síncrono.....                                                                    | 48 |
| Figura 2. 11: Rotor com referencial que gira na velocidade síncrona.....                                                         | 49 |
|                                                                                                                                  |    |
| Figura 3. 1: Diagrama esquemático de uma Turbina Eólica.....                                                                     | 53 |
| Figura 3. 2: Representação dos principais componentes de uma turbina eólica conectada a rede. ....                               | 54 |
| Figura 3. 3: Gerador de indução convencional do tipo gaiola de esquilo, diretamente ligado a rede. ....                          | 56 |
| Figura 3. 4: Gerador de indução convencional do tipo gaiola de esquilo, utilizando <i>soft-start</i> na ligação com a rede.....  | 56 |
| Figura 3. 5: Gerador de indução duplamente alimentado.....                                                                       | 58 |
| Figura 3. 6: Modo de operação do DFIG. ....                                                                                      | 59 |
| Figura 3. 7: Gerador síncrono de rotor bobinado com excitação independente.....                                                  | 60 |
| Figura 3. 8: Gerador síncrono a ímã permanente.....                                                                              | 61 |
|                                                                                                                                  |    |
| Figura 4. 1: Regulador Automático de Tensão.....                                                                                 | 75 |
| Figura 4. 2: Diagrama esquemático do sistema de controle de velocidade. ....                                                     | 76 |
| Figura 4. 3: Regulador de velocidade. ....                                                                                       | 77 |
| Figura 4. 4: Usina termelétrica a vapor.....                                                                                     | 77 |

|                                                                                                                      |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 4. 5: Modelo do fluxo de vapor em um tubo. ....                                                               | 79  |
| Figura 4. 6: Coeficiente de potência função da velocidade específica. ....                                           | 82  |
| Figura 4. 7: Curva de potência para uma turbina eólica com controle de ângulo de <i>pitch</i> . ....                 | 83  |
| Figura 4. 8: Transformação do sistema de referência das máquinas para o sistema de referência da rede elétrica. .... | 88  |
| Figura 4. 9: Circuito equivalente $\pi$ de uma linha de transmissão. ....                                            | 89  |
| Figura 4. 10: Circuito equivalente de um transformador. ....                                                         | 90  |
| Figura 4. 11: Representação do reator e capacitor <i>shunt</i> . ....                                                | 91  |
| Figura 4. 12: Sistema de controle do DFIG. ....                                                                      | 91  |
| Figura 4. 13: Esquema de controle do conversor do lado do rotor. ....                                                | 94  |
| Figura 4. 14: Esquema do conversor do lado rede. ....                                                                | 95  |
| Figura 4. 15: Esquema de controle do conversor do lado da rede. ....                                                 | 96  |
| <br>                                                                                                                 |     |
| Figura 5. 1: Diagrama de blocos simplificado para a simulação dinâmica de sistemas de potência. ....                 | 101 |
| Figura 5. 2: Configuração do sistema sem o parque eólico. ....                                                       | 104 |
| Figura 5. 3: Configuração do sistema com o parque eólico. ....                                                       | 104 |
| Figura 5. 4: Representação do Modelo multimáquina com o parque eólico. ....                                          | 105 |
| Figura 5. 5: Corte de Carga - Níveis das tensões das barras – UHE, UTE 1, UTE 2 e Parque Eólico. ....                | 107 |
| Figura 5. 6: Corte de Carga - Níveis das tensões das barras 7 a 12. ....                                             | 108 |
| Figura 5. 7: Corte de Carga - Potências ativas nas barras de geração. ....                                           | 109 |
| Figura 5. 8: Corte de Carga - Velocidades nos eixos dos geradores. ....                                              | 110 |
| Figura 5. 9: Curto-circuito - Níveis das tensões das barras – UHE, UTE 1, UTE 2 e Parque Eólico. ....                | 111 |
| Figura 5. 10: Curto-circuito - Níveis das tensões das barras 7 a 12. ....                                            | 112 |
| Figura 5. 11: Curto-circuito - Níveis das correntes das barras. ....                                                 | 113 |
| Figura 5. 12: Curto-circuito - Potências reativas nas barras de geração. ....                                        | 114 |
| Figura 5. 13: Curto-circuito - Potências ativas nas barras de geração. ....                                          | 115 |
| Figura 5. 14: Curto-circuito - Velocidades angular do rotor dos geradores. ....                                      | 116 |
| Figura 5. 15: Perfil do vento. ....                                                                                  | 117 |
| Figura 5. 16: Variação do Vento - Níveis das tensões das barras – UHE, UTE 1, UTE 2 e Parque Eólico. ....            | 118 |
| Figura 5. 17: Variação do Vento - Níveis das tensões das barras 7 a 12. ....                                         | 119 |
| Figura 5. 18: Variação do Vento - Potências ativas nas barras de geração. ....                                       | 120 |
| Figura 5. 19: Variação do Vento - Velocidades angular do rotor dos geradores. ....                                   | 121 |
| Figura 5. 20: Comparação DFIG – AIGE - Velocidades angular do rotor dos geradores. ....                              | 122 |
| Figura 5. 21: Injeção de Reativo - Injeção de Potência Reativa. ....                                                 | 123 |
| Figura 5. 22: Injeção de Reativo - Controle da tensão na injeção de Potência Reativa. ....                           | 124 |
| Figura 5. 23: Injeção de Reativo - Corte de Potência Reativa. ....                                                   | 124 |
| Figura 5. 24: Injeção de Reativo - Controle da tensão no corte de Potência Reativa. ....                             | 125 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                                                   |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabela 1. 1: Capacidade Instalada Mundial (GW).....                                               | 25  |
| Tabela 1. 2: Previsão da capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil (GW). .... | 26  |
|                                                                                                   |     |
| Tabela 5. 1: Dados dos geradores.....                                                             | 103 |
| Tabela 5. 2: Resultados do cálculo do fluxo de potência para o SEP sem o parque eólico. ....      | 106 |

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|                |                                                        |
|----------------|--------------------------------------------------------|
| <b>AIGE</b>    | Aerogerador de Indução com Rotor em Gaiola de Esquilo  |
| <b>ANEEL</b>   | Agência Nacional de Energia Elétrica                   |
| <b>AVR</b>     | <i>Automatic Voltage Regulator</i>                     |
| <b>CA</b>      | Corrente Alternada                                     |
| <b>CC</b>      | Corrente Contínua                                      |
| <b>DFIG</b>    | <i>Double Fed Induction Generator</i>                  |
| <b>EPE</b>     | Empresa de Pesquisa Energética                         |
| <b>FACTS</b>   | <i>Flexible AC Transmission Systems</i>                |
| <b>IEA</b>     | <i>International Energy Agency</i>                     |
| <b>LTC</b>     | <i>Load Tap Changer</i>                                |
| <b>MPPT</b>    | <i>Maximum Power Point Tracker</i>                     |
| <b>NERC</b>    | <i>North American Electric Reliability Corporation</i> |
| <b>NLTC</b>    | <i>No-Load Tap Changing</i>                            |
| <b>OLTC</b>    | <i>On-Load Tap Changer</i>                             |
| <b>ONS</b>     | Operador Nacional do Sistema                           |
| <b>SEP</b>     | Sistema Elétrico de Potência                           |
| <b>SIN</b>     | Sistema Interligado Nacional                           |
| <b>STATCOM</b> | <i>Static Synchronous Compensator</i>                  |
| <b>SVC</b>     | <i>Static Var Compensator</i>                          |
| <b>TSC</b>     | <i>Thyristor-Switch Capacitor</i>                      |
| <b>TSR</b>     | <i>Thyristor-Switch Reactor</i>                        |
| <b>UHE</b>     | Usina Hidrelétrica                                     |
| <b>UTE</b>     | Usina Termelétrica                                     |

## LISTA DE SÍMBOLOS

|             |                                                                                                                                        |
|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $A$         | Área varrida pelas pás da turbina                                                                                                      |
| $A_c$       | Área transversal do conduto forçado                                                                                                    |
| $B_{ik}$    | Susceptância capacitiva paralela da linha entre as barra i e k                                                                         |
| $C$         | Capacitância do capacitor do barramento CC                                                                                             |
| $C_p$       | Coeficiente de potência                                                                                                                |
| $D$         | Coeficiente de amortecimento                                                                                                           |
| $D_s$       | Coeficiente de amortecimento associado às perdas mecânicas no rotor                                                                    |
| $E$         | Energia Cinética                                                                                                                       |
| $e_{d,q}$   | Componentes de eixos direto e em quadratura da tensão interna proveniente do fluxo do rotor, referidos à estator do gerador de indução |
| $E_f$       | Tensão de campo do gerador síncrono                                                                                                    |
| $E'_q$      | Tensão atrás da reatância transitória em coordenadas de eixo em quadratura                                                             |
| $E''_{d,q}$ | Componentes das tensões atrás das reatâncias subtransitórias do gerador em coordenadas de eixo direto e quadratura                     |
| $g$         | Aceleração da gravidade                                                                                                                |
| $H$         | Constante inércia da máquina [MJ/MVA] ou [segundos]                                                                                    |
| $h$         | Altura hidráulica na válvula                                                                                                           |
| $I$         | Matriz identidade                                                                                                                      |
| $i_{a,b,c}$ | Correntes do estator do gerador das fases a,b e c                                                                                      |
| $i_{A,B,C}$ | Correntes do rotor do gerador das fases A, B e C                                                                                       |
| $I_{a,r}$   | Componentes ativa e reativa das correntes                                                                                              |
| $i_{ds,qs}$ | Correntes do estator do gerador síncrono/indução em coordenadas de eixo direto e de eixo em quadratura                                 |
| $i_{dg,qg}$ | Corrente no filtro                                                                                                                     |
| $I_C$       | Corrente fornecido pelo banco de capacitor                                                                                             |
| $I_e$       | Corrente de campo do compensador síncrono                                                                                              |

|               |                                                                                                                                   |
|---------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $I_G$         | Corrente fornecida pelo sistema de geração                                                                                        |
| $I_M$         | Corrente nominal para alimentação da máquina                                                                                      |
| $i_{D,Q}$     | Correntes dos enrolamentos amortecedores D e Q no rotor do gerador                                                                |
| $I_N$         | Vetor corrente nas N barras de geração                                                                                            |
| $i_{s,r}$     | Matrizes das correntes do estator e rotor do gerador                                                                              |
| $I_{1,2}$     | Correntes nas barras 1 e 2                                                                                                        |
| $J$           | Momento de inércia do rotor [ $\text{kgm}^3$ ]                                                                                    |
| $k_{R,A,F,E}$ | Ganhos associados a cada subsistema de controle (retificador, amplificador, compensação e excitatriz)                             |
| $k_g$         | Ganho do atuador que regula a passagem de vapor                                                                                   |
| $k_i$         | Ganho do controlador integral utilizado para anular o erro de frequência (controle secundário)                                    |
| $k_v$         | Constante                                                                                                                         |
| $L_f$         | Indutância do filtro                                                                                                              |
| $L_{SS,RR}$   | Matrizes das indutâncias próprias dos enrolamentos do estator e rotor                                                             |
| $L_{S,R}$     | Indutâncias próprias do estator e rotor                                                                                           |
| $L_{SR}$      | Matriz indutância mútua entre os enrolamentos do estator e rotor                                                                  |
| $l_{s,r,m}$   | Indutância própria do estator, própria do rotor e mútua                                                                           |
| $l_{ss,rr}$   | Autoindutância dos enrolamentos do estator e rotor                                                                                |
| $L_{xx}$      | Auto-indutância dos enrolamentos, onde $x = a, b, c, f, D$ e $Q$                                                                  |
| $L_{x,y}$     | Indutância mútua de magnetização entre os enrolamentos, onde $x = a, b, c, f, D$ e $Q$ ; $y = a, b, c, f, D$ e $Q$ com $x \neq y$ |
| $M$           | Constante de inércia da máquina medida na velocidade síncrona [ $\text{Mj/Rad}$ ]                                                 |
| $m_{ar}$      | Massa do ar                                                                                                                       |
| $m_1$         | Fluxo de massa de vapor de entrada                                                                                                |
| $m_2$         | Fluxo de massa de vapor na saída                                                                                                  |
| $M_s$         | Indutância mútua                                                                                                                  |
| $p$           | Quantidade de pólos                                                                                                               |
| $P_{a,e,mec}$ | Potência aceleração, mecânica e elétrica                                                                                          |
| $P_m$         | Potência mecânica                                                                                                                 |

|               |                                                                                                                                |
|---------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $P_v$         | Potência do vento                                                                                                              |
| $P_{1,2}$     | Potência atina nas barras 1 e 2                                                                                                |
| $Y_{REDE}$    | Matriz admitância do sistema                                                                                                   |
| $Y_N$         | Matriz admitância do sistema reduzido                                                                                          |
| $q$           | Vazão da água                                                                                                                  |
| $Q_{1,2}$     | Potência reativa nas barras 1 e 2                                                                                              |
| $R$           | Resistência equivalente da linha de transmissão                                                                                |
| $R_e$         | Denominado de estatismo e representa a retroação do sistema mecânica-hidráulico do regulador de velocidade (controle primário) |
| $R_f$         | Resistência do filtro                                                                                                          |
| $R_{a,b,c}$   | Resistências dos enrolamentos do estator do gerador das fases A, B e C                                                         |
| $R_{A,B,C}$   | Resistências dos enrolamentos do rotor do gerador das fases A, B e C                                                           |
| $R_{D,Q}$     | Resistências dos enrolamentos amortecedores D e Q                                                                              |
| $R_{ik}$      | Resistência série da linha entre a barra i e k                                                                                 |
| $r_s$         | Resistência do estator do gerador síncrono                                                                                     |
| $R_{s,r}$     | Matrizes das resistências dos enrolamentos do estator e rotor                                                                  |
| $s$           | Escorregamento                                                                                                                 |
| $S$           | Potência aparente                                                                                                              |
| $S_e$         | Potência aparente da carga                                                                                                     |
| $T$           | Matriz da transformada de Park                                                                                                 |
| $T_{a,e,mec}$ | Torques de aceleração, elétrico e mecânico [Nm]                                                                                |
| $T_c$         | Constate de tempo                                                                                                              |
| $T_e$         | Torque eletromagnético                                                                                                         |
| $T_g$         | Constante de tempo do regulador                                                                                                |
| $T_m$         | Torque mecânico produzido pela turbina                                                                                         |
| $T_p$         | Constante de tempo do modelo de primeira ordem que representa as turbina vapor                                                 |
| $T_{R,A,F,E}$ | Constantes de tempo relativos a cada subsistema de controle (retificador, amplificador, compensação e excitatriz)              |
| $T_w$         | Constante de tempo que um certo volume de água necessita para                                                                  |



|               |                                                                                                                 |
|---------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|               | atingir uma certa velocidade                                                                                    |
| $T_d'$        | Constante de tempo transitória de circuito aberto do gerador em coordenadas de eixo direto                      |
| $T_0'$        | Constante transitória de circuito aberto                                                                        |
| $T_{d0,q0}''$ | Constantes de tempos subtransitória de circuito aberto do gerador em coordenadas de eixo direto e em quadratura |
| $X$           | Reatância equivalente da linha de transmissão                                                                   |
| $X_{d,q}$     | Reatâncias do estator do gerador em coordenadas de eixo direto e quadratura                                     |
| $X_{d,q}'$    | Reatâncias transitórias do estator do gerador em coordenadas de eixo direto e quadratura                        |
| $X_{d,q}''$   | Reatâncias subtransitórias do estator do gerador em coordenadas de eixo direto e quadratura                     |
| $X_{ik}$      | Reatância série da linha entre a barra i e k                                                                    |
| $X_s$         | Reatância de dispersão do estator                                                                               |
| $Z$           | Impedância equivalente da linha de transmissão                                                                  |
| $Z_e$         | Impedância da carga                                                                                             |
| $Z_M$         | Matriz impedância com os dados do gerador                                                                       |
| $Z_N$         | Matriz impedância do sistema com ou sem distúrbio                                                               |
| $W_{mec}$     | Velocidade angular mecânica [Rad/s]                                                                             |
| $w_r$         | Velocidade linear das pontas das pás da hélice                                                                  |
| $\omega_s$    | Velocidade síncrona [Rad/s]                                                                                     |
| $\omega_r$    | Velocidade angular do rotor do gerador                                                                          |
| $u(s)$        | Fator de proporcional à abertura do distribuidor (domínio da frequência)                                        |
| $v$           | Velocidade da água                                                                                              |
| $v_e$         | Velocidade do vento                                                                                             |
| $v_{a,b,c}$   | Tensões no estator do gerador das fases A, B e C                                                                |
| $V_{A,B,C}$   | Tensões no rotor do gerador das fases A, B e C                                                                  |
| $v_d$         | Componente da tensão terminal do gerador no eixo direto na referência do gerador                                |
| $v_{dc,qc}$   | Tensão no conversor                                                                                             |
| $v_{dg,qg}$   | Tensão no filtro                                                                                                |

|                  |                                                                                                               |
|------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $v_{ds,qs}$      | Tensões do estator do gerador síncrono em coordenadas de eixo direto e de eixo em quadratura                  |
| $v_D$            | Componente da tensão terminal no eixo direto na referência do sistema                                         |
| $V_{DC}$         | Tensão no barramento CC                                                                                       |
| $v_f$            | Tensão de excitação do gerador síncrono                                                                       |
| $V_N$            | Vetor tensão nas N barras de geração                                                                          |
| $V_{R,A,F,E}$    | Tensões de saída de cada um dos subsistemas de controle (retificador, amplificador, compensação e excitatriz) |
| $V_{ref}$        | Tensão de referência                                                                                          |
| $v_q$            | Componente da tensão terminal do gerador no eixo em quadratura na referência do gerador                       |
| $v_Q$            | Componente da tensão terminal no eixo em quadratura na referência do sistema                                  |
| $v_{s,r}$        | Matrizes das tensões do estator e rotor do gerador                                                            |
| $v(s)$           | Velocidade da água (domínio da frequência)                                                                    |
| $V_{1,2}$        | Tensões nas barras 1 e 2                                                                                      |
| $\beta$          | Ângulo de <i>pitch</i>                                                                                        |
| $\Delta V$       | Variação de tensão                                                                                            |
| $\Delta V_{x,y}$ | Variações de tensões das componentes ativa e reativa                                                          |
| $\delta$         | Ângulo de carga em [Rad <sub>elétricos</sub> ]                                                                |
| $\Delta f$       | Variação de frequência                                                                                        |
| $\Delta_m$       | Variação da passagem de vapor posto pela turbina a vapor                                                      |
| $\Delta_{mec}$   | Ângulo de carga em [Rad <sub>mecânicos</sub> ]                                                                |
| $\Delta_q$       | Variação da passagem de água posta pela a turbina hídrica                                                     |
| $\eta$           | Sinal de controle da válvula                                                                                  |
| $\theta_{mec}$   | Deslocamento angular do rotor em relação a um referencial fixo em radianos                                    |
| $\lambda$        | Razão entre a velocidade linear das pontas das pás da hélice e a velocidade do vento                          |
| $\lambda_i$      |                                                                                                               |
| $\rho$           | Densidade da água                                                                                             |
| $\rho_{ar}$      | Densidade do ar                                                                                               |

|                   |                                                                  |
|-------------------|------------------------------------------------------------------|
| $\varphi_{a,b,c}$ | Fluxos dos enrolamentos do estator do gerador das fases A, B e C |
| $\varphi_{A,B,C}$ | Fluxos dos enrolamentos do rotor do gerador das fases A, B e C   |
| $\varphi_{D,Q}$   | Fluxos dos enrolamentos amortecedores D e Q                      |
| $\varphi_f$       | Fluxo do enrolamento de excitação                                |
| $\varphi_{s,r}$   | Matrizes dos fluxos dos enrolamentos do estator e rotor          |

# SUMÁRIO

|                                                                         |      |
|-------------------------------------------------------------------------|------|
| Agradecimentos.....                                                     | vii  |
| Resumo .....                                                            | ix   |
| Abstract.....                                                           | x    |
| Lista de Figuras .....                                                  | xi   |
| Lista de Tabelas.....                                                   | xiii |
| Lista de Abreviaturas e Siglas.....                                     | xiv  |
| Lista de Símbolos .....                                                 | xv   |
| Sumário.....                                                            | xxi  |
| 1 Introdução .....                                                      | 23   |
| 1.1 Motivação.....                                                      | 29   |
| 1.2 Objetivo .....                                                      | 32   |
| 1.3 Estado da Arte .....                                                | 33   |
| 1.4 Estrutura do Texto .....                                            | 35   |
| 2 Estabilidade Transitória em Sistemas Elétricos .....                  | 36   |
| 2.1 Estabilidade de Tensão.....                                         | 39   |
| 2.1.1 Capacitores <i>Shunt</i> .....                                    | 40   |
| 2.1.2 Sistema de Excitação no Sistema de Geração .....                  | 41   |
| 2.1.3 Compensador Síncrono.....                                         | 43   |
| 2.1.4 <i>Flexible AC Transmission Systems</i> (FACTS).....              | 45   |
| 2.1.5 Transformadores com Comutadores <i>Tap</i> .....                  | 46   |
| 2.2 Estabilidade Angular do Rotor .....                                 | 47   |
| 2.2.1 Equação de Oscilação da Máquina Síncrona.....                     | 48   |
| 2.3 Estabilidade de Frequência.....                                     | 51   |
| 2.4 Considerações Finais .....                                          | 52   |
| 3 Tipos de Aerogeradores .....                                          | 53   |
| 3.1 Aerogerador de Indução Convencional do Tipo Gaiola de Esquilo ..... | 55   |
| 3.2 Aerogerador de Indução Duplamente Alimentado.....                   | 57   |
| 3.3 Aerogerador Síncrono de Rotor Bobinado .....                        | 59   |
| 3.4 Aerogerador Síncrono a Ímã Permanente.....                          | 60   |
| 3.5 Considerações Finais .....                                          | 62   |
| 4 Modelagem Matemática do Sistema .....                                 | 63   |
| 4.1 Geradores .....                                                     | 63   |
| 4.1.1 Gerador Indução com Rotor Gaiola de Esquilo.....                  | 64   |
| 4.1.2 Gerador de Indução Duplamente Alimentado .....                    | 70   |
| 4.1.3 Gerador Síncrono.....                                             | 72   |
| 4.2 Usinas Hidrelétricas.....                                           | 73   |
| 4.2.1 Turbina Hidráulica.....                                           | 74   |
| 4.2.2 Regulador de Tensão .....                                         | 75   |

|        |                                                                        |     |
|--------|------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.2.3  | Regulador de Velocidade .....                                          | 76  |
| 4.3    | Usina Termelétrica a Vapor.....                                        | 77  |
| 4.3.1  | Turbina a Vapor.....                                                   | 78  |
| 4.4    | Turbina Eólica .....                                                   | 79  |
| 4.4.1  | Controle de <i>Pitch</i> .....                                         | 80  |
| 4.5    | Modelo da Carga Elétrica.....                                          | 83  |
| 4.6    | Modelo Multimáquinas.....                                              | 84  |
| 4.7    | Modelo Linhas de Transmissão .....                                     | 89  |
| 4.8    | Transformadores.....                                                   | 90  |
| 4.9    | Capacitores e Reatores <i>Shunt</i> .....                              | 90  |
| 4.10   | Sistema de Controle do DFIG .....                                      | 91  |
| 4.10.1 | Sistema de Controle do Conversor Lado do Rotor .....                   | 92  |
| 4.10.2 | Sistema de Controle do Conversor Lado da Rede .....                    | 94  |
| 4.11   | Considerações Finais .....                                             | 97  |
| 5      | Desenvolvimento da Plataforma de Simulação e Resultados Obtidos .....  | 98  |
| 5.1    | Considerações Preliminares.....                                        | 98  |
| 5.2    | Descrições das Etapas de Implementação da Plataforma de Simulação..... | 99  |
| 5.3    | Sistema Elétrico Simulado .....                                        | 103 |
| 5.4    | Distúrbios Analisados .....                                            | 105 |
| 5.4.1  | Corte de Carga.....                                                    | 106 |
| 5.4.2  | Curto-circuito .....                                                   | 111 |
| 5.4.3  | Variação do Vento.....                                                 | 117 |
| 5.4.4  | Comparação do DFIG com AIGE em Regime Permanente .....                 | 121 |
| 5.4.5  | Injeção de Reativo .....                                               | 123 |
| 5.5    | Considerações Finais .....                                             | 125 |
| 6      | Conclusão.....                                                         | 126 |
|        | Referências Bibliográficas .....                                       | 127 |
| 7      | Apêndice A.....                                                        | 130 |
| 8      | Apêndice B.....                                                        | 133 |
| 9      | Apêndice C.....                                                        | 139 |

# 1 INTRODUÇÃO

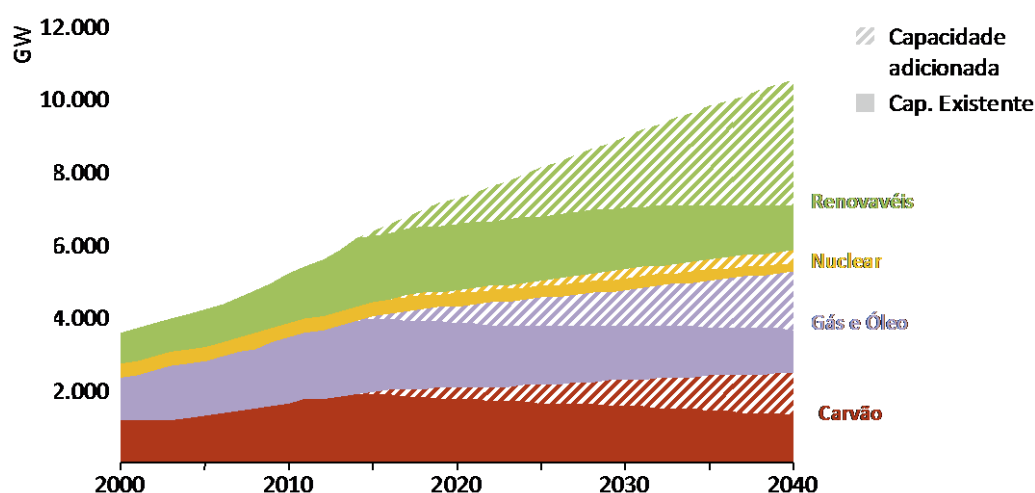
No modelo convencional de produção de energia elétrica, predomina-se as grandes usinas de geração de energia, estas situadas em zonas geográficas remotas, distantes dos grandes centros consumidores necessitando de longas linhas de transmissão para escoar grandes blocos de energia (FLORIN, 2009). Neste modelo há um maior controle sobre as fontes primárias (combustíveis fósseis, nuclear e hidráulica) de energia, facilitando o gerenciamento do despacho da energia elétrica gerada tendo uma geração firme, tens como desvantagens: elevados níveis de perdas técnicas, devido as grandes distâncias das linhas de transmissão, e pouca diversificação da matriz elétrica, ficando dependente de poucas fontes de geradoras.

Com a crescente preocupação com as condições climáticas buscam-se cada vez mais reduzir os impactos ao meio ambiente, por conta disso, o modo de se obter energia elétrica nos dias atuais vem sofrendo mudanças significativas. Neste contexto, sistemas de gerações de energia elétrica por meio das fontes renováveis vêm ganhando espaço, aumentando a diversificação da matriz elétrica e a possibilidade da geração mais próxima dos centros consumidores.

O aumento da capacidade de geração de energia é impulsionado pelo crescimento da procura por eletricidade, como também pela substituição de unidades obsoletas. Estima-se que a capacidade instalada mundial eleve de 6.163 GW em 2014 para 10.570 GW em 2040, um aumento de mais de 4.400 GW (IEA, 2015).

A geração de energia elétrica por meio das fontes renováveis vem crescendo a cada ano. Observa-se na Figura 1.1, em 2014, a mesma representou 30%, e acredita-se que em 2040 a mesma seja 45% da geração de energia elétrica mundial (IEA, 2015).

Figura 1. 1: Capacidade instalada mundial de geração de energia elétrica por fonte de 2000 até 2040.



Fonte: (IEA, 2015).

Consideram-se fontes de energias renováveis, a energia primária obtida de recursos naturais com uma capacidade de regeneração muito rápida tomando como referência o ciclo de vida de um ser humano. Obter energia elétrica por meio dessas fontes tem como vantagem a pouca agressão ao meio ambiente, mas como desvantagem a dificuldade sobre o despacho desta geração, por se tratar de fontes intermitentes.

Pela lei da conservação de energia pode-se obter energia elétrica através das fontes renováveis de diversas maneiras, pela energia cinética das correntes marítimas, energia térmica do interior da terra, a energia solar devido à radiação solar sob a forma de calor para usinas heliotérmicas e/ou diretamente para as usinas fotovoltaicas, devido à energia cinética contidas nas massas de ar em movimento, energia gerada pela decomposição de materiais orgânicos e pela energia cinética e potencial das águas dos rios. Observa-se na Tabela 1.1 as fontes renováveis representou 28% em 2013 da matriz elétrica mundial, espera em 2040 seja 45%.

Tabela 1. 1: Capacidade Instalada Mundial (GW).

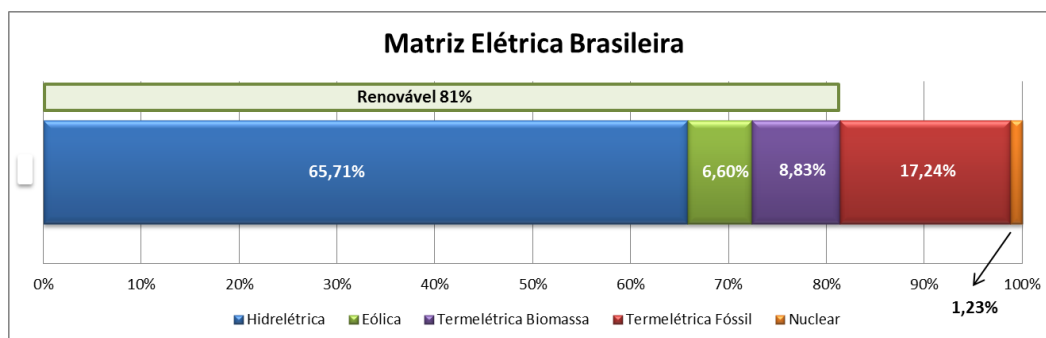
|                              | Capacidade Instalada Mundial (GW) |       |       |       |       |        | (%)  |      |
|------------------------------|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|--------|------|------|
|                              | 2013                              | 2020  | 2025  | 2030  | 2035  | 2040   | 2013 | 2040 |
| Capacidade Instalada Mundial | 5.884                             | 7.299 | 8.134 | 8.995 | 9.819 | 10.570 | 100  | 100  |
| Carvão                       | 1.851                             | 2.064 | 2.161 | 2.282 | 2.384 | 2.468  | 31   | 23   |
| Óleo                         | 439                               | 371   | 327   | 292   | 276   | 258    | 7    | 2    |
| Gás Natural                  | 1.502                             | 1.883 | 2.054 | 2.210 | 2.373 | 2.528  | 26   | 24   |
| Nuclear                      | 392                               | 448   | 482   | 536   | 578   | 614    | 7    | 6    |
| Hidro                        | 1.136                             | 1.341 | 1.482 | 1.622 | 1.743 | 1.837  | 19   | 17   |
| Biomassa                     | 108                               | 151   | 182   | 212   | 243   | 274    | 2    | 3    |
| Eólica                       | 304                               | 617   | 844   | 1.046 | 1.217 | 1.376  | 5    | 13   |
| Geotérmica                   | 12                                | 17    | 24    | 33    | 45    | 56     | 0    | 1    |
| Fotovoltaica                 | 137                               | 397   | 560   | 728   | 900   | 1.066  | 2    | 10   |
| Heliotérmica                 | 4                                 | 9     | 15    | 28    | 48    | 73     | 0    | 1    |
| Marítima                     | 1                                 | 1     | 2     | 6     | 12    | 20     | 0    | 0    |

Fonte: (IEA,2015).

No Brasil, o parque gerador possui uma capacidade instalada de 152 GW tendo como maior parcela os recursos renováveis, representando 81% da sua matriz elétrica. Visto na Figura 1.2.

Figura 1. 2: Matriz elétrica brasileira.

\*Não está no gráfico a energia solar, que corresponde a 0,09% da matriz elétrica.



Fonte: (ANEEL, 2017).

Estudos feitos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) demonstra que as projeções de carga de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) que representa o total de geração de eletricidade para atender o mercado (consumo e as perdas técnicas e não técnicas), crescerá à taxa média de 3,5% ao ano isso representa 2,7 GW médios anos, passando de 68 GW médios em 2017 com demanda máxima próximos dos 90 GW, para 96 GW médios com demanda máxima de 120 GW em 2026 (PDE, 2017). Logo, são importantes indicadores tanto para o dimensionamento do parque nacional de geração e do sistema de transmissão, quanto para uma operação mais otimizada do SIN.



Para que o Brasil possa suprir a demanda por energia elétrica sem descumprir os tratados acordados durante a Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima (COP21), será necessário muito investimento na geração de energia elétrica utilizando as fontes primárias com baixo impacto ao meio ambiente, devido o acordo tratar da necessidade de promover de forma sustentável o acesso universal à energia elétrica em países em desenvolvimento, por meio da implantação das fontes renováveis (ONU, 2015).

Mesmo o Brasil possuindo rios com acentuados desníveis entre a nascente e a foz, com elevadas vazões que contribuem para escolha da energia hidráulica para a geração de energia. Porém, ao se construir grandes barragens causarão impacto ambiental e social, devido aos alagamentos de grandes áreas, colocando em xeque a predominância dessa fonte na composição da matriz elétrica, com isso, fontes como a força dos ventos e irradiação solar conquistarão espaço na matriz elétrica brasileira. Analisando a Tabela 1.2, verifica-se o quanto as fontes renováveis irão influenciar na matriz elétrica brasileira até o ano de 2026.

Tabela 1. 2: Previsão da capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil (GW).

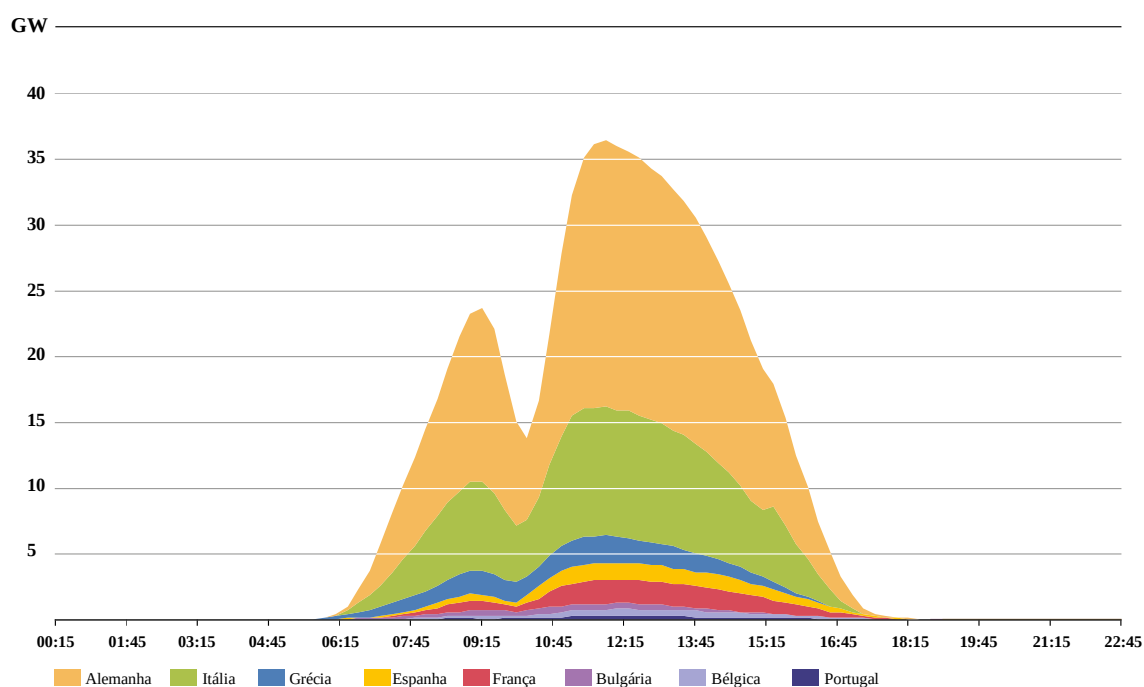
|                            | Capacidade Instalada Brasil (GW) |                |                |                |                |                |                |                |                | (%)          |              |
|----------------------------|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|--------------|--------------|
|                            | 2018                             | 2019           | 2020           | 2021           | 2022           | 2023           | 2024           | 2025           | 2026           | 2018         | 2026         |
| <b>Renováveis</b>          | <b>143.886</b>                   | <b>148.212</b> | <b>150.548</b> | <b>153.974</b> | <b>157.687</b> | <b>161.477</b> | <b>165.383</b> | <b>169.489</b> | <b>173.690</b> | <b>85,93</b> | <b>81,73</b> |
| Hidro                      | 99.846                           | 102.008        | 102.008        | 102.008        | 102.150        | 102.268        | 102.501        | 102.937        | 103.466        | 59,63        | 48,68        |
| Importação                 | 7.000                            | 7.000          | 7.000          | 7.000          | 7.000          | 7.000          | 7.000          | 7.000          | 7.000          | 4,18         | 3,29         |
| Biomassa/Eólica/PCH/Solar  | 37.040                           | 39.204         | 41.540         | 44.966         | 48.538         | 52.209         | 55.882         | 59.552         | 63.223         | 22,12        | 29,75        |
| PCH                        | 6.270                            | 6.393          | 6.658          | 6.658          | 6.958          | 7.258          | 7.558          | 7.858          | 8.158          | 3,74         | 3,84         |
| Eólica                     | 15.598                           | 16.645         | 17.645         | 19.540         | 21.254         | 23.058         | 24.862         | 26.666         | 28.470         | 9,31         | 13,40        |
| Biomassa                   | 13.182                           | 13.506         | 13.577         | 14.199         | 14.666         | 15.234         | 15.802         | 16.368         | 16.936         | 7,87         | 7,97         |
| Solar                      | 1.990                            | 2.660          | 3.660          | 4.660          | 5.660          | 6.660          | 7.660          | 8.660          | 9.660          | 1,19         | 4,55         |
| <b>Não Renováveis</b>      | <b>23.566</b>                    | <b>23.906</b>  | <b>25.427</b>  | <b>25.427</b>  | <b>25.427</b>  | <b>26.735</b>  | <b>25.751</b>  | <b>24.852</b>  | <b>26.634</b>  | <b>14,07</b> | <b>12,53</b> |
| Nuclear                    | 1.990                            | 1.990          | 1.990          | 1.990          | 1.990          | 1.990          | 1.990          | 1.990          | 3.395          | 1,19         | 1,60         |
| Gás Natural                | 13.151                           | 13.151         | 14.672         | 14.672         | 14.672         | 16.172         | 16.172         | 16.756         | 17.339         | 7,85         | 8,16         |
| Carvão                     | 3.174                            | 3.514          | 3.514          | 3.514          | 3.514          | 3.514          | 3.514          | 3.514          | 3.514          | 1,90         | 1,65         |
| Óleo Combustível           | 3.721                            | 3.721          | 3.721          | 3.721          | 3.721          | 3.721          | 3.287          | 1.805          | 1.774          | 2,22         | 0,83         |
| Óleo Diesel                | 1.530                            | 1.530          | 1.530          | 1.530          | 1.530          | 1.337          | 787            | 787            | 612            | 0,91         | 0,29         |
| Alternativa Indicada Ponta |                                  |                |                | 994            | 2.532          | 4.334          | 8.002          | 12.198         | 12.198         | 0,00         | 5,74         |
| <b>TOTAL</b>               | <b>167.452</b>                   | <b>172.118</b> | <b>179.974</b> | <b>180.395</b> | <b>185.646</b> | <b>192.546</b> | <b>199.136</b> | <b>206.539</b> | <b>212.522</b> | <b>100</b>   | <b>100</b>   |

Fonte: (MME/EPE, 2017).

A integração das fontes renováveis no SIN requerem bastantes precauções, em consequência da natureza flutuante dos recursos naturais e da dificuldade em prever. Também há preocupação com a qualidade da energia gerada e o impacto das mesmas no comportamento dinâmico do sistema elétrico, necessitando de planejamento na operação do sistema elétrico, para que possa haver uma operação estável e segura, tarefa cada vez mais desafiadora.

Exemplificando a dificuldade, no dia 20 de Março de 2015 ocorreu um eclipse solar atingindo parte da Europa, onde se tinha certa preocupação devido à geração de energia elétrica utilizando os sistemas fotovoltaicos (geração distribuída). O corpo técnico responsável por operar o sistema elétrico Europeu passou meses estudando como o sistema elétrico iria se comportar durante o eclipse. Na Figura 1.3 pode-se analisar o comportamento da geração fotovoltaica neste dia.

Figura 1. 3: Geração de energia por meio da fonte fotovoltaica durante o eclipse solar na Europa no dia 20 de Março de 2015.



Fonte: (ENTSO-E, 2015).

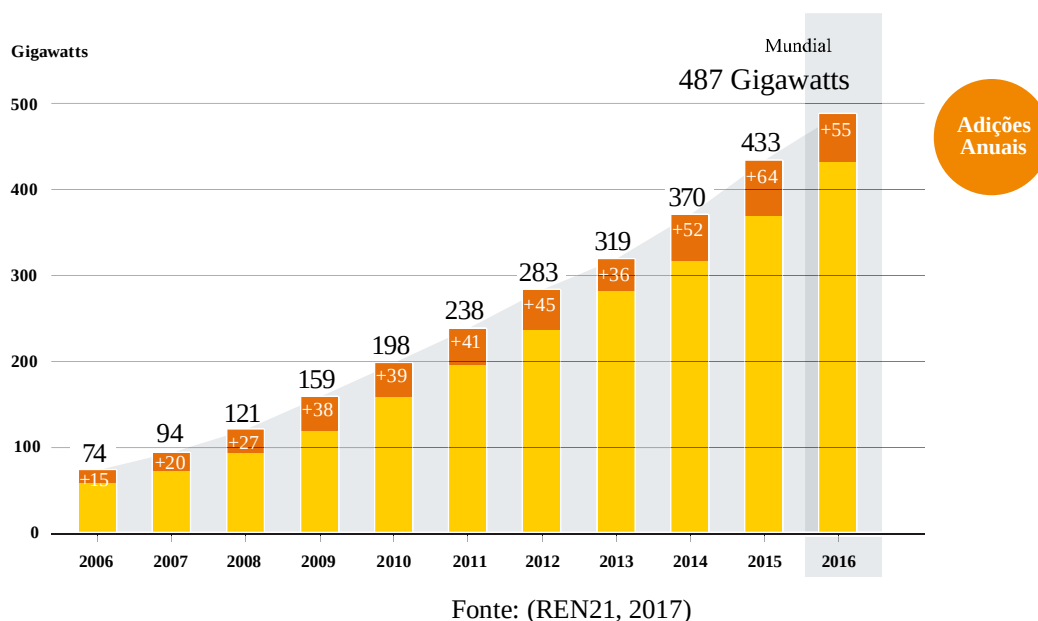
O país Europeu que sofreu maior dano foi à Alemanha, onde há uma maior capacidade instalada desta fonte comparada a outros países. O eclipse se iniciou às 09h30min horário local, no início a geração de energia por meio dos sistemas fotovoltaicos era de aproximadamente de 22 GW, chegando ao pior cenário às 10h com 14 GW de geração. O eclipse solar finalizou às 12h onde se verificou 35 GW. Perceba-se a dificuldade em manter o sistema equilibrado com variações bruscas de geração de energia em curtas janelas de tempo (ENTSO-E, 2015). Para mitigar este tipo de distúrbio buscam tecnologias com maior flexibilidade operacional, atendendo carga do sistema à qualquer hora do dia, em respostas à variação instantânea e demanda a curto prazo, dentre as soluções tecnológicas destacam-se as usinas hidrelétricas reversíveis,

usinas termelétricas de partida rápida ( ciclo termodinâmico de Otto, Diesel e Brayton) e armazenamento de energia (baterias).

## 1.1 MOTIVAÇÃO

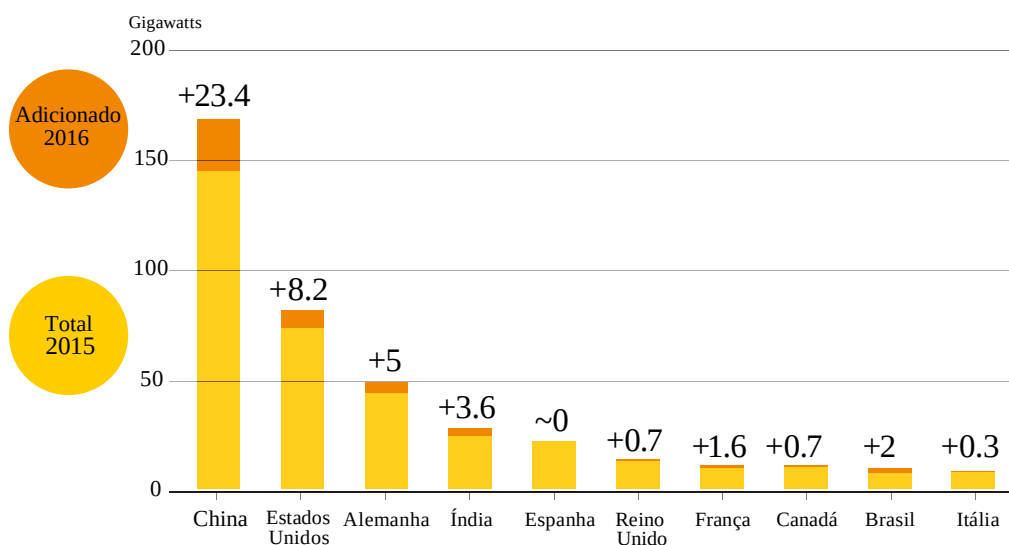
A energia cinética dos ventos contribui firmemente para o crescimento da geração de energia elétrica por meio das fontes renováveis. A mesma já representa 487 GW da capacidade instalada mundial em 2016. Analisando a Figura 1.4, verifica-se que o crescimento dessa geração tem razão exponencial.

Figura 1. 4: Crescimento da capacidade da geração eólica mundial.



A energia elétrica obtida pela força dos ventos também se mostra bastante animador em relação ao Brasil. Estudos feitos pela (CRESESB/CEPEL, 2001) tem mostrado perspectiva de um potencial eólico disponível da ordem de 143 GW estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s. Outro fator importante, como incentivo, é a possibilidade de complementaridade entre a geração hidrelétrica e a geração eólica, visto que, o maior potencial eólico na região Nordeste ocorre durante o período de menor disponibilidade hídrica (ANEEL, 2005). O Brasil já está entre os 10 maiores produtores de energia elétrica por meio da força do vento, como observado na Figura 1.5.

Figura 1. 5: Os 10 maiores países produtores de geração eólica.



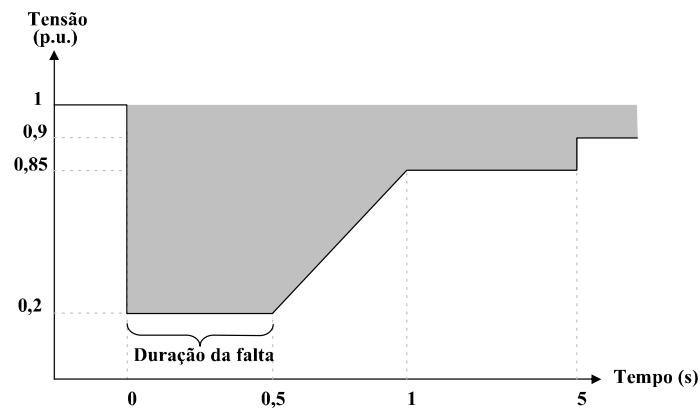
Fonte: (REN21, 2017).

A inclusão da geração eólica em grande escala para substituir as usinas de geração convencional pode levar ao enfraquecimento da inércia elétrica do sistema (massa girante), apresentando diferentes respostas do sistema elétrico de potência (SEP) frente aos distúrbios que possam ocorrer. Redes mais fracas tendem a influenciar negativamente o comportamento dinâmico dos aerogeradores.

Anteriormente os parques eólicos eram programados para haver uma desconexão com o sistema em caso de quedas bruscas de tensão em seus terminais abaixo de 80%, que eram usualmente causadas por falhas no SEP. Tais condições operativas eram possíveis devido à pequena quantidade de parques eólicos no sistema, logo, apresentava impacto irrelevante as suas desconexões.

Com o crescimento exponencial da integração de parques eólicos ao sistema elétrico, a influência dessas fontes de geração sobre o comportamento dinâmico do sistema tem se tornado cada vez mais preocupantes, no Brasil, por exemplo, o Operador Nacional do Sistema (ONS) exige que os parques eólicos devam ter capacidades de se manterem conectados enquanto há afundamentos de tensão (geralmente causados por curto-circuito) nos seus terminais acima da curva de suportabilidade a afundamentos de tensão (*Low Voltage Ride-Through – LVRT* ou *Fault Ride Through – FRT*) (observe a Figura 1.6), podendo chegar até 20% da tensão nominal por um período de 500ms. Alguns países do mundo são mais rígido, na Alemanha essa tensão pode chegar à zero p.u. por um período de tempo de 150ms (FERREIRA, 2008).

Figura 1. 6: Tensões nos terminais dos aerogeradores.



Fonte: (ONS, 2010).

A inclusão dos parques eólicos no SEP outras questões têm surgidas, diz respeito a critérios de máxima integração da eólica sem causar danos a qualidade da energia, devido os regimes dos ventos tem uma relação direta com a energia elétrica gerada, por se tratar de uma fonte intermitente há variação na potência ativa gerada e consequentemente flutuação de tensão, interferindo na qualidade da energia. Outro fato, devido às gerações convencionais utilizarem os geradores síncronos, por motivos econômicos são os responsáveis pela compensação de energia reativa, com a substituição do mesmo por parques eólicos essa compensação será afetada. Este efeito pode ser compensado por dispositivos que geram energia reativa, como bancos de capacitores e reatores, compensadores estáticos (FACTS) e síncronos; mas isso exigirá investimentos adicionais (MACHOWSKI, 2008).

## 1.2 OBJETIVO

Em consequência da crescente inclusão dos parques eólicos no SEP em todo mundo, cresce a busca por sistemas cada vez mais confiáveis, em (ROSAS, 2003) observa-se que problemas de estabilidade de tensão transitórios têm sido relacionados à grande integração de aerogeradores no sistema elétrico, geralmente durante a ocorrência de algum distúrbio. O NERC (*North American Electric Reliability Corporation*) define o SEP confiável quando: está disponível todo o tempo para suprir os clientes, sendo capaz de resistir a súbitos distúrbios.

Objetivo deste trabalho consiste em realizar análises de estabilidade transitória do sistema elétrico com a integração de parque eólico via simulação dinâmica em um sistema teste, com o objetivo de propor meios para aumentar a confiabilidade do mesmo.

Este trabalho consiste em desenvolver a plataforma de simulação de um sistema elétrico onde contém cargas e sistemas de gerações hidrelétricas e termelétricas (geração convencional), por fim, inserindo um parque eólico com aerogeradores tipo DFIG (*Double Fed Induction Generator*) com todas as plantas geradoras trabalhando em sincronismo.

Com isso será possível fazer uma análise dinâmica do comportamento do sistema com a integração do DFIG, serão gerados distúrbios no sistema buscando mitigar por meio de técnicas de controle no DFIG, com o intuito de ajudar o sistema a reestabelecer mais rápido e/ou aumentar a confiabilidade.

Proporcionando também uma comparação dos comportamentos dos aerogeradores de Indução em Gaiola de Esquilo e de indução Duplamente Alimentado no sistema em regime permanente. O comportamento do sistema de potência e dos aerogeradores são avaliados por meio da simulação desenvolvida utilizando o *software* MatLab/Simulink.

### 1.3 ESTADO DA ARTE

A busca em analisar o comportamento dinâmico do sistema elétrico com a integração da geração eólica iniciou em (STAVRAKAKIS, 1995) parte I, buscou-se desenvolver uma plataforma de simulação para um sistema isolado com duas fontes geradoras, sendo um parque eólico com aerogeradores de indução com rotor em gaiola de esquilo e uma usina termelétrica com ciclo termodinâmico Rankine (geração tradicional), para isso, descreveu todos os modelos matemáticos dos diversos equipamentos que compõem o sistema, com os seus respectivos sistemas de controle (turbinas eólicas e a vapor juntos com o regulador de velocidade, geradores síncronos e assíncronos juntos com o regulador de tensão, linhas de transmissão, bancos de capacitores, cargas e transformadores). Em seguida explica como é feita a conexão entre todos os modelos matemáticos, utilizando a técnica multimáquinas.

Utilizando a estrutura de (STAVRAKAKIS, 1995) parte I, em (STAVRAKAKIS, 1995) parte II, foi simulado um sistema de isolado de uma pequena ilha francesa, onde o sistema contém 4 (quatro) barras, sendo uma barra conectada a usina termelétrica e as demais fazendo conexão com o parque eólico e a uma carga. Os distúrbios simulados no sistema foram: curto-circuito simétrico em uma das barras, retirada brusca do parque eólico e variações dos ventos. Logo, foi possível analisar os efeitos das instabilidades de tensão e frequência do sistema.

De acordo (LARA, 2005), desenvolveu um ambiente de simulação utilizando o aerogerador DFIG para diferentes configurações do sistema, foi observado que para um sistema onde o DFIG é conectado a uma barra infinita a resposta frente aos distúrbios foi mais satisfatória, porém com diversas gerações o impacto na estabilidade é maior.

Segundo (QIAO, 2011), buscou desenvolver uma técnica de controle no DFIG para regulação da tensão na barra onde o aerogerador está conectado, por meio de simulação os resultados foram satisfatórios, comprovando a eficácia da técnica de controle da tensão na barra onde o parque está conectado com a rede.

Em (MITRA, 2012), estudou o comportamento da estabilidade do sistema na ocorrência de uma falta simétrica, o intuito do estudo é verificar os níveis de impactos da estabilidade do sistema na integração do parque eólico utilizando DFIG conectado em diferentes barras do sistema. Tem como resultado a melhor barra para conexão do parque. Na simulação foi utilizado o sistema 9 barras do (ANDERSON et al, 2003).



Em (WANG, 2013), também foi utilizado o sistema de 9 barras do (ANDERSON et al, 2003) com 3 plantas geradoras tradicionais e um parque eólico com aerogeradores DFIG sendo *offshore*, a transmissão da energia do parque a terra é dada por transmissão em CC, logo tem uma subestação (SE) retificadora no mar e uma outra subestação em terra, sendo a mesma inversora. Foi utilizado um STATCOM na mesma barra onde se encontra a SE inversora, foi desenvolvido uma técnica de controle para o STATCOM, para durante uma falta simétrica no sistema o mesmo possa gerar potência reativa. Os resultados obtidos mostram a eficácia da técnica e uma melhoria na estabilidade do sistema.

Em (LAMICHHANE, 2014) é feito uma análise de estabilidade para os principais tipos de aerogeradores que são: indução com rotor em gaiola de esquilo, Indução com rotor duplamente alimentado e síncrono, os resultados obtidos mostram que o DFIG é o que apresenta melhor comportamento comparado aos demais aerogeradores.

Em (MITRA, 2016), foi utilizado técnicas de controle vetoriais no DFIG para controlar a potência ativa do parque eólico, com o intuito de diminuir as oscilações das potências ativas geradas, mesmo com, a variação dos ventos. Os resultados obtidos demonstraram que é possível melhorar a estabilidade transitória do sistema. Toda a simulação foi desenvolvida utilizando o PSCAD/EMTOC plataforma do MatLab, utilizando o sistema de 9 barras do (ANDERSON et al, 2003).

## 1.4 ESTRUTURA DO TEXTO

Esta dissertação, além do capítulo introdutório, está composto pelos capítulos:

### **Capítulo 2:** Estabilidade Transitória em Sistemas Elétricos

Este capítulo descreve uma visão geral dos tipos de estabilidade transitória e os tipos de controle encontrados no sistema para mitigar os distúrbios, em seguida abordar a estabilidade transitória de tensão e os principais equipamentos elétricos utilizados para restabelecer os níveis adequados de tensão na barra, demonstra a equação que rege a oscilação em sistema elétrico e por fim descreve as dificuldades do corpo técnico em manter os sinais de frequência e tensão dentro dos limites toleráveis.

### **Capítulo 3:**Tipos de aerogeradores

Este capítulo apresenta os diversos tipos de aerogeradores presente no sistema elétrico, mostrando as vantagens e desvantagens de cada modelo.

### **Capítulo 4:** Modelagem Matemática do Sistema

Este capítulo descreve e apresenta as deduções dos modelos matemáticos dos diversos dispositivos encontrados no sistema elétrico de potência, assim como os aspectos aos modos de controle envolvido e os respectivos diagramas de blocos.

### **Capítulo 5:** Desenvolvimento da Plataforma de Simulação e Resultados Obtidos

Este capítulo demonstrando a integração dos modelos matemáticos dos dispositivos em seguida faz uma análise e discussão dos resultados obtidos para cada distúrbio analisado, também faz uma comparação do comportamento dos aerogeradores de indução com rotor em gaiola de esquilo e o DFIG. Por fim demonstra a possibilidade do DFIG injetar/absorver potência reativa no sistema, tendo o mesmo comportamento do gerador síncrono.

### **Capítulo 6:** Considerações finais e trabalhos futuros.

## 2 ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Sociedades cada vez mais industrialmente desenvolvidas requerem um maior consumo de energia elétrica, necessitando de complexos sistemas elétricos para suprir à crescente demanda de energia elétrica, cuja tendência busca-se uma maior interligação entre outros sistemas. As plantas de geração de energia elétrica localizadas a quilômetros de distância, operam em sincronismo com as demais, e estão interligadas por meio das linhas de transmissão para que possam suprir as cargas de todo o sistema.

Sistema elétrico com diversas fontes geradoras de energia elétrica requer grandes desafios em manter o mesmo interligado. Manter as grandezas elétricas geradas dentro dos limites necessários carece de planejamento e operação extremamente complexa, com isso, com o intuito de fornecer um serviço confiável e ininterrupto para os consumidores. Idealmente, as cargas devem ser alimentadas com tensões e frequências dentro de certa faixa de tolerância, para isto, sistemas de controle complexos devem fazer parte nas unidades geradoras, permanecendo em sincronismo com os outros geradores, nada fácil devido às variações brusca de carga e intempéries da natureza acontecendo a todo instante no sistema (ANDERSON et al, 2003).

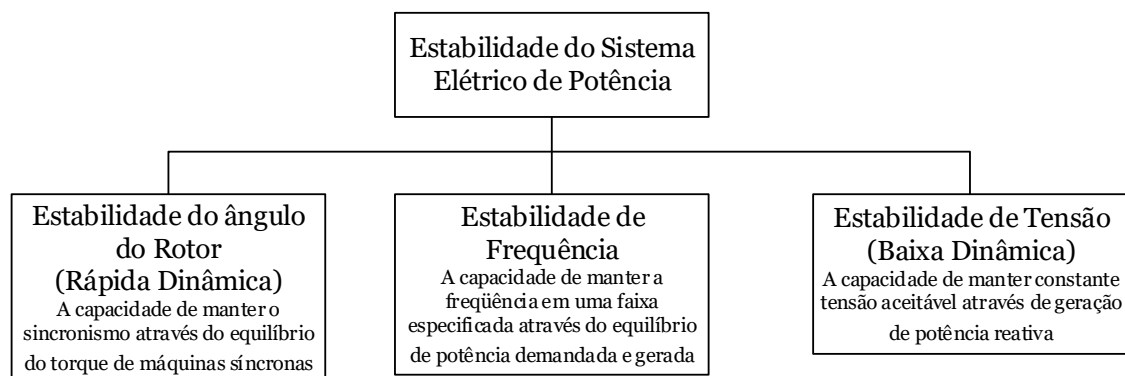
Com o surgimento de novas tecnologias para a geração de energia elétrica, a integração destas com as fontes tradicionais tem provocado dificuldade em manter o sistema operando em perfeitas condições. A busca para assegurar uma alta qualidade na energia elétrica entregue ao consumidor, promove a necessidade de estudos da estabilidade dos sistemas de potência. Principais indicadores para analisar a qualidade da energia elétrica são: níveis de tensão e frequência reguladas e com baixas flutuações.

Os sistemas elétricos são sistemas dinâmicos, e uma variação em um parâmetro do circuito leva a variação de suas demais grandezas ao longo do tempo, envolvendo um período transitório que precede a nova condição de operação em regime permanente. O estudo de estabilidade é feito por meio de uma análise dinâmica (análise no domínio do tempo) do sistema, e para isso, os modelos matemáticos dos equipamentos encontrados no sistema elétrico são representados por meio de equações algébricas diferenciais.

A estabilidade de um sistema elétrico está ligada ao comportamento dinâmico das máquinas síncronas após a ocorrência de um distúrbio. Se o distúrbio não envolver qualquer mudança na configuração do sistema, as máquinas deverão voltar ao mesmo estado de operação inicial em um tempo finito sem perder o sincronismo. Porém, se houver qualquer mudança na configuração do sistema, tais como variações bruscas na carga ou geração, perda de linha de transmissão, etc., haverá um desequilíbrio entre a geração e a carga. Consequentemente, as máquinas deverão estabelecer-se em um novo ponto de operação. Em qualquer caso, todas as máquinas síncronas interligadas deverão permanecer em sincronismo se o sistema for estável, isto é, se estiver operando em paralelo com a mesma velocidade angular elétrica (MOTA, 2006). Caso contrário o sistema é instável, caso o sistema de proteção não tenha uma boa coordenação para isolar a falha em tempo hábil, resultará em uma situação degradante, e em casos extremos, um *Black-out* no sistema elétrico.

Para este trabalho de pesquisa tratou-se o gerador elétrico como uma fonte de tensão trás de uma reatância transitória, logo, durante um transitório, o sistema visto pelo gerador síncrono é modificado, por isso, há variações das suas grandezas elétricas, como: tensão terminal, impedância vista pela máquina, ângulo de torque e a frequência. Para uma melhor análise dos problemas relacionada à estabilidade do sistema de potência e qual estratégia de mitigação do mesmo, observando-se a Figura 2.1, a estabilidade de sistemas de potência pode ser classificada em três categorias principais são estabilidade de tensão, estabilidade de frequência e estabilidade angular do rotor (KUNDUR, 1994).

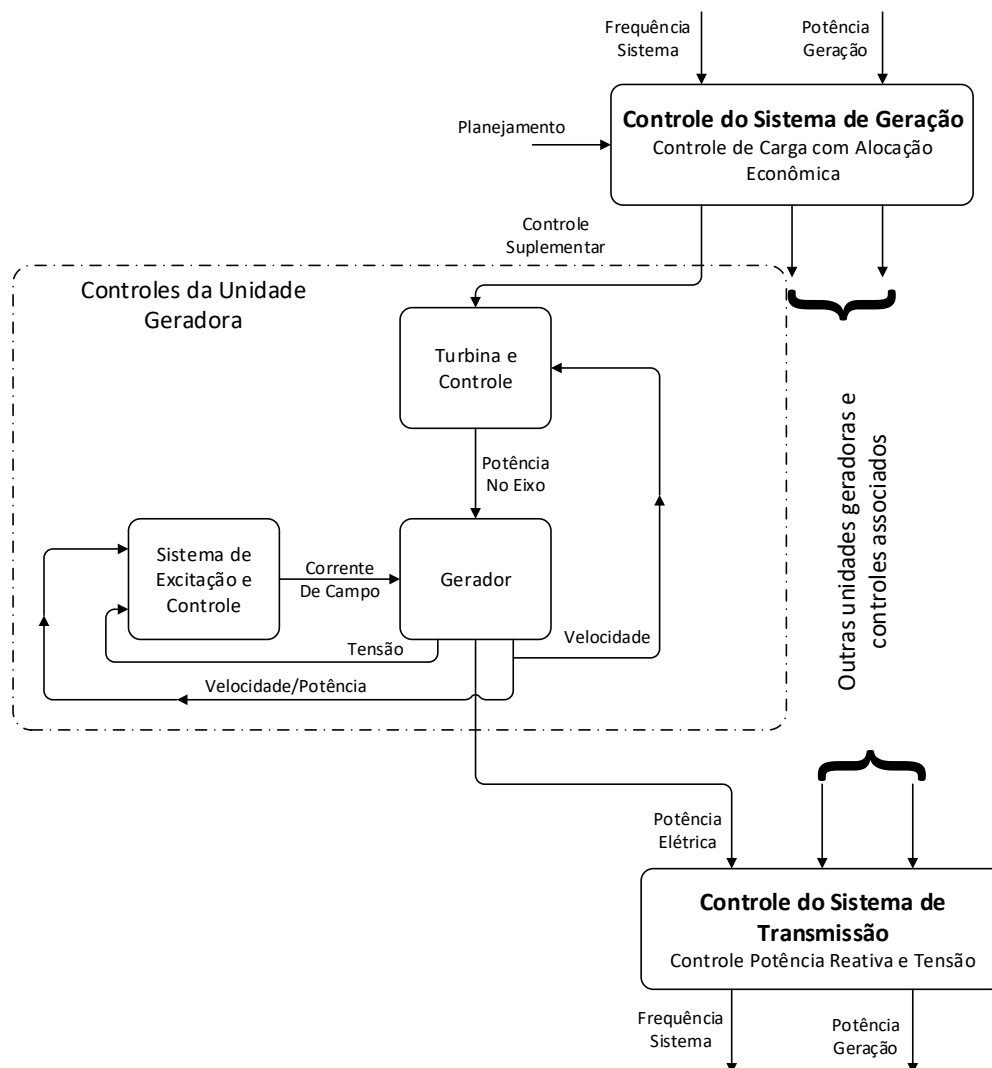
Figura 2. 1: Classificação da estabilidade do sistema de potência com base na dinâmica do fenômeno.



Fonte: (MOHAMED, 2013).

Logo, para atenuar os distúrbios causados no sistema elétrico, buscam desenvolver sistemas de controle cada vez mais eficientes. Para os sistemas de geração utilizando geradores síncronos, há controle da tensão por meio da tensão de excitação do gerador, como também da frequência, por meio do controle de velocidade da turbina (que produz a energia mecânica) que está acoplada ao eixo do rotor do gerador. Também há o controle do despacho da carga, onde por meio de sistemas supervisorio, procura-se sempre manter o equilíbrio entre o despacho da geração e carga. Para o sistema de transmissão há o controle de potência reativa e, conseqüentemente da tensão na barra. Uma visão geral dos sistemas de controle presentes no sistema elétrico é representada na Figura 2.2.

Figura 2. 2: Subsistemas de um sistema de potência e controle associado.



Fonte: (KUNDUR, 1994).

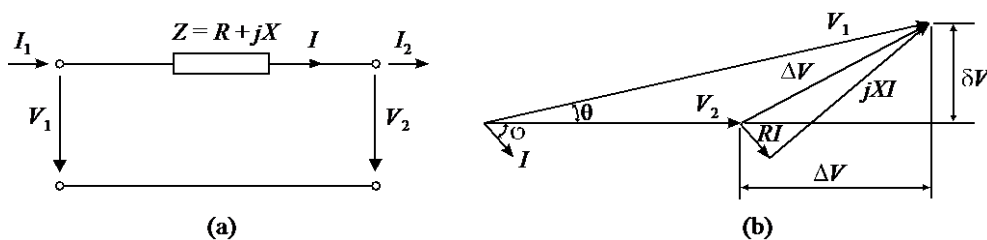
## 2.1 ESTABILIDADE DE TENSÃO

A estabilidade da tensão refere-se à capacidade de um sistema elétrico em manter tensões constantes em todas as barras do sistema após ter sido submetido a uma perturbação a partir de certa condição de funcionamento inicial. O principal fator que causa a instabilidade de tensão é a incapacidade de fornecimento de potência reativa nas situações de contingência.

Sistemas de controle são desenvolvidos para regular os níveis de tensão no sistema. Existem diversas maneiras de executar essa regulação, isto é, nos sistemas de transmissão e distribuição isto é feito por meio de capacitores e reatores *shunt*, compensadores síncronos, *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS) e transformadores com comutação de *Tap*. Já para o sistema de geração, a regulação de tensão é realizada pelo controle da excitação, o controle se dar por meio da injeção ou absorção de potência reativa na barra, com isso, aumenta ou reduz a tensão na barra dependendo da natureza indutiva ou capacitiva da carga vista pelo barramento.

Como as linhas de transmissão possuem uma reatância muito pequena em comparação com as cargas presentes no sistema, devido ao fato de que as cargas, no geral, têm predominância indutiva, necessitam absorver energia reativa para alimentar os circuitos magnéticos. Logo, a correção da tensão se dar pela injeção ou absorção de potência reativa na barra. O ideal é suprir as cargas com potência indutiva nas barras mais próximas das mesmas, com isso, aumenta-se a capacidade de transmissão de potência ativa e atenua as perdas técnicas no sistema. Para exemplificar o que foi dito, na Figura 2.3 tem-se o modelo para linhas de transmissão para curtas distâncias o diagrama unifilar e fasorial, onde se demonstra o controle da tensão na barra por meio da absorção ou injeção de energia reativa.

Figura 2. 3: Modelo para linhas curtas, diagrama unifilar e diagrama fasorial.



Fonte: (MOHAMED,2013).

Conforme se observa na Figura 2.3, na ausência de uma admitância *shunt* tem-se que  $I_1 = I_2 = I$  ao longo de toda linha, e sabendo-se que  $\varphi$  é o ângulo entre  $I$  e  $V_2$ , então  $I_a = I \cos \varphi$  e  $I_r = I \sin \varphi$  são as componentes ativas e reativas da corrente. Assumindo as tensões  $V_1$  constante e  $V_2$  com ângulo de fase zero, a queda tensão ( $\Delta V$ ) complexa é dada por:

$$\Delta V = ZI = \Delta V_x + j\Delta V_y \quad (2.1)$$

$$\Delta V_x = RI_a - XI_r \quad (2.2)$$

$$\Delta V_y = XI_a + RI_r \quad (2.3)$$

Como a potência aparente é calculada por  $S = V_2(I_a - jI_r) = P_2 + jQ_2$ , onde  $P_2$  potência ativa na Barra 2 e  $Q_2$  potência reativa na Barra 2.

$$I_a - jI_r = \frac{P_2}{V_2} + j\frac{Q_2}{V_2} \quad (2.4)$$

Obtêm-se os valores das correntes  $I_a$  e  $I_r$ , substituindo nas Equações (2.2) e (2.3) e como reatância da linha de transmissão é muito maior que a resistência, considera-se a resistência da linha transmissão nula, logo:

$$\Delta V_x = \frac{XQ_2}{V_2} \quad (2.5)$$

$$\Delta V_y = \frac{XP_2}{V_2} \quad (2.6)$$

Logo, como a reatância da linha de transmissão é constante, a queda de tensão  $\Delta V_x$  é principalmente devido ao fluxo de energia reativa na linha, então a diferença de magnitude entre  $V_1$  e  $V_2$  depende principalmente da potência reativa, enquanto a potência ativa afeta diretamente a diferença de fase das tensões (MOHAMED, 2013).

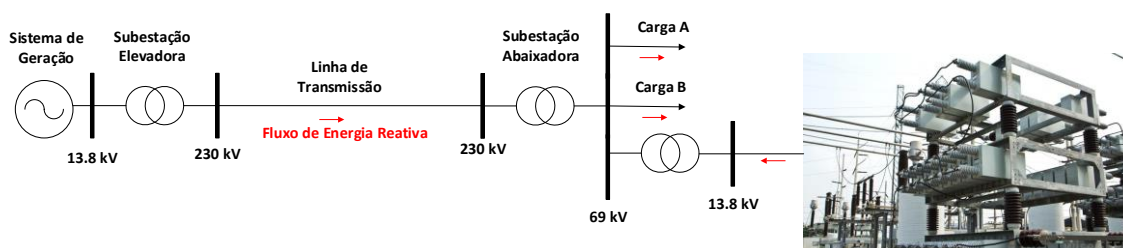
### 2.1.1 CAPACITORES SHUNT

Alguns equipamentos necessitam de potência reativa para o seu funcionamento, como motores elétricos, fornos a arco, transformadores, etc. Para evitar a transmissão de energia reativa da unidade geradora aos terminais distantes da carga consumidora é necessária a instalação das referidas fontes de energia reativa. Logo, reduzem-se as perdas no sistema de transmissão devido a diminuição da condução de correntes nas

linhas de transmissão, consequentemente diminui as perdas por efeito Joule, resultando num melhor rendimento do sistema elétrico.

Outra preocupação é devido às linhas de transmissão com grandes comprimentos, quando estão a vazio ou com pouca carga, devido ao seu efeito capacitivo, aumentam a tensão no sentido da geração para o consumidor. Causado pelo o efeito Ferranti, que faz com que a tensão aumente ao longo da linha de transmissão. Quando carregadas, devido ao efeito da indutância mútua e do fator de potência tipicamente indutivo da carga, diminuem a tensão no sentido da geração para a carga. Logo, a maneira mais simples para fazer o controle da tensão para esses casos é utilizando reatores e capacitores *shunts* nas subestações. Como se pode observar Figura 2.4.

Figura 2.4: Capacitor *Shunt*.



Tendo como desvantagem por serem fontes constantes de energia reativa, devido não haver uma variação mais suave, e sim, variações elevadas. Nota-se que quando há o chaveamento do capacitor *shunt* pode resolver o problema da queda de tensão, entretanto, gera outros problemas como sobretensões transitórias.

### 2.1.2 SISTEMA DE EXCITAÇÃO NO SISTEMA DE GERAÇÃO

No sistema elétrico, o principal equipamento para o controle da tensão é o gerador síncrono. Por meio do controle do seu sistema de excitação há troca de potência reativa com a rede. O sistema de excitação é responsável não somente pela tensão de saída da máquina, mas também pelo fator de potência e pela magnitude da corrente gerada. O ideal é que os geradores síncronos produzam pouca energia reativa, para que não retire a capacidade máxima da geração de potência ativa.

O sistema de excitação dos geradores síncronos necessita de uma fonte de corrente contínua para alimentar o enrolamento de campo, que usualmente é suprido por



meio de uma excitatriz estática (com escovas) ou de uma excitatriz girante (sem escovas).

Os geradores síncronos com excitatriz do tipo estática são constituídos de anéis coletores e escovas, que permitem a alimentação dos enrolamentos do rotor através de contato elétrico deslizante, sendo a corrente contínua para alimentação dos enrolamentos do rotor gerada por conversores controlados CA/CC. Já para sistemas de excitação com excitatriz girante, esta consiste em uma excitatriz de corrente alternada de polos fixos e induzido rotativo, além de um conversor CA/CC montado no mesmo eixo do gerador.

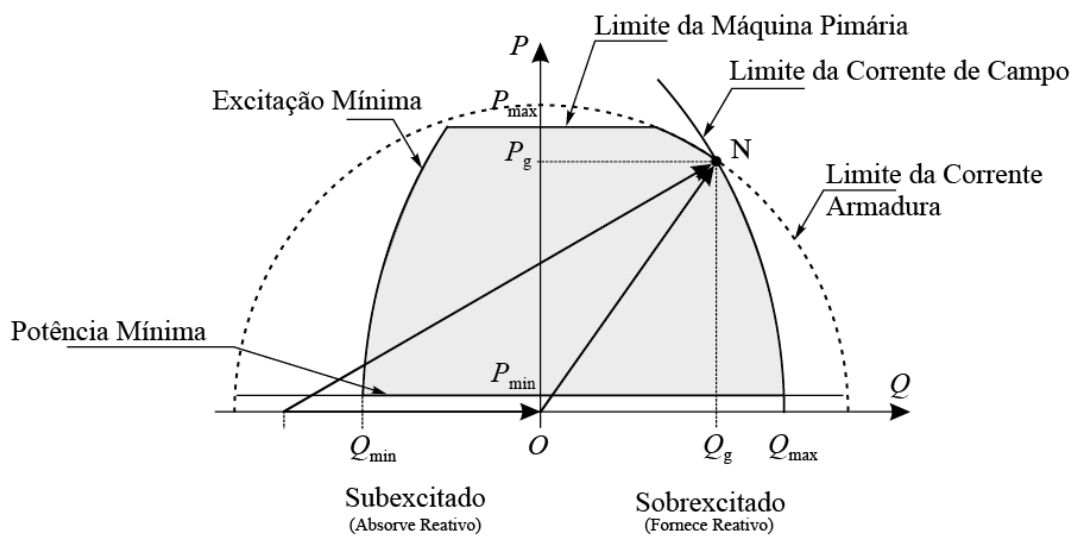
O controle da tensão nos terminais do gerador se dar pela análise da tensão gerada e inicia a ação corretiva através da variação do controle da excitação. O gerador síncrono é excitado por meio da corrente contínua no enrolamento do rotor. Outrora, os sistemas de excitação da maioria dos geradores síncronos utilizavam um gerador de corrente contínua acoplado ao mesmo eixo do gerador para gerar a corrente contínua para o circuito de excitação. Atualmente, com o avanço da eletrônica de potência, outros sistemas mais rápidos e que exigem menos manutenção vão aos poucos substituindo os sistemas clássicos. A velocidade de ação do regulador é fundamental do ponto de vista da estabilidade do sistema de potência.

Os geradores síncronos possuem limites para o controle da potência reativa, devido a limitações térmicas e de estabilidade. Existem três tipos de limites térmicos do gerador: o limite da corrente da armadura que está diretamente relacionado à potência nominal do gerador, o limite da corrente de excitação devido ao aquecimento nos enrolamentos do rotor e o limite do núcleo de ferro do estator que é consequência do fluxo de dispersão, que é inserido perpendicular às lâminas do estator causando correntes de Foucault, que irão circular pelas lâminas do núcleo, o que resulta em aquecimento do núcleo. No modo de sobreexcitação, a corrente de campo é alta, já no modo de subexcitação, a corrente de campo será reduzida e o fluxo causado pela corrente na armadura será somado ao fluxo produzido pela corrente de campo (SEL, 2007).

O limite de estabilidade do gerador síncrono é dado curva de capacidade, determina a região no plano P-Q onde a operação do gerador será estável no modo normal de operação. O modo normal de operação é aqui definido como uma condição em que somente ocorrem pequenos distúrbios no sistema, diferentes de grandes perturbações como faltas, adição significativa de cargas ou perda de geração. O limite

de estabilidade em regime é usado pelos engenheiros de sistemas de proteção em alguns estudos de coordenação e no ajuste da função do limitador de subexcitação (SEL, 2007). O gerador síncrono deve atuar dentro da área sombreada (observa-se na Figura 2.5), respeitando os limites para geração, não foi levado em consideração as resistências dos enrolamentos e saturação dos materiais magnéticos.

Figura 2. 5: Curva de capacidade de geração.



Fonte: (MOHAMED,2013).

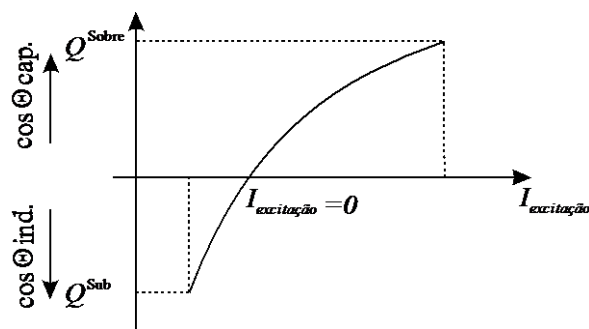
### 2.1.3 COMPENSADOR SÍNCRONO

Um compensador síncrono nada mais é que um gerador síncrono, gerando à vazio, sem carga mecânica acoplada ao seu eixo, fornecendo ou absorvendo potência reativa de maneira dinâmica e suave, sem a necessidade de chaveamento. Utiliza-se para efetuar o controle da tensão por meio da injeção ou absorção de energia reativa, geralmente é utilizado em subestações próximas das cargas. Na partida, necessita-se de um motor de indução acoplado ao eixo do compensador para atingir a velocidade nominal, e em seguida entrar em sincronismo com o sistema. Com o avanço dos materiais semicondutores a utilização dos compensadores síncronos para regulação de tensão foi substituída pelos *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS). Com a inserção cada vez maior das fontes renováveis no sistema elétrico a utilização dos compensadores síncronos vem crescendo, devido à necessidade de geração de energia reativa durante uma falta no sistema bem como a necessidade de aumentar a inércia do sistema elétrico (ANDERSEN, 2016).

Quando o compensador síncrono está sobreexcitado injeta potência reativa na barra onde o mesmo está conectado ao SEP, em outras palavras, a corrente de campo acima do seu valor nominal irá produzir um fluxo magnético acima do necessário para o funcionamento do compensador, devido a esse excesso de fluxo magnético, produzirá uma corrente adiantada de  $90^\circ$  da tensão. Tendo o mesmo funcionamento de um banco capacitor.

Caso contrário, o compensador síncrono esteja subexcitado necessitará de energia reativa, devido a corrente de campo está abaixo do seu valor nominal, como observado na Figura 2.6, consequentemente baixa geração de fluxo magnético. Funcionando como um reator *shunt*.

Figura 2. 6: Variação da potência reativa no compensador síncrono em relação a corrente de campo.



Fonte: (MOHAMMAD, 2013)

As vantagens de se utilizar compensadores síncronos para regulação de tensão são devido a flexibilidade de operação em todas as condições de carga do sistema elétrico. Nas condições de queda de tensão devido ao aumento de carga, este equipamento fornece potência reativa para a rede e absorver potência reativa da rede nas situações de aumento da tensão devido à redução da carga, de uma maneira contínua, dinamicamente, com variações suaves e sem a introdução de harmônicos. Outra vantagem é o aumento da inércia do sistema, devido a sua energia cinética armazenada no rotor, contribui para a inércia total do sistema elétrico e, consequentemente, há benefício no controle de frequência.

Tendo como desvantagens a geração de alto ruído audível, a ocupação de grande espaço e os custos de manutenção deste equipamento são geralmente elevadas.

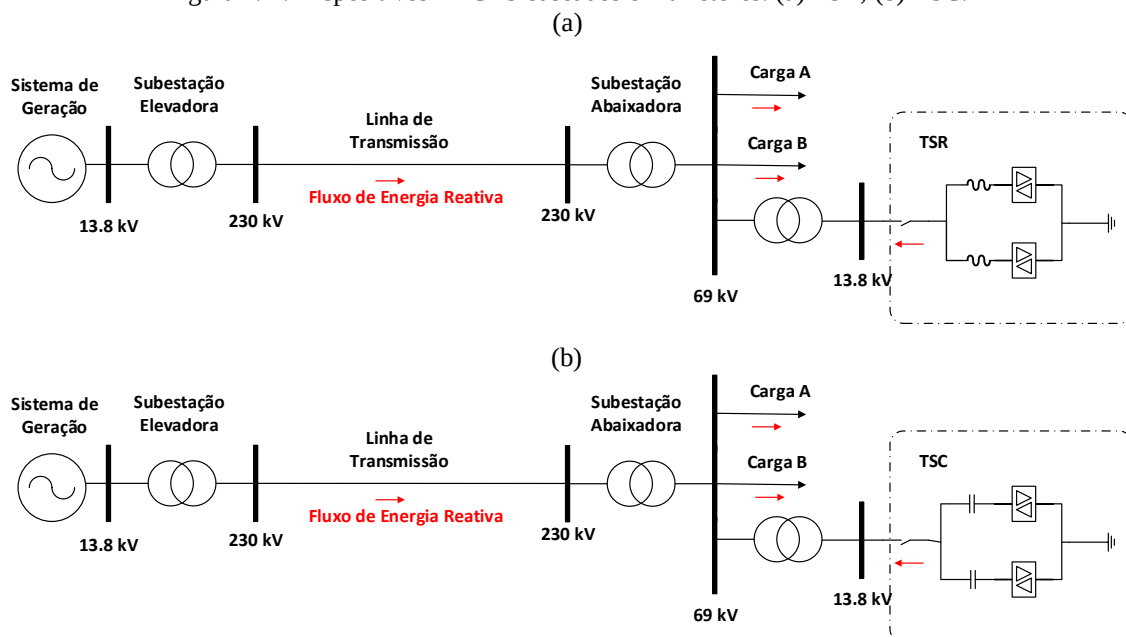
### 2.1.4 FLEXIBLE AC TRANSMISSION SYSTEMS (FACTS)

Os FACTs surgiram com o avanço dos materiais semicondutores. São dispositivos baseados na eletrônica de potência que se constituem de chaves eletrônicas para altos níveis de tensão e alta frequência de chaveamento, tendo como vantagem, um sistema de controle rápido e suave (PASERBA, 2003). A compensação de energia reativa para controle da tensão na barra é dada por meio da comutação das chaves. As principais configurações são:

- *Thyristor Switched Reactor (TSR)*
- *Thyristor Switched Capacitor (TSC)*
- *Static Synchronous Compensator (STATCOM)*

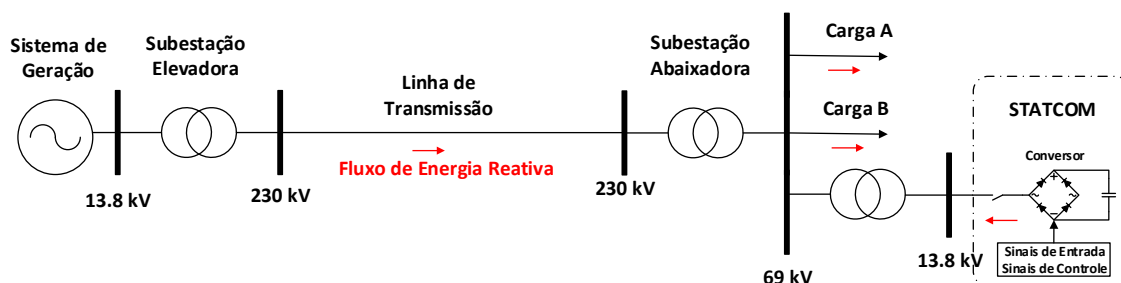
Os TSR/TSC são conectados em paralelo com o sistema como observados na Figura 2.7, e utilizam elementos passivos como indutores e/ou capacitores, que por meio do chaveamento dos tiristores, operam de forma a realizarem controle de potência reativa e manter a tensão dentro do valor requerido. Os mesmos controlam a tensão na barra devido à injeção ou absorção da energia reativa na barra de forma contínua, devido variações suaves dos bancos de reatores e capacitores. Eles são ideais para controlar a variação da demanda de potência reativa de grandes cargas flutuantes e as sobretensões dinâmicas devido à rejeição brusca de carga (MOHAMED, 2013).

Figura 2. 7: Dispositivos FACTS baseados em tiristores: (a) TSR; (b) TSC.



O Compensador Estático STATCOM (*Static Synchronous Shunt Compensator*) apresentado na Figura 2.8, é outro dispositivo utilizado para controle de potência reativa tendo características semelhantes às do compensador síncrono. No entanto, como é um dispositivo eletrônico, não tem inércia e tem como vantagens: custo de investimento mais baixo e menores custos operacionais e de manutenção. Pode ser visto como uma fonte de tensão atrás de uma reatância (MOHAMED, 2013). No mesmo, a fonte de tensão controlada em amplitude e fase é implementada por meio de conversores CA-CC. Estes inversores possuem, no lado CC, capacitores de forma a simular uma fonte de tensão CC. Estes capacitores funcionam também como sistema de armazenamento de energia.

Figura 2. 8: STATCOM;



Os FACTs, sobre condições dinâmicas, poderão contribuir para o amortecimento das oscilações da potência elétrica na rede através da modulação da reatância série. Como aplicação tem-se a utilização na interligação dos sistemas norte-sul do Brasil, como pode-se observar em (GAMA, 2000). Neste caso, o principal objetivo foi analisar a instabilidade causada quando havia queda na geração na Usina Hidrelétrica de Tucuruí, a ação dos dispositivos controláveis era amortecer as oscilações de potência, mantendo-se o sistema em funcionamento.

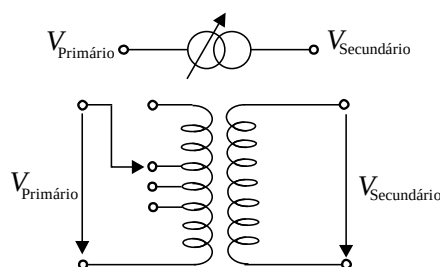
#### 2.1.5 TRANSFORMADORES COM COMUTADORES *TAP*

Transformadores utilizados em sistemas elétricos de potência possuem uma relação variável entre as espiras em relação ao valor nominal, para compensar variações das tensões no sistema, denominada *tap*. A comutação em geral é feita no lado de alta tensão (para subestação abaixadora), em consequência dos níveis de corrente serem menores a fim de minimizar as altas variações de corrente durante a comutação. A tensão cresce ou decresce, diminuindo ou aumentando a relação de espiras, alterando o

número de voltas de um enrolamento. Essa variação é feita através de um sistema mecânico chamado de comutador (MOHAMED, 2013).

Quando a variação do *tap* é efetuada com pouca frequência, o *tap* dos transformadores permanece fixo sob carga, esse tipo de transformador é denominado NLTC (*No-Load Tap Changing*). Para fazer a comutação, o transformador deve-se estar desenergizado. A variação de regulação da tensão é  $\pm 5\%$  visto na Figura 2.9, este método é usado para transformadores de baixa potência operando em média e baixa tensão. Já os transformadores que podem fazer a comutação de *tap* sob carga, são chamados *On-Load Tap Changer* (OLTC) ou *Load Tap Changer* (LTC), o range da regulação de tensão é de  $\pm 20\%$  (MACHOWSKI, 2008).

Figura 2. 9: *Tap* Transformador.



Fonte: (MOHAMMAD, 2013)

Tendo como desvantagens a necessidade de manutenção devida os desgastes dos contatos causados pelas correntes geradas durante a comutação e a regulação da tensão apenas em regime permanente.

## 2.2 ESTABILIDADE ANGULAR DO ROTOR

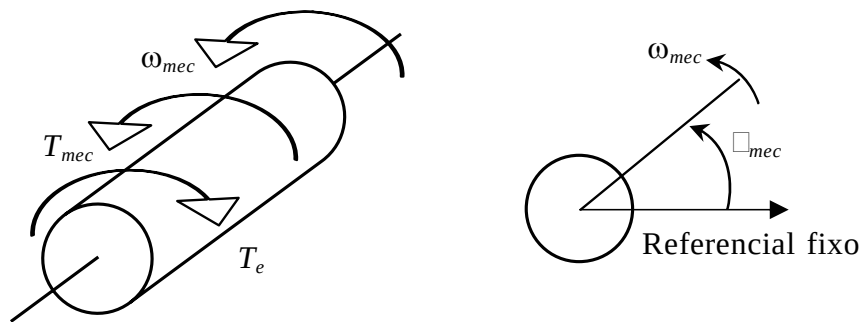
A estabilidade angular do rotor refere-se à capacidade das máquinas síncronas, de um sistema elétrico interligado, permanecerem em sincronismo depois de ter sido submetido a um distúrbio (MOHAMED, 2013). Na análise envolvendo várias máquinas, os ângulos que dão as posições do rotor das máquinas são medidos com relação a uma mesma referência, geralmente essa referência é a tensão da barra de balanço (MOTA, 2006). Se a diferença do ângulo do rotor da máquina e o ângulo da referência síncrona aumentar indefinidamente ou se o transitório oscilatório não for suficientemente amortecido, o sistema é instável.

A fim de se determinar o deslocamento angular entre as máquinas de um sistema de potência durante um transitório, é necessário resolver a equação diferencial que descreve o movimento do rotor de cada máquina chamada de equação de oscilação da máquina síncrona (*swing equation*).

### 2.2.1 EQUAÇÃO DE OSCILAÇÃO DA MÁQUINA SÍNCRONA

O movimento do rotor que rege equação de uma máquina síncrona baseia-se no princípio elementar da dinâmica que afirma que o torque é o produto do momento de inércia do rotor vezes a aceleração angular. Mostram-se na Figura 2.10 os torques envolvidos e o sentido de rotação da máquina.

Figura 2. 10: Representação do rotor do gerador síncrono.



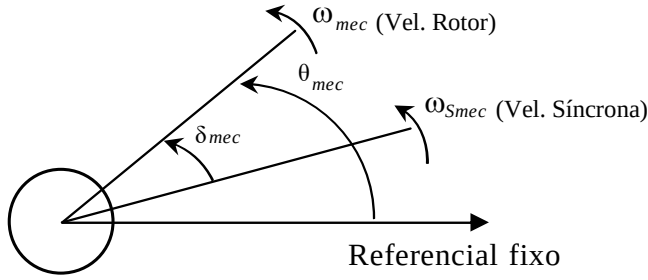
Pela segunda lei de Newton, tem-se:

$$T_a = T_{mec} - T_e = J \frac{d^2 \theta_{mec}}{dt^2} \quad (2.7)$$

Quando a máquina está em regime permanente o torque mecânico é igual ao torque elétrico, logo a aceleração angular será nula. Caso ocorra algum distúrbio, o torque mecânico será diferente do torque elétrico, tem-se a velocidade angular mecânica diferente da velocidade síncrona.

Em (STEVENSON, 1994) demonstra que em estudo de estabilidade o interesse é com a relação da velocidade do rotor em relação à velocidade síncrona, com isso, o referencial agora gira com a velocidade síncrona, como se observa na Figura 2.11.

Figura 2. 11: Rotor com referencial que gira na velocidade síncrona.



A Equação (2.8) tem-se a posição do rotor no referencial rotativo.

$$\theta_{mec} = w_{Smec}t + \delta_{mec} \quad (2.8)$$

Logo a velocidade angular nessa referência é dada pela Equação (2.9).

$$\frac{d\theta_{mec}}{dt} = w_{Smec} + \frac{d\delta_{mec}}{dt} \quad (2.9)$$

Em outras palavras, a velocidade do rotor é dada pela soma da velocidade síncrona do rotor mais o deslocamento angular do rotor em relação à velocidade síncrona. Aplicando a derivada em ambos os termos da Equação (2.9), observa-se que a aceleração do rotor em relação ao referencial fixo é a mesma que a aceleração do deslocamento angular do rotor.

$$\frac{d^2\theta_{mec}}{dt^2} = \frac{d^2\delta_{mec}}{dt^2} \quad (2.10)$$

Substituindo-se a Equação (2.10) em (2.7), tem-se:

$$T_a = T_{mec} - T_e = J \frac{d^2\delta_{mec}}{dt^2} \quad (2.11)$$

Multiplicando-se ambos os termos da Equação (2.11) por  $w_{mec}$ , tem-se:

$$T_a * w_{mec} = T_{mec}w_{mec} - T_e w_{mec} = Jw_{mec} \frac{d^2\delta_{mec}}{dt^2} \quad (2.12)$$

Como a constante de inércia da máquina medida na velocidade síncrona é dada por  $M = Jw_{Smec}$ , em operação estável a velocidade da máquina não difere de maneira significativa da velocidade síncrona. logo:



$$P_a = P_{mec} - P_e = M \frac{d^2 \delta_{mec}}{dt^2} \quad (2.13)$$

Devido à diversidade de potências e tamanhos das máquinas, os fabricantes fornecem os dados das máquinas com a constante  $H$ . O cálculo de  $H$  é dado pela Equação (2.14).

$$H = \frac{\text{Energia cinética armazenada no rotor na velocidade síncrona}}{\text{Potência aparente (S)}}, \frac{MJ}{MVA}, s$$

$$H = \frac{\frac{1}{2} J w_{smec}^2}{S} = \frac{\frac{1}{2} M w_{smec}}{S} \quad (2.14)$$

Colocando tudo em função de  $M$ , tem-se:

$$M = \frac{2HS}{w_{smec}} \text{ MJ/rad} \quad (2.15)$$

Substituindo-se a Equação (2.13) em (2.15):

$$P_a = P_{mec} - P_e = \frac{2HS}{w_{smec}} \frac{d^2 \delta_{mec}}{dt^2} \quad (2.16)$$

Representando a Equação (2.16) em p.u., dividindo-se pela potência aparência nominal da máquina.

$$P_a^{(pu)} = P_{mec}^{(pu)} - P_e^{(pu)} = \frac{2H}{w_{smec}} \frac{d^2 \delta_{mec}}{dt^2} \quad (2.17)$$

Sabendo-se que  $w_s = (p/2)w_{mec}$ , relação entre a velocidade angular elétrica e a velocidade mecânica e que  $\delta = (p/2)\delta_{mec}$ , relação entre o ângulo elétrico e o ângulo mecânico:

$$P_a^{(pu)} = P_{mec}^{(pu)} - P_e^{(pu)} = \frac{2H}{w_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} \quad (2.18)$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{w_s}{2H} (P_{mec}^{(pu)} - P_e^{(pu)}) \quad (2.19)$$

A Equação (2.19) é a equação de oscilação da máquina síncrona (*swing equation*). Ela relaciona uma perturbação de potência com o desvio do ângulo delta em relação a posição de equilíbrio.

Quando a máquina está em regime permanente  $T_a = 0$ , ou seja, o torque mecânico igual ao torque elétrico, qualquer desequilíbrio entre geração e carga dá origem a uma oscilação do ângulo de torque da máquina devido a torques de aceleração ou desaceleração no rotor. Se o torque de aceleração for suficientemente grande, poderá haver perda de sincronismo. Por exemplo, na ocorrência de um curto-circuito no sistema de transmissão, haverá uma redução na carga e grande parte do excesso de energia produzida será convertida em energia cinética, haverá uma elevação de velocidade da máquina (MOTA, 2006).

## 2.3 ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA

Um dos requisitos para que um sistema de elétrico encontra-se no estado normal de operação é manter a frequência constante em seu valor nominal. Estabilidade de frequência refere-se à capacidade de um sistema elétrico em manter a frequência constante depois de um desequilíbrio significativo entre o sistema de geração e carga (KUNDUR et al, 2004).

Observou-se que a estabilidade de tensão está relacionada com o controle de potência reativa. Já a estabilidade angular do rotor e de frequência está relacionada com o controle da potência ativa gerada pelo gerador [este fato está relacionado com a Equação (2.19)]. Sistemas de geração de energia elétrica em todo o mundo são, basicamente, constituídos por geradores síncronos operando em paralelo, são interligados entre uns com os outros e com as cargas por linhas de transmissão e distribuição. A dificuldade do corpo técnico responsável pela operação do sistema elétrico está na previsão do suprimento da carga e controle da geração de energia elétrica devido às sazonalidades dos mesmos. Como ainda não dispõe de técnicas em armazenar grandes blocos de energia elétrica, a mesma deve ser gerada “na medida certa” no instante em que for solicitada pela carga. O importante motivo em manter a

frequência no seu valor nominal se dar ao fato de que ela é um bom indicador de que o balanço de potência ativa está sendo cumprido, ou seja, a potência ativa fornecida pelos geradores do sistema é igual à potência ativa solicitada pelas cargas.

No Brasil, para sistema de geração conectados nas linhas de distribuição deve cumprir com alguns requisitos, como se pode observar em (ANEEL, 2015), em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Como também devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 (trinta) segundos após sair desta faixa, quando haver distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração. Caso haja a necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz. Em condições extremas, pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 (trinta) segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos e pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 05 (cinco) segundos.

Já os requisitos técnicos mínimos para a conexão de centrais eólicas no sistema de transmissão, como se pode observar em (ONS, 2010), o sistema de geração eólica deve operar entre 56,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos, operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos e operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados.

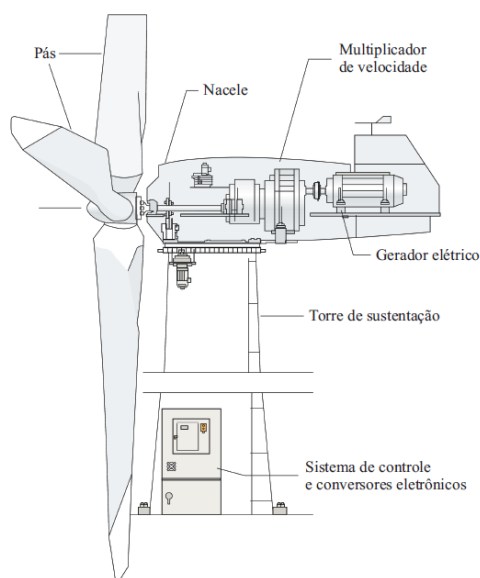
## 2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foram apresentados neste capítulo os tipos de estabilidade transitória, abordar a estabilidade transitória de tensão e os principais equipamentos encontrados nos sistemas elétricos utilizados para restabelecer os níveis adequados de tensão na barra. Demonstrando a equação que rege a estabilidade angular do rotor para máquinas síncronas e por fim descreve as dificuldades do corpo técnico em manter a estabilidade de frequência dentro dos limites toleráveis.

### 3 TIPOS DE AEROGERADORES

A energia eólica é um termo dado à geração de energia elétrica por meio da força dos ventos. Quando há locomoção das massas de ar provocada pelas diferenças de pressão, devido a diferenças temperatura existentes na superfície do planeta, tem-se os ventos, com certa energia cinética devido as massas de ar se movimentarem com uma devida velocidade. Turbina eólica é o nome dado ao conjunto de equipamentos que converte a energia cinética dos ventos em energia elétrica, conforme mostrado na Figura 3.1, a mesma é composta por diversos equipamentos, como: aerogerador (gerador elétrico), sistema de transmissão mecânica, sistema de controle e rotor aerodinâmico para conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica.

Figura 3. 1: Diagrama esquemático de uma Turbina Eólica.

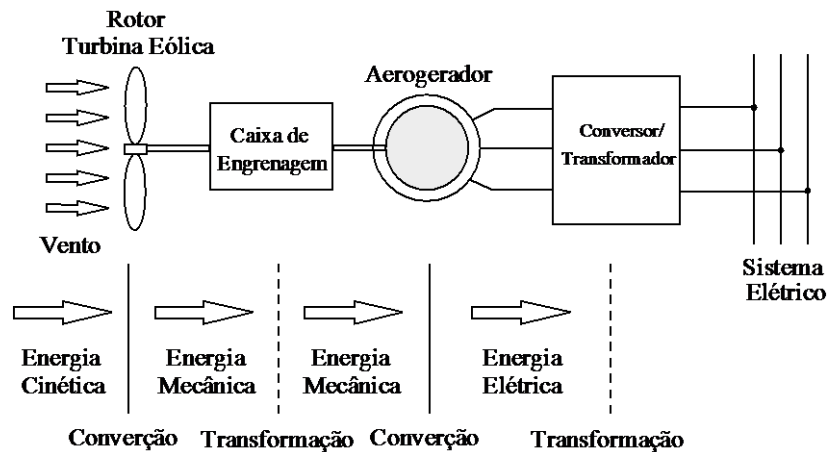


Fonte: (MOTA, 2010)

O processo de conversão da energia eólica em energia elétrica inclui uma turbina capaz de converter a energia cinética dos ventos em energia mecânica que faz girar o eixo, onde o mesmo está acoplado a um gerador elétrico que converte em energia elétrica, o gerador elétrico pode ser ligado diretamente na rede através de um transformador ou ligado a conversores de potência. Na Figura 3.2, demonstra-se de

maneira geral os principais componentes de um sistema de geração eólica conectado à rede elétrica (FLORIN, 2009).

Figura 3. 2: Representação dos principais componentes de uma turbina eólica conectada a rede.



Fonte: (MOHAMMAD, 2013)

Com a preocupação em obter uma maior eficiência na geração de energia, vem se utilizando tecnologias de aerogeradores que mais se adequa ao projeto. Os principais parâmetros que define o tipo de aerogerador a ser utilizado, são: custo, facilidade na manutenção, localização, características dos ventos, qualidade da energia gerada dentre outros.

As possíveis configurações de aerogeradores, são:

- Aerogerador de indução convencional do tipo gaiola de esquilo (*Squirrel Cage Induction Generator*);
- Aerogerador de indução duplamente alimentado (*Doubly Fed Induction Generator*);
- Aerogerador síncrono de rotor bobinado (*Wound Rotor Synchronous Generator*);
- Aerogerador síncrono a imã permanente (*Permanent Magnetic Synchronous Generator*).

É crescente a busca por análise do impacto na qualidade de energia da integração de unidades geração eólica no sistema elétrico, por se tratar de uma geração intermitente. Tendo como dificuldade no controle da potência ativa (devido o caráter estocástico dos ventos dificultando no despacho da geração) e controle da geração potência reativa na rede (o que compromete o controle da tensão gerada).

Inicialmente os aerogeradores foram projetados para ser desconectados da rede na ocorrência de algum distúrbio no sistema, ou grandes variações na velocidade do vento. Hoje, busca-se desenvolver técnicas para que os aerogeradores possam permanecer conectados ao sistema na ocorrência de algum distúrbio ou rajadas bruscas de ventos, de maneira que possa ajudar a reestabelecer o sistema de forma mais rápida.

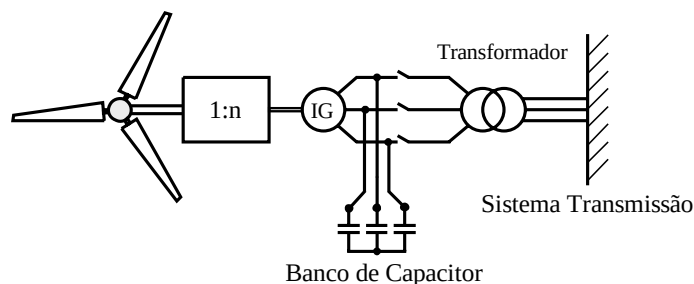
Como técnicas utilizadas para mitigar tais problemas tem-se, o controle do ângulo de passo (ou ângulo de *pitch*), que nada mais é que o controle do ângulo das pás, quando ocorre variação na velocidade do vento, de modo que a potência de saída se mantenha dentro dos limites da máquina.

Outra técnica utilizada se dar por meio do controle da potência reativa gerada pelo aerogerador, para isto foi necessário desenvolver dispositivos utilizando a eletrônica de potência com técnicas mais complexas do seu sistema de controle. Entretanto, tendo como desvantagem a utilização de equipamentos não lineares que causam distúrbios ao sistema, como os harmônicos, necessitando de filtros o que deixa o sistema mais oneroso.

### 3.1 AEROGERADOR DE INDUÇÃO CONVENCIONAL DO TIPO GAIOLA DE ESQUILO

Esse tipo de aerogerador opera com velocidade praticamente constante, daí são chamados de sistemas de velocidade fixa. Neste, o gerador é conectado diretamente à rede elétrica e, assim, a velocidade do rotor é definida pela frequência da rede elétrica, independente da velocidade do vento incidente nas pás. No entanto, qualquer perturbação que exista na rede elétrica reflete-se no comportamento do gerador, assim como perturbações mecânicas nos geradores refletem-se na rede. Como consequência, oscilações de vento que provocam oscilações mecânicas no rotor do gerador, resultam em variações de potência elétrica injetada na rede, afetando, assim, a qualidade da energia entregue (UCHOA, 2015).

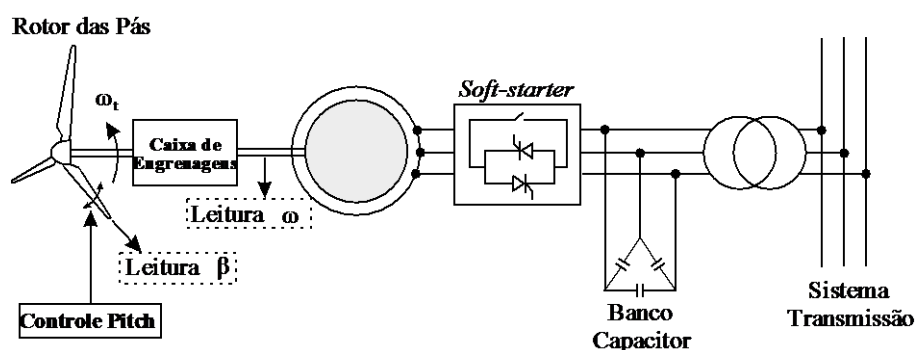
Figura 3. 3: Gerador de indução convencional do tipo gaiola de esquilo, diretamente ligado a rede.



Fonte: (MACHOWSKI, 2008)

Na Figura 3.3 pode-se observar que o gerador demanda o uso de um sistema de compensação de reativos, com a finalidade de autoexcitação, reduzindo o consumo de reativos deste tipo de tecnologia e melhorando os níveis de tensão em regime permanente, principalmente em redes fracas (NASCIMENTO, 2009). Esta configuração, pode ser aplicada para potências de até 1 MW e em regiões onde a velocidade dos ventos é razoavelmente constante. Apresenta como vantagens por ser robusto, ter menor custo e não emitir componentes harmônicos para a rede (RUNCOS et al, 2010), já as desvantagens à não adaptação a diferentes perfis de vento, a incapacidade de controle da potência ativa e reativa e o fato da qualidade da energia produzida refletir os efeitos da variabilidade do perfil dos ventos (UCHOA, 2015), as flutuações de vento são convertidos em flutuações mecânicas e, conseqüentemente, flutuações na geração de energia elétrica. Estes podem produzir as flutuações de tensão no ponto de ligação no caso de uma rede fraca. Devido a flutuações de tensão, a turbina eólica de velocidade fixa, necessita de certa quantidade de energia reativa do SEP (no caso de nenhum banco capacitor), o que aumenta tanto as flutuações de tensão como as perdas na linha de transmissão (FLORIN, 2009).

Figura 3. 4: Gerador de indução convencional do tipo gaiola de esquilo, utilizando *soft-start* na ligação com a rede.



Fonte: (MOHAMMAD, 2013)

Um dos problemas desta tecnologia se dar na partida, tendo em vista os afundamentos de tensão decorrentes das altas correntes de energização, usualmente é necessário utilizar um dispositivo para minimizá-las. Diferentes conversores de potência podem ser utilizados para a conexão de aerogeradores. Como mostra na Figura 3.4, o mais comum é o uso de um conversor, durante a inicialização para limitar a corrente de *Inrush* e, assim, reduzir as perturbações na rede (UCHOA, 2015). Essa solução apresenta grande impacto no custo, por exigir um conversor com capacidade de 100% da nominal do gerador.

Atualmente não se utiliza mais esta tecnologia, o motivo consiste no elevado consumo de energia reativa que este aerogerador utiliza para restabelecer após um curto-circuito no sistema elétrico. Mesmo utilizando banco de capacitores para suprir o circuito magnético, esta contribuição é insuficiente para suprir a demanda por potência reativa após um curto-circuito. Este consumo excessivo acontece devido haver durante o curto-circuito uma queda de tensão brusca na barra onde está conectado o aerogerador, causando uma diminuição no torque eletromecânico do aerogerador, logo, aumentará a velocidade do mesmo, podendo haver atuação da proteção de sobrevelocidade do aerogerador. Após sanar o curto-circuito o aerogerador necessitará de elevado nível de energia reativa para alimentar o circuito magnético, cedida durante a falta, buscando restabelecer os torques mecânicos e eletromecânicos (ALMEIDA, 2006).

Dependendo da quantidade de aerogeradores de indução com rotor em gaiola de esquilo conectado ao sistema mais energia reativa necessitaram, com isso, os parques eólicos que utilizam desta tecnologia iram exigir muito do sistema elétrico, sendo inviável a utilização dos mesmos. Devido a isto, buscam se construir parques eólicos utilizando aerogeradores de indução duplamente alimentados ou síncronos a ímãs permanentes, em razão haver a possibilidade do controle da potência reativa gerada.

## 3.2 AEROGERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE

### ALIMENTADO

Outra opção tecnológica empregada são os geradores de indução duplamente alimentados, ou DFIG (do inglês *Doubly-fed Induction Generator*) onde o estator é conectado diretamente a rede elétrica e o rotor é alimentado através de um conversor de

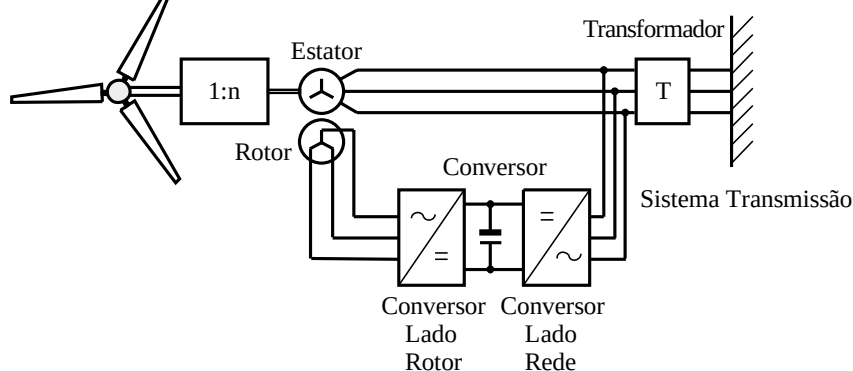


menor potência (no máximo 30% da energia gerada) (PARREIRAS, 2012). O conversor ligado ao rotor opera com diferentes frequências de acordo com a velocidade do aerogerador, para extinguir o escorregamento quando a velocidade do vento está abaixo da nominal, correntes na frequência do escorregamento são injetadas no rotor da máquina elétrica a partir de estratégias de controle de potências ativas e reativas (NASCIMENTO, 2009).

Este gerador permite uma ampla faixa de regulação de velocidade da ordem de  $\pm 30\%$  em torno de sua rotação síncrona, a faixa de regulação da velocidade é diretamente proporcional a relação entre a potência nominal do conversor com a potência nominal do aerogerador, logo a potência nominal do conversor será 30% da nominal do aerogerador, corresponde as limitações térmicas dos enrolamentos do rotor das correntes nos enrolamentos do rotor. Devido a esta característica de regulação de velocidade, vem sendo muito utilizado em regiões onde a velocidade dos ventos é bastante variável (RUNCOS et al, 2010).

O conversor utilizado para este aerogerador tem configuração CA-CC-CA (conhecido como *back-to-back*) e é bidirecional, onde está interligado entre os enrolamentos do rotor e o sistema elétrico. No qual, o conversor conectado aos enrolamentos do rotor é tratado como uma fonte de tensão e o conversor do lado do sistema é tratado como uma fonte de corrente.

Figura 3. 5: Gerador de indução duplamente alimentado.

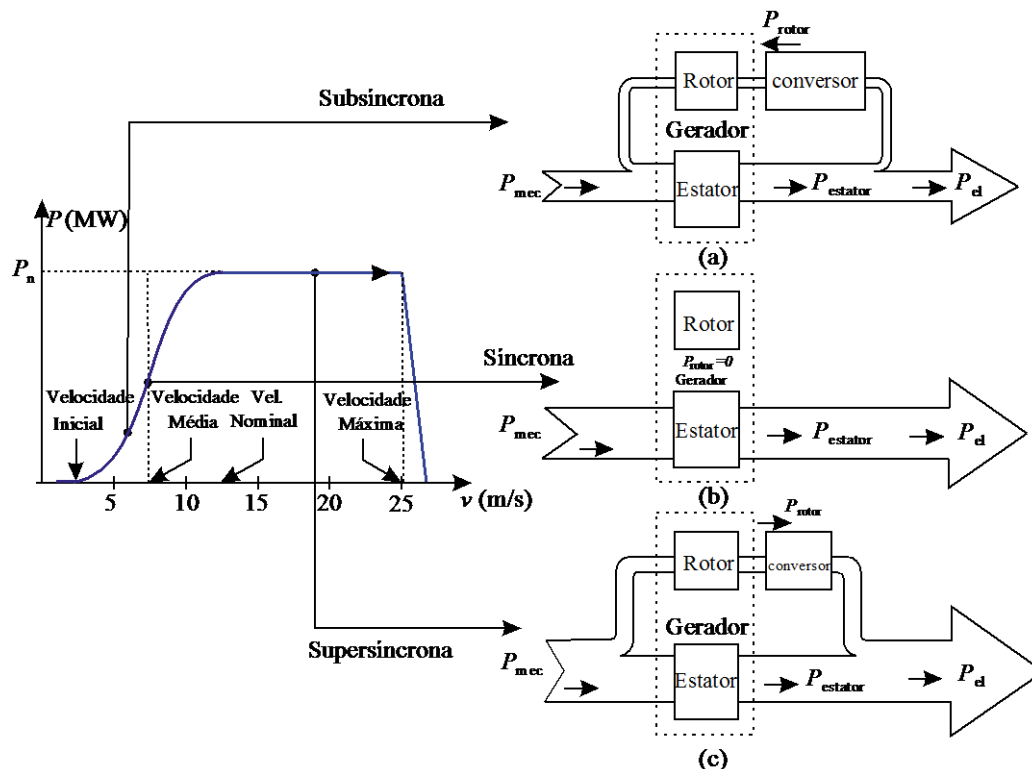


Fonte: (MACHOWSKI,2008).

Verifica-se na Figura 3.5 que esse tipo de topologia necessita utilizar um multiplicador de velocidades. Onde, para velocidades do rotor inferiores a nominal (escorregamento positivo), o estator fornece potência ativa à rede enquanto o rotor

consome. Já quando o rotor possui velocidades superiores à nominal (escorregamento negativo), tanto estator quanto o rotor fornecem potência a rede (observe a Figura 3.6).

Figura 3. 6: Modo de operação do DFIG.



Fonte: (MOHAMMAD, 2013).

As vantagens de utilizar esse sistema trata por utilizar um conversor com menor potência 25% - 30% da capacidade nominal da máquina, consequentemente, redução dos filtros harmônicos utilizados e um controle do fator de potência da potência gerada, trabalhando de forma similar a um gerador síncrono (NASCIMENTO, 2009).

Como desvantagens há a necessidade de utilizar um multiplicador de velocidade para adaptar a velocidade de rotação, implicando maiores custos de investimento e manutenção, e uma redução da eficiência mecânica (TARNOWSKI, 2006), como também o parcial desacoplamento elétrico entre o aerogerador e o sistema elétrico.

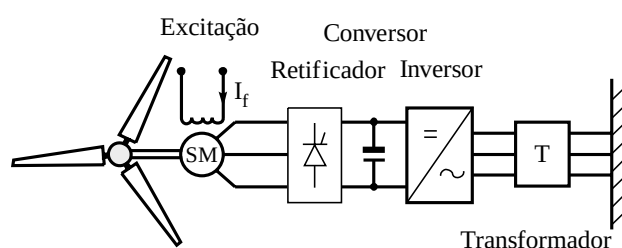
### 3.3 AEROGERADOR SÍNCRONO DE ROTOR BOBINADO

Os geradores síncronos de rotor bobinado para aplicações em sistemas eólicos normalmente apresentam configurações de rotor de polos salientes com grandes

números de polos, logo apresentarão baixa velocidade de rotação, o que propicia um acoplamento direto do gerador com a turbina eólica. A saliência do rotor resulta em um aumento no torque produzido pelo gerador, além de tornar a resposta da máquina mais estável diante das variações características na velocidade do vento (NASCIMENTO, 2009).

Estes aerogeradores utilizam dois conversores, um conectado entre os terminais do estator do gerador com o sistema elétrico, com configuração CA-CC-CA (*back-to-back*) com potência nominal igual a do gerador. O outro conversor é utilizado para excitar o gerador, conectado aos enrolamentos do rotor e com potência nominal 5% da potência do gerador.

Figura 3. 7: Gerador síncrono de rotor bobinado com excitação independente.



Fontes: (MACHOWSKI,2008)

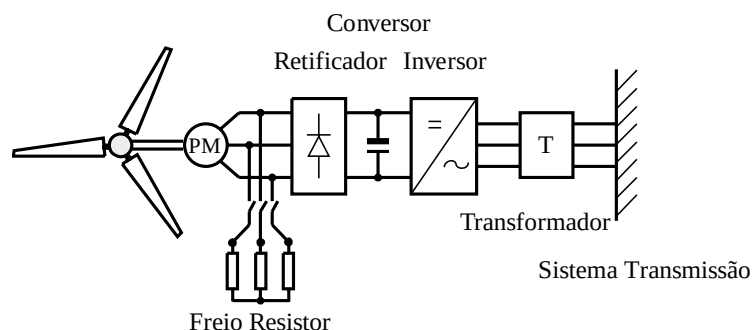
Como este aerogerador apresenta um grande número de pólos, trabalham em rotação mais baixa não exigindo um multiplicador de velocidade (RUNCOS et al, 2010), como pode-se observar na Figura 3.8, a retirada do multiplicador de velocidade tem como vantagens, a redução do peso e dos níveis de ruídos, melhor eficiência e diminuição nos custos com manutenção. Como desvantagem a utilização de um conversor com potência nominal igual a do gerador, representando alto custo.

### 3.4 AEROGERADOR SÍNCRONO A ÍMÃ PERMANENTE

O Aerogerador síncrono a ímã permanente tem as mesmas características do aerogerador síncrono de rotor bobinado o que diferencia é seu sistema de excitação, pois o mesmo é auto-excitado por utilizar ímãs permanentes no seu rotor. Trata-se de uma tecnologia bastante utilizada principalmente na situação *off-shore*, por não apresentar caixas de engrenagens e escovas, logo se requer uma menor intervenção da manutenção,

de bastante interesse para este tipo de aplicação pelo difícil acesso aos aerogeradores (NASCIMENTO, 2009).

Figura 3. 8: Gerador síncrono a ímã permanente.



Fonte: (MACHOWSKI,2008).

Este tipo de gerador não permite a regulação da tensão gerada, ao contrário da excitação independente, porém apresenta um rendimento maior devido à quase ausência de perdas no rotor (PARREIRAS, 2012). Tem como vantagens a não necessidade de circuitos externos de excitação, possibilidade de operação em baixas velocidades, não necessidade de caixas de engrenagens, operando em baixas velocidades, menor custo de manutenção (SALLES, 2009), como também um desacoplamento elétrico total entre o aerogerador e o sistema elétrico, devido utilizar um conversor pleno. Como desvantagem o custo do conversor (plena potência), custo dos ímãs permanentes e os filtros dos harmônicos necessários na saída para evitar os distúrbios na rede através dos harmônicos provenientes do conversor (PARREIRAS, 2012).

Como um dos parâmetros que eleva o custo do parque eólico *off-shore* é o peso dos aerogeradores, uma possível solução se busca em empregar aerogeradores que não utilizam caixas de engrenagem (como os aerogeradores de síncronos de rotor bobinado ou a ímã permanente), diminuindo o peso e consequentemente os custos. Mas pra isso, necessita utilizar geradores de multipolos para que seja possível trabalhar em baixas velocidades. Logo não resolve o problema, por se tratar de máquinas com elevado peso.

A busca em resolver tal problema, se dar graças ao desenvolvimento dos materiais supercondutores a alta temperatura (SAT), os condutores construídos por esses materiais têm como principal característica a resistência praticamente nula (perdas por efeito Joule aproximadamente nulas), com isso, é possível a condução de blocos de energia em um condutor de pequena secção transversal (KHALIL, 2015), consequentemente, menor o peso (KALSI et al, 2004). Empresas e centros de pesquisa

vêm discutindo aplicação desses materiais na fabricação dos aerogeradores, comparando com os aerogeradores convencionais, será possível obter campos magnéticos mais intensos devido às altas densidades de corrente possibilitadas pelos supercondutores, não necessitando de grandes núcleos. Terá como grande vantagem uma melhor correlação potência nominal com o peso e volume (ROSE et al, 1978) , como também maior rendimento (KAWAMURA, 2017). Tendo como principais desvantagens a utilização de SAT na construção de aerogeradores são: sistemas de resfriamentos complexos (para que seja possível haver a supercondução, a temperatura de funcionamento deve ser mantida sob a temperatura crítica do material), alto custos dos materiais, baixo momento de inércia e dificuldade na construção dos aerogeradores devido o SAT se dá através de fitas finas sendo frágeis e rígidas.

### 3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram explicitados os diversos tipos de aerogeradores presente no sistema elétrico, mostrando as vantagens e desvantagens para cada tecnologia. Visto que, o principal motivo em não utilizar o aerogerador de indução convencional tipo gaiola de esquilo se dar devido a ausência de controle de potência reativa. Com o avanço da eletrônica de potência foi possível desenvolver dispositivos que, utilizando técnicas de controle complexas é possível haver o controle da potência reativa. Os aerogeradores que utilizam esta tecnologia são os de indução duplamente alimentados e os síncronos.

## 4 MODELAGEM MATEMÁTICA DO SISTEMA

O corpo técnico responsável pelo sistema elétrico necessita de muita experiência para desenvolver um modelo matemático do sistema devido a sua alta complexidade. A princípio é preciso fazer algumas considerações de modo que o modelo resultante seja o mais aproximado possível do modelo real. Tendo em conta que o sistema elétrico é não linear, o que assume é que o sistema pode sofrer variações dentro de uma pequena região de modo que se possa considerar o seu comportamento como linear e assim, utilizar técnicas de controles lineares no estudo do seu comportamento dinâmico.

A importância da simulação se dar devido a necessidade de uma análise prévia do comportamento do sistema elétrico ao se inserir uma fonte geradora ou quando o mesmo está sujeito a vários tipos de distúrbios no sistema ao qual possam comprometer a sua operacionalidade. Com isso, analisam-se os requisitos técnicos impostos para uma perfeita integração do sistema de geração e/ou aplicar técnicas de controle para mitigar os distúrbios a fim de garantir a estabilidade do sistema elétrico.

É importante ressaltar que quando se estuda estabilidade transitória de sistemas elétricos é comum desprezar os transitórios do estator dos geradores, por serem muito rápidos quando comparados com os fenômenos transitórios associados ao rotor. Além de que, essa simplificação é necessária para que as equações dos modelos matemáticos dos geradores sejam consistentes com os modelos das linhas de transmissão.

Em seguida, descreve-se o modelamento matemático dos diversos dispositivos que constitui o sistema elétrico, com a preocupação para que o modelamento matemático dos geradores seja compatível com os demais dispositivos.

### 4.1 GERADORES

Para análise de estabilidade transitória em sistemas elétricos verificando o comportamento dinâmico dos geradores síncronos e assíncronos é necessário desenvolver modelos matemáticos com as seguintes considerações (KUNDUR, 1994):

- Os enrolamentos do estator são simétricos;
- Os efeitos das harmônicas no fluxo do entreferro podem ser ignorados;

- A saturação magnética é desprezada;
- As perdas por ventilação e atrito são desprezadas.

Neste trabalho, para facilitar as equações do modelo matemático dos geradores, as mesmas serão representadas por um modelo mais simples que o trifásico inicial, utilizando a transformada de Park (PARK, 1929), logo as suas grandezas elétricas serão expostas nas coordenadas d-q (os eixos d-q estão girando na velocidade síncrona do gerador -  $w_s$ ).

As equações que descreve as variações das tensões, correntes e dos fluxos concatenados de um gerador podem ser representadas em função do movimento do rotor, com base na teoria de circuitos magnéticos lineares acoplados (MOTA, 2006). Para que estas equações sejam escritas de modo correto, é fundamental adotar um sentido referencial para as correntes nos enrolamentos do gerador, neste trabalho adotou-se o sinal negativo para as correntes, ou seja, quando as mesmas estão saindo da máquina (funcionando como gerador).

Considerando-se os três enrolamentos da armadura definidos como a, b e c; e os três enrolamentos do rotor definidos por A, B e C.

#### 4.1.1 GERADOR INDUÇÃO COM ROTOR GAIOLA DE ESQUILO

As equações das tensões no estator do gerador para as três fases, são descritas a seguir:

$$v_a = -R_a i_a + \frac{d}{dt} \varphi_a \quad (4.1)$$

$$v_b = -R_b i_b + \frac{d}{dt} \varphi_b \quad (4.2)$$

$$v_c = -R_c i_c + \frac{d}{dt} \varphi_c \quad (4.3)$$

Expressando as Equações (4.1) – (4.3) das tensões na forma matricial, tem-se:

$$[v_s] = -[R_s][i_s] + \frac{d}{dt} [\varphi_s] \quad (4.4)$$

Analogamente podem-se obter as tensões no rotor.

$$v_A = R_A i_A + \frac{d}{dt} \varphi_A \quad (4.5)$$

$$v_B = R_B i_B + \frac{d}{dt} \varphi_B \quad (4.6)$$

$$v_C = R_C i_C + \frac{d}{dt} \varphi_C \quad (4.7)$$

A Equação (4.8) define as tensões no rotor na forma matricial.

$$[v_r] = [R_r][i_r] + \frac{d}{dt} [\varphi_r]. \quad (4.8)$$

Em (KUNDUR, 1994) demonstra-se a obtenção dos fluxos concatenados para os enrolamentos do estator e rotor. No formato matricial mais compacto, é expresso por:

$$\begin{bmatrix} \varphi_s \\ \varphi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{ss} & L_m \\ L_m & L_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_s \\ i_r \end{bmatrix}. \quad (4.9)$$

Onde,  $L_{ss}$  e  $L_{rr}$  representam a indutâncias próprias dos enrolamentos do estator e rotor; e  $L_m$  a indutância mútua de magnetização entre os enrolamentos do estator e rotor, podem ser expressas por:

$$L_{ss} = L_s + L_m \quad (4.10)$$

$$L_{rr} = L_r + L_m \quad (4.11)$$

O cálculo das indutâncias próprias, mútuas e de magnetização então demonstrado em (MANCHOWSKI, 2008).

Como foi dito anteriormente para facilitar a manipulação matemática, utiliza-se transformada de Park para as equações das tensões no estator (Equação 4.4) e rotor (Equação 4.8), representado no sistema de coordenadas d-q. No formato matricial, tem-se:

$$\begin{bmatrix} v_s \\ v_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_s \\ i_r \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_s \\ \varphi_r \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

$$\begin{bmatrix} v_s \\ v_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T & 0 \\ 0 & T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{0dqs} \\ v_{0dqr} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

$$\begin{bmatrix} T & 0 \\ 0 & T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{0dqs} \\ v_{0dqr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} T & 0 \\ 0 & T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{0dqs} \\ i_{0dqr} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} T & 0 \\ 0 & T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_{0dqs} \\ \varphi_{0dqr} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Logo



$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} v_{0dqs} \\ v_{0dqr} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} T^{-1} & 0 \\ 0 & T^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} T & 0 \\ 0 & T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{0dqs} \\ i_{0dqr} \end{bmatrix} \\ &+ \begin{bmatrix} T^{-1} & 0 \\ 0 & T^{-1} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} T & 0 \\ 0 & T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_{0dqs} \\ \varphi_{0dqr} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (4.15)$$

Pelas regras de derivação, tem-se:

$$\begin{bmatrix} v_{0dqs} \\ v_{0dqr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{0dqs} \\ i_{0dqr} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} T^{-1} \frac{d}{dt} T & 0 \\ 0 & T^{-1} \frac{d}{dt} T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_{0dqs} \\ \varphi_{0dqr} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{0dqs} \\ \varphi_{0dqr} \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

Sabendo-se que:

$$T^{-1} \frac{d}{dt} T = T^{-1} \frac{d\theta}{dt} \frac{d}{d\theta} T = w T^{-1} \frac{d}{d\theta} T = w \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

Logo, as tensões no estator para o sistema equilibrado, são dadas por:

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} - w_s \varphi_{qs} + \frac{d\varphi_{ds}}{dt} \quad (4.18)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} + w_s \varphi_{ds} + \frac{d\varphi_{qs}}{dt} \quad (4.19)$$

Tensões no rotor são expressos por:

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - (w_s - w_r) \varphi_{qr} + \frac{d\varphi_{dr}}{dt} \quad (4.20)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + (w_s - w_r) \varphi_{dr} + \frac{d\varphi_{qr}}{dt} \quad (4.21)$$

Neste trabalho, a implementação dos modelos matemáticos no *software* utilizado para realizar as simulações foi com todas as grandezas elétricas dos equipamentos em p.u., com o intuito de diminuir os esforços computacionais. No apêndice A há demonstração de como calcular as equações das tensões do modelo matemático do gerador assíncrono em p.u. Sendo dadas por:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} - \bar{w}_s \bar{\varphi}_{qs} + \frac{d\bar{\varphi}_{ds}}{d\bar{t}} \quad (4.22)$$

$$\bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} + \bar{w}_s \bar{\varphi}_{ds} + \frac{d\bar{\varphi}_{qs}}{d\bar{t}} \quad (4.23)$$

Tensões no rotor são expressos por:

$$\bar{v}_{dr} = 0 = \bar{R}_r \bar{i}_{dr} - \bar{s} \bar{w}_s \bar{\varphi}_{qr} + \frac{d\bar{\varphi}_{dr}}{d\bar{t}} \quad (4.24)$$

$$\bar{v}_{qr} = 0 = \bar{R}_r \bar{i}_{qr} + \bar{s} \bar{w}_s \bar{\varphi}_{dr} + \frac{d\bar{\varphi}_{qr}}{d\bar{t}} \quad (4.25)$$

Para análise de estabilidade transitória em sistemas elétricos verificando o comportamento dinâmico dos geradores assíncronos é necessário desenvolver modelo matemático onde as equações das tensões no estator sejam representadas pelas corrente do estator e com uma “fonte de tensão atrás de uma reatância transitória” na forma reduzida. Para isto, necessita-se ocultar os termos do fluxo concatenado e iguala à zero a derivada do fluxo no tempo. Logo, da Equação (4.9) aplicando a transforma de Park, tem-se:

$$\bar{\varphi}_{ds} = -\bar{L}_{ss} \bar{i}_{ds} + \bar{L}_m \bar{i}_{dr} \quad (4.26)$$

$$\bar{\varphi}_{qs} = -\bar{L}_{ss} \bar{i}_{qs} + \bar{L}_m \bar{i}_{qr} \quad (4.27)$$

Fluxo no rotor

$$\bar{\varphi}_{dr} = -\bar{L}_m \bar{i}_{ds} + \bar{L}_{rr} \bar{i}_{dr} \quad (4.28)$$

$$\bar{\varphi}_{qr} = -\bar{L}_m \bar{i}_{qs} + \bar{L}_{rr} \bar{i}_{qr} \quad (4.29)$$

Em seguida refere-se tudo para o estator, buscando eliminar as correntes do rotor presentes nas Equações (4.26) e (4.27) e expressar os fluxos em função das tensões do estator.

Das Equações (4.28) e (4.29) do fluxo no rotor, isolando as correntes no rotor tem-se:

$$\bar{i}_{dr} = \frac{\bar{\varphi}_{dr}}{\bar{L}_{rr}} + \frac{\bar{L}_m \bar{i}_{ds}}{\bar{L}_{rr}} \quad (4.30)$$

$$\bar{i}_{qr} = \frac{\bar{\varphi}_{qr}}{\bar{L}_{rr}} + \frac{\bar{L}_m \bar{i}_{qs}}{\bar{L}_{rr}} \quad (4.31)$$

Substituindo as Equações (4.30) e (4.31) nas Equações (4.26) e (4.27) do fluxo no estator

$$\bar{\varphi}_{ds} = \bar{L}_m \frac{\bar{\varphi}_{dr}}{\bar{L}_{rr}} - \left( \bar{L}_{ss} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{rr}} \right) \bar{i}_{ds} \quad (4.32)$$

$$\bar{\varphi}_{qs} = \bar{L}_m \frac{\bar{\varphi}_{qr}}{\bar{L}_{rr}} - \left( \bar{L}_{ss} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{rr}} \right) \bar{i}_{qs} \quad (4.33)$$

Substituindo as Equações (4.32) e (4.33) nas Equações (4.22) e (4.23) da tensão no estator, obtêm-se as componentes das tensões em eixo direto e quadratura para o regime permanente (a derivada do fluxo no tempo é nula).

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} + \bar{w}_s \left( \bar{L}_{ss} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{rr}} \right) \bar{i}_{qs} - \frac{\bar{w}_s \bar{L}_m \bar{\varphi}_{qr}}{\bar{L}_{rr}} \quad (4.34)$$

$$\bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} - \bar{w}_s \left( \bar{L}_{ss} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{rr}} \right) \bar{i}_{ds} + \frac{\bar{w}_s \bar{L}_m \bar{\varphi}_{dr}}{\bar{L}_{rr}} \quad (4.35)$$

Como  $\bar{X}'_s$  é a reatância transitória do gerador de indução.

$$\bar{X}'_s = \bar{w}_s \left( \bar{L}_{ss} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{rr}} \right) \quad (4.36)$$

Definindo as tensões internas, como:

$$\bar{e}_d = -\frac{\bar{w}_s \bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{\varphi}_{qr} \quad (4.37)$$

$$\bar{e}_q = \frac{\bar{w}_s \bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{\varphi}_{dr} \quad (4.38)$$

Logo

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} + \bar{X}'_s \bar{i}_{qs} + \bar{e}_d \quad (4.39)$$

$$\bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} - \bar{X}'_s \bar{i}_{ds} + \bar{e}_q \quad (4.40)$$

Utiliza-se um artifício matemático para se calcular os valores das tensões internas sem conhecer os valores dos fluxos do rotor, pra isso, utiliza as Equações (4.24) e (4.25) procurando eliminar as correntes do rotor, substituindo pelas Equações (4.30) e (4.31) para obter um circuito referenciado ao estator, tem-se:

$$\frac{d\bar{\varphi}_{dr}}{dt} = \bar{R}_r \left( \frac{\bar{\varphi}_{dr}}{\bar{L}_{rr}} + \frac{\bar{L}_m \bar{i}_{ds}}{\bar{L}_{rr}} \right) + s \bar{w}_s \bar{\varphi}_{qr} \quad (4.41)$$

$$\frac{d\bar{\varphi}_{qr}}{dt} = \bar{R}_r \left( \frac{\bar{\varphi}_{qr}}{\bar{L}_{rr}} + \frac{\bar{L}_m \bar{l}_{qs}}{\bar{L}_{rr}} \right) - s\bar{w}_s \bar{\varphi}_{dr} \quad (4.42)$$

Das Equação (4.37) e (4.38), tem-se:

$$\bar{\varphi}_{dr} = \frac{\bar{e}_q \bar{L}_{rr}}{\bar{w}_s \bar{L}_m} \quad (4.43)$$

$$\bar{\varphi}_{qr} = -\frac{\bar{e}_d \bar{L}_{rr}}{\bar{w}_s \bar{L}_m} \quad (4.44)$$

Fazendo

$$T'_0 = \frac{\bar{L}_{rr}}{\bar{R}_r} \quad (4.45)$$

$$\bar{X}_s = \bar{w}_s \bar{L}_{ss} \quad (4.46)$$

Logo

$$\frac{d\bar{e}_d}{dt} = -\frac{1}{T'_0} \bar{e}_d + \frac{1}{T'_0} \frac{w_s \bar{L}_m^2}{\bar{L}_{rr}} i_{qs} + s\bar{w}_s \bar{e}_q \quad (4.47)$$

$$\frac{d\bar{e}_q}{dt} = -\frac{1}{T'_0} \bar{e}_q - \frac{1}{T'_0} \frac{w_s \bar{L}_m^2}{\bar{L}_{rr}} i_{ds} - s\bar{w}_s \bar{e}_d \quad (4.48)$$

Como

$$\frac{w_s \bar{L}_m^2}{\bar{L}_{rr}} = \bar{X}_s - \bar{X}'_s \quad (4.49)$$

Logo, o cálculo da tensão interna é dado por:

$$\frac{d\bar{e}_d}{dt} = -\frac{1}{T'_0} (\bar{e}_d - (\bar{X}_s - \bar{X}'_s) \bar{l}_{qs}) + s\bar{w}_s \bar{e}_q \quad (4.50)$$

$$\frac{d\bar{e}_q}{dt} = -\frac{1}{T'_0} (\bar{e}_q - (\bar{X}_s - \bar{X}'_s) \bar{l}_{ds}) - s\bar{w}_s \bar{e}_d \quad (4.51)$$

A equação diferencial e algébrica para velocidade no rotor em (MOHAMMED, 2013), tem-se:

$$\frac{d\bar{w}_r}{dt} = \frac{1}{2H}(\bar{T}_m - \bar{T}_e - \bar{D}\bar{w}_r) \quad (4.52)$$

Cálculo da potência aparente é dado por:

$$\bar{S} = \bar{V}_s \bar{I}_s^* = (\bar{v}_{ds} + j\bar{v}_{qs})(\bar{i}_{ds} + j\bar{i}_{qs}) = (\bar{P} + j\bar{Q}) \quad (4.53)$$

Desenvolvendo o produto, tem-se:

$$\bar{v}_{ds}\bar{i}_{ds} - j\bar{v}_{ds}\bar{i}_{qs} + j\bar{v}_{qs}\bar{i}_{ds} + \bar{v}_{qs}\bar{i}_{qs} = (\bar{P} + j\bar{Q}) \quad (4.54)$$

Logo a potência ativa e reativa, são dadas por:

$$\bar{P}_s = \bar{v}_{ds}\bar{i}_{ds} + \bar{v}_{qs}\bar{i}_{qs} \quad (4.55)$$

$$\bar{Q}_s = \bar{v}_{qs}\bar{i}_{ds} - \bar{v}_{ds}\bar{i}_{qs} \quad (4.56)$$

Como as tensões nos enrolamentos do rotor são nulas, devido os mesmos estarem curto-circuitados. Logo as potências ativa e reativa no rotor serão nulas.

#### 4.1.2 GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

Similar ao modelo anterior, a diferença é que as tensões no rotor não são nulas. Substituindo as Equações (4.26) – (4.29) em (4.22) – (4.25) e negligenciando os transientes dos fluxos, tem-se:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s\bar{i}_{ds} + \bar{w}_s(\bar{L}_{ss}\bar{i}_{qs} + \bar{L}_m\bar{i}_{qr}) \quad (4.57)$$

$$\bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s\bar{i}_{qs} - \bar{w}_s(\bar{L}_{ss}\bar{i}_{ds} + \bar{L}_m\bar{i}_{qr}) \quad (4.58)$$

Tensões no rotor são expressos por:

$$\bar{v}_{dr} = -\bar{R}_r\bar{i}_{dr} + \bar{s}\bar{w}_s(\bar{L}_m\bar{i}_{qs} + \bar{L}_{rr}\bar{i}_{qr}) \quad (4.59)$$

$$\bar{v}_{qr} = -\bar{R}_r\bar{i}_{qr} + \bar{s}\bar{w}_s(\bar{L}_m\bar{i}_{ds} + \bar{L}_{rr}\bar{i}_{qr}) \quad (4.60)$$

A velocidade angular elétrica do rotor é dada por:

$$w_r = \frac{p}{2}w_m \quad (4.61)$$

Onde  $p$  número de pares de pólos e  $w_m$  a velocidade angular mecânica (rad/s).

O total das potências ativa e reativa injetada na rede é a soma das potências do estator e rotor, logo:

$$\bar{P} = \bar{P}_s + \bar{P}_r \text{ e } \bar{Q} = \bar{Q}_s + \bar{Q}_r \quad (4.61)$$

As potências do estator são dadas igualmente das Equações (4.55) e (4.56), as potências ativa e reativa do rotor são expressas por:

$$\bar{P}_r = \bar{v}_{dr}\bar{i}_{dr} + \bar{v}_{qr}\bar{i}_{qr} \quad (4.62)$$

$$\bar{Q}_r = \bar{v}_{qr}\bar{i}_{dr} - \bar{v}_{dr}\bar{i}_{qr} \quad (4.63)$$

A potência reativa expressa na Equação (4.61) não é a mesma injetada na rede, vai depender da estratégia de controle do conversor do lado da rede, onde terá mais detalhes na seção 4.10.

Buscando desenvolver um modelo no qual as equações das tensões no estator sejam representadas pelas corrente do estator e com uma “fonte de tensão por trás de uma reatância transitória” na forma reduzida, o método utilizado para análise de estabilidade transitória foi o mesmo mencionado anteriormente. As equações para as tensões são as mesma que as Equações (4.39) e (4.40), para as tensões internas são dadas por:

$$\frac{d\bar{e}_d}{d\bar{t}} = -\frac{1}{T'_0}(\bar{e}_d - (\bar{X}_s - \bar{X}'_s)\bar{i}_{qs}) + s\bar{w}_s\bar{e}_q - \bar{w}_s\frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}}\bar{v}_{qr} \quad (4.64)$$

$$\frac{d\bar{e}_q}{d\bar{t}} = -\frac{1}{T'_0}(\bar{e}_q - (\bar{X}_s - \bar{X}'_s)\bar{i}_{ds}) - s\bar{w}_s\bar{e}_d + \bar{w}_s\frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}}\bar{v}_{dr} \quad (4.65)$$

Em (ALMEIDA,2006) explica como são obtidas as correntes no rotor, que são expressar por:

$$\bar{i}_{dr} = \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}}\bar{i}_{ds} + \frac{\bar{e}_q}{\bar{L}_m} \quad (4.66)$$

$$\bar{i}_{qr} = \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}}\bar{i}_{qs} + \frac{\bar{e}_d}{\bar{L}_m} \quad (4.67)$$

#### 4.1.3 GERADOR SÍNCRONO

Um gerador síncrono quando opera em regime permanente, a velocidade com que o rotor gira é diretamente proporcional à frequência da tensão de armadura. O rotor, juntamente com o campo magnético girante criado pela corrente de campo do rotor (corrente de excitação), gira na velocidade síncrona (FITZGERALD, 2008). Devido a esse campo magnético girante variante no tempo criado no rotor do gerador, transpor os enrolamentos do estator pela lei de Faraday surgirá uma tensão induzida alternada nos terminais do estator do gerador.

Em (KUNDUR, 1994) é demonstrado o modelo matemático do gerador síncrono, considera-se três enrolamentos na armadura e três enrolamentos no rotor, dois de eixo direto sendo um enrolamento de campo e um enrolamento amortecedor e outro enrolamento está no eixo em quadratura. As equações diferenciais e algébricas deste modelo são descritas como:

$$\bar{v}_{ds} = \bar{E}_d'' - \bar{R}_s \bar{i}_{ds} - \bar{X}_q'' \bar{i}_{qs} \quad (4.68)$$

$$\bar{v}_{qs} = \bar{E}_q'' - \bar{R}_s \bar{i}_{qs} - \bar{X}_d'' \bar{i}_{ds} \quad (4.69)$$

Buscando sempre representar o modelo com uma fonte de tensão por trás de uma reatância, as equações diferenciais das tensões internas associadas aos fenômenos subtransitórios e transitórios do rotor são expressas por:

$$\frac{d\bar{E}_d''}{d\bar{t}} = -\frac{1}{\bar{T}_{q0}''} [\bar{E}_d'' + \bar{i}_{qs} (\bar{X}_q' - \bar{X}_q'')] \quad (4.70)$$

$$\frac{d\bar{E}_q''}{d\bar{t}} = -\frac{1}{\bar{T}_{d0}''} [\bar{E}_q'' - \bar{E}_q' + \bar{i}_{ds} (\bar{X}_d' - \bar{X}_d'')] \quad (4.71)$$

$$\frac{d\bar{E}_q'}{d\bar{t}} = -\frac{1}{\bar{T}_{d0}'} [\bar{E}_q' - \bar{E}_f + \bar{i}_{ds} (\bar{X}_d - \bar{X}_d')] \quad (4.72)$$

A equação diferencial e algébrica para velocidade no rotor, é dada por:

$$\frac{d\bar{w}_s}{d\bar{t}} = \frac{1}{2H} (\bar{T}_m - \bar{T}_e - \bar{D}_s \Delta \bar{w}) \quad (4.73)$$

Equação do ângulo elétrico do rotor, em radianos:

$$\frac{d\bar{\delta}_s}{d\bar{t}} = \bar{w}_s - \bar{w}_0 \quad (4.74)$$

Equação do torque eletromagnético, tem-se:

$$\bar{T}_e = \bar{E}_q'' \bar{i}_{qs} + \bar{E}_d'' \bar{i}_{ds} + (\bar{X}_d'' - \bar{X}_q'') \bar{i}_{ds} \bar{i}_{qs} \quad (4.75)$$

## 4.2 USINAS HIDRELÉTRICAS

Uma usina hidrelétrica tem por finalidade produzir energia elétrica através do aproveitamento do potencial hidráulico existente em um rio. A geração de energia elétrica por meio das usinas hidrelétricas se dar utilizando o aproveitamento do fluxo das águas dos rios, a água é acumulada nos reservatórios com certa energia potencial, entra pela tomada d'água no condutor forçado adquirindo energia cinética, o fluxo d'água com alta energia cinética controlado pelo distribuidor ao colidir nas pás da turbina hidráulica faz girar a mesma. A turbina hidráulica está acoplada no mesmo eixo do rotor do gerador, devido o sistema de excitação no campo cria-se um campo magnético ao fazer girar o rotor vai produzir um campo girante com o fluxo magnético variando no tempo, como comprovado pela lei de Faraday quando se tem um fluxo magnético variante no tempo ao cruzar os enrolamentos do estator vai produzir uma tensão induzida nos terminais do gerador.

A qualidade da energia elétrica gerada no gerador se dar em grande parte devido aos serviços auxiliares presentes nos mesmos, que são sistemas de controles complexos que atuam na regularização das velocidades das turbinas e das tensões geradas nos estatores dos geradores.

O regulador de velocidade por meio do distribuidor controla o fluxo d'água que faz girar a turbina hidráulica, logo, tem a função de manter a velocidade da turbina constante, independente da carga. Como a turbina hidráulica está acoplada ao mesmo eixo do rotor do gerador, é possível controlar a velocidade do gerador e, conseqüentemente, da frequência dos sinais de corrente e tensão gerada. Podendo-se também fazer o controle da potência ativa tal como demonstrado no Capítulo 2.

Já o regular de tensão controla a tensão nos terminais do estator do gerador, por meio da tensão de excitação nos terminais do rotor, tendo como limite a curva de capacidade do gerador. Logo, a tensão de excitação nos enrolamentos do rotor tem como finalidade produzir uma corrente, que por meio do fluxo do campo magnético gerado realizar o controle da energia reativa gerada pelo gerador.



#### 4.2.1 TURBINA HIDRÁULICA

Quatro tipos de turbinas hidráulicas mais utilizadas são Kaplan, Francis, Deriaz e Pelton, logo o tipo de turbina a ser utilizado tem como principais fatores a altura da queda d'água e a vazão do rio.

A elaboração do modelamento matemático simplificado de uma turbina hidráulica, deve-se considerar que nesse modelo, o conduto forçado será inelástico, de comprimento pequeno e sem válvula de alívio. Em (KUNDUR, 1994) é demonstrado o cálculo da função de transferência tendo como sinal de entrada o fator proporcional à abertura do distribuidor em relação à velocidade da água.

$$v(s) = \frac{1}{1 + \frac{T_w}{2}s} u(s) \quad (4.76)$$

Em (MOTA, 2006) é demonstrado como calcular a função de transferência, para o sinal de entrada o controle da abertura do distribuidor e tendo o torque mecânico da turbina hidráulica como sinal de saída.

Como a potência mecânica de uma turbina é dada por:

$$P_{mec} = \rho g q h = \rho g (v A_c) h \quad (4.77)$$

Em seguida linearizando-se e normalizando a Equação (4.77), tem-se:

$$\Delta P_{mec} = v_0 \rho g A_c \Delta H + H_0 \rho g A_c \Delta v \quad (4.78)$$

$$\frac{\Delta P_{mec}}{P_{mec0}} = \frac{\Delta h}{h_0} + \frac{\Delta v}{v_0} \quad (4.79)$$

Onde

$$\frac{\Delta h}{h_0} = -T_w s \frac{\Delta v}{v_0} \quad (4.80)$$

A função de transferência para a turbina hidráulica tendo como sinal de entrada proporção de abertura do distribuidor e tendo como resposta o torque mecânico na turbina é dado por:

$$\frac{P_{mec}(s)}{u(s)} = \frac{1 - sT_w}{1 + s\frac{T_w}{2}} \quad (4.81)$$

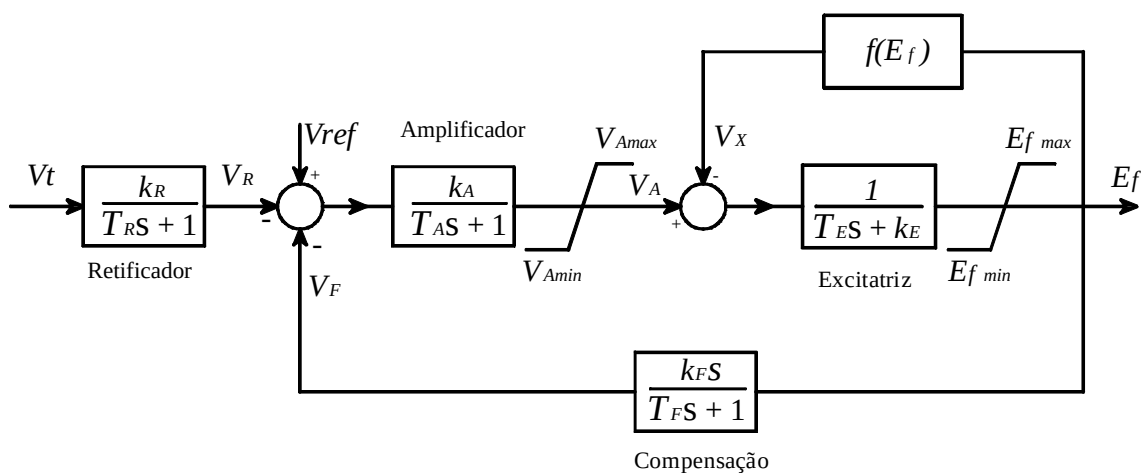
#### 4.2.2 REGULADOR DE TENSÃO

A função do regulador automático de tensão (AVR) é controlar a tensão nos terminais do estator no gerador síncrono, o controle se dar pela variação da tensão de excitação. O controle de tensão está diretamente ligado ao balanço de energia reativa, com isso é possível manter a tensão e o fornecimento de energia reativa em níveis desejados.

Outrora, a excitatriz do gerador síncrono se dava por meio de um gerador de corrente contínua montado no eixo do gerador, onde o operador atuava como controlador, observando a tensão de saída e ajustava o reostato do campo da excitatriz de modo a obter as condições de saída desejadas.

Com o avanço da eletrônica de potência sistemas com respostas mais rápidas e que necessitam de menos manutenção foram desenvolvidos. O regulador de tensão possui sistema de controle que verifica a tensão no barramento onde o gerador está conectado e então inicia a ação corretiva da tensão de saída, através da variação do controle da excitatriz, na Figura 4.1, tem-se o diagrama esquemático deste regulador. Os mesmo são indispensáveis para manter a estabilidade dos geradores síncronos.

Figura 4. 1: Regulador Automático de Tensão.

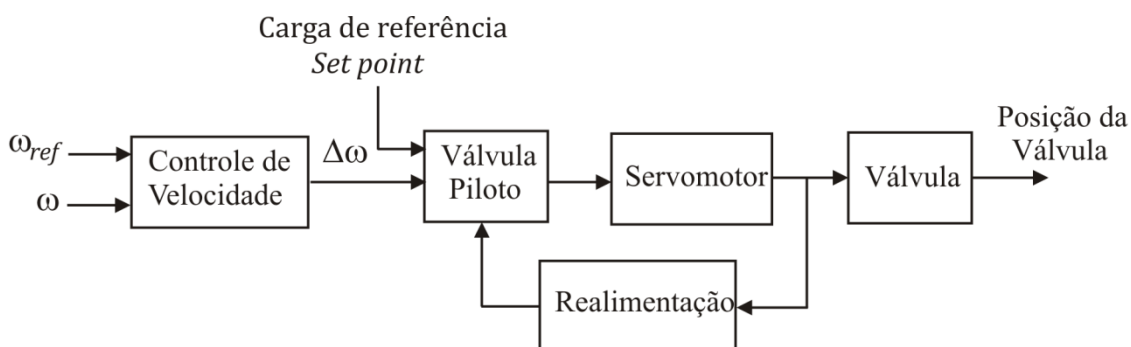


Fonte: (KUNDUR, 1994).

### 4.2.3 REGULADOR DE VELOCIDADE

Para que o sistema elétrico se mantenha estável é necessário garantir o equilíbrio entre geração e a carga elétrica, para isso os geradores síncronos possuem os reguladores de velocidade, por meio do controle do fluxo d'água (distribuidor) ou vapor (válvula de admissão) controla a velocidade da turbina e consequentemente mantem a frequência do sistema no seu valor nominal.

Figura 4. 2: Diagrama esquemático do sistema de controle de velocidade.



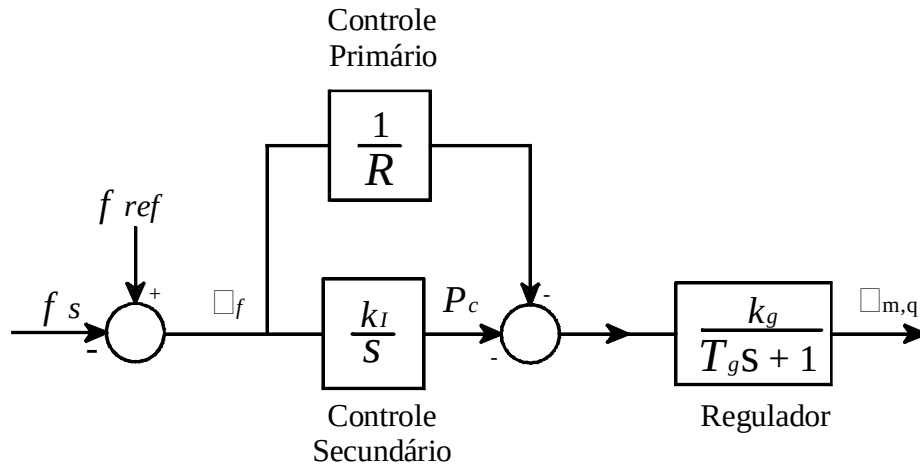
Como foi demonstrado na Equação (2.19), se a velocidade da turbina é mantida constante, nesse caso o gerador está funcionando em equilíbrio, logo o torque mecânico entregue pela turbina é exatamente igual ao torque eletromagnético necessário para alimentar as cargas elétricas, com isso o torque líquido é nulo. Não haverá qualquer aceleração ou desaceleração pela turbina.

Presuma que a carga elétrica seja bruscamente aumentada, o que significa que o torque elétrico requerido também é subitamente aumentado. Nessa situação, devido às inércias da água/vapor e da turbina, o torque mecânico disponível na turbina permanecerá momentaneamente sem variação, logo o torque líquido será negativo, acarretando imediatamente, uma desaceleração da turbina, fazendo diminuir a velocidade e consequentemente a frequência também diminuir.

Do contrário, caso a carga elétrica seja bruscamente diminuída, haverá uma aceleração da turbina, logo aumentará a velocidade e, consequentemente, a frequência do sistema. Com isso a função do regulador de velocidade é controlar automaticamente esse fluxo de água/vapor de modo a restabelecer o balanceamento dos torques.

O regulador de velocidade empregado em todos os geradores síncronos é constituído de um controle primário (controle proporcional) e um controle secundário (representado por um ganho integral), como se pode observar na Figura 4.3.

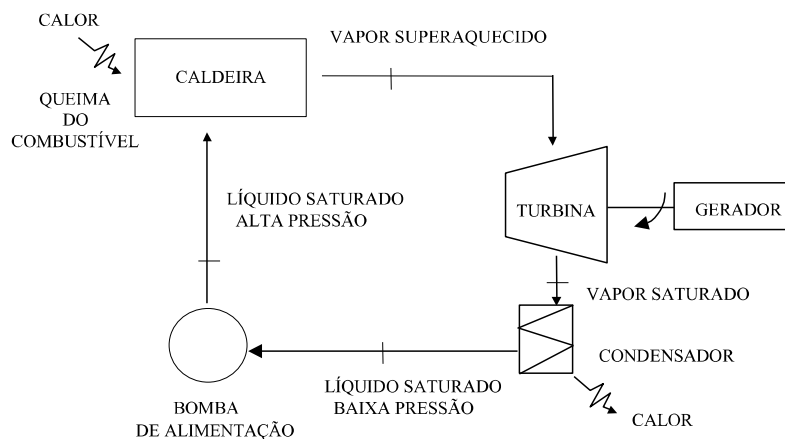
Figura 4. 3: Regulador de velocidade.



### 4.3 USINA TERMELÉTRICA A VAPOR

Termelétricas a vapor são largamente utilizadas no mundo, com alta representatividade da matriz elétrica mundial. O ciclo termodinâmico que a representa é o ciclo de Rankine, na Figura 4.4 representa um esquema simplificado de uma usina termelétrica a vapor, os seus componentes principais são caldeira, turbina a vapor, condensador e bomba de alimentação.

Figura 4. 4: Usina termelétrica a vapor.



Uma usina termelétrica que funciona utilizando o ciclo termodinâmico Rankine, tem o vapor d'água como fluido de trabalho, no geral esse tipo de usina tem como primeira etapa o aquecimento da caldeira mediante à queima do combustível fóssil (carvão, óleo ou gás) ou vegetal (biomassa ou biodiesel). De maneira simplificada a bomba de alimentação supre a caldeira com água na fase líquido saturado na pressão de trabalho da caldeira proveniente do condensador, ao entrar na caldeira a água recebe calor a uma alta pressão até se transformar em vapor superaquecido, logo esse vapor com uma alta energia potencial entra na turbina a vapor. Devido haver uma queda brusca de pressão na turbina a vapor, o vapor com alta energia cinética colide nas pás da turbina fazendo com que a mesma gire produzindo energia mecânica no eixo. Na saída da turbina ainda vai haver vapor na fase de vapor saturado, havendo a necessidade de condensá-lo, função esta do condensador. Com isso fechando o ciclo termodinâmico.

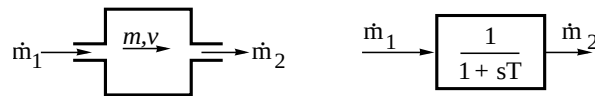
Esse tipo de geração também possui controle de tensão e velocidade, basicamente idênticos aos utilizados nas usinas hidrelétricas. O controle de tensão é idêntico, já o controle de velocidade se dar devido à abertura e fechamento da válvula de admissão. Nas variações de carga devem ser atendidas por meio do controle da vazão admitida na máquina. Esta função é executada, automaticamente, pelas válvulas de controle de admissão, conforme controle de um dispositivo, regulador (governador).

#### 4.3.1 TURBINA A VAPOR

Turbinas a vapor são largamente utilizadas para fornecer energia mecânica para o eixo do gerador de energia elétrica. São constituídas basicamente de aletas montadas sobre um eixo, com uma aerodinâmica projetada para converter a energia térmica e a energia cinética do vapor superaquecido fornecido pela caldeira em energia mecânica. O controle do vapor injetado na turbina se dar por meio de válvulas de controle que trabalham a alta temperatura e pressão que na saída da turbina é entregue ao condensador na fase de vapor saturado, a baixa pressão e baixa temperatura.

Para obter o modelo matemático da turbina a vapor de condensação direta (sem reaquecimento), inicialmente deseja-se calcular a função de transferência de uma tubulação de vapor em seguida é derivado o modelo simples da turbina.

Figura 4. 5: Modelo do fluxo de vapor em um tubo.



Fonte: (MACHOWSKI, 2008).

Observa-se na Figura 4.5 a tubulação de vapor, onde  $\dot{m}_1$  representa o fluxo de massa de vapor na entrada e  $\dot{m}_2$  o fluxo de massa de vapor na saída, em (MACHOWSKI, 2013) demonstra como calcular a função de transferência de uma tubulação de vapor, que é dada por:

$$\frac{\dot{m}_2(s)}{\dot{m}_1(s)} = \frac{1}{(1 + T_c s)} \quad (4.82)$$

O controle do vapor de entrada na turbina é obtido por meio do regulador de velocidade que envia o sinal de comando de abertura ou fechamento para a válvula de admissão. Em (ANDERSON, 2003) é demonstrado que a atuação do controle da posição da válvula tem uma relação não linear com o fluxo de massa de vapor na saída. Este efeito é, no entanto, contrabalançado pela introdução de uma não-linearidade do dispositivo de abertura da válvula. O efeito resultante dessas relações de não linearidades é que a função de transferência entre o dispositivo de controle da válvula e o fluxo de massa de vapor na saída é aproximadamente expressa por uma constante  $k_v$ .

Logo a função de transferência entre o dispositivo de controle da válvula e o torque mecânico no eixo da turbina a vapor é dado por:

$$\frac{T_{mec}(s)}{\eta(s)} = \frac{k_v}{1 + sT_c} \quad (4.83)$$

Equação diferencial associada

$$\frac{dT_{mec}}{dt} = -\frac{1}{T_c} T_{mec} + \frac{K_v}{T_c} \eta \quad (4.84)$$

## 4.4 TURBINA EÓLICA

A geração de energia elétrica por meio das turbinas eólicas simplificada se dá devido aos deslocamentos das massas de ar das regiões de alta pressão para regiões de baixa pressão originando os ventos, os ventos com certa energia cinética ao colidirem

nas pás da turbina produzem uma força de sustentação que faz girar um eixo onde é transformada em energia mecânica, como o eixo da turbina está acoplado ao eixo do rotor do gerador, o gerador converte a energia mecânica em energia elétrica.

A energia cinética contida em uma massa de ar em movimento pode ser calculada através de:

$$E = \frac{1}{2} m_{ar} v_e^2 \quad (4.85)$$

Esta energia cinética pode ser entendida como a energia cinética relacionada ao fluxo de massa de ar ( $m_{ar}$ ). O fluxo de massa de ar que atravessa uma região circular de raio  $R$ , com certa velocidade ( $v_e$ ), que corresponde à área varrida pelas pás da turbina. Pela Lei da Conservação das Massas, considerando o fluxo de massa constante (STREETER, 1982), sabe-se que:

$$m_{ar} = \rho_{ar} A v_e \quad (4.86)$$

Substituindo a Equação (4.85) em (4.86), obtêm-se a potência total do vento para aquela área definida.

$$P_v = \frac{1}{2} \rho_{ar} A v_e^3 \quad (4.87)$$

#### 4.4.1 CONTROLE DE *PITCH*

Também chamado de controle de ângulo de passo das pás, este controle é utilizado tipicamente em aerogeradores de velocidade variável. Este sistema de controle possui mecanismo, de natureza eletromecânica ou hidráulica, capazes de movimentar as pás e alterar o ângulo de incidência do vento sobre as mesmas.

O sistema de controle aerodinâmico de um aerogerador consiste na alteração na inclinação das pás da turbina, que altera no processo de conversão entre a energia cinética dos ventos com a energia mecânica no eixo da turbina. As pás absorvem a energia cinética de translação contida nos ventos, transformando esta em energia cinética rotacional que permite o movimento do rotor da turbina (SOHN, 2014).

Logo a potência mecânica  $P_m$  de uma turbina eólica, é obtida a partir da equação aerodinâmica (ACKERMANN, 2009). A velocidade do vento após passar pela turbina é menor que a velocidade de incidência. Isso significa que não é possível extrair toda a

energia cinética contida na massa de ar que flui pelas pás da turbina. Consequentemente, a potência mecânica extraída é reduzida por um fator denominado coeficiente de potência ( $C_p$ ).

$$P_m = C_p P_v \quad (4.88)$$

$$P_m = \frac{1}{2} \rho_{ar} C_p(\lambda, \beta) A v_e^3 \quad (4.89)$$

O físico alemão Albert Betz provou, em 1920, que a máxima potência extraída por uma turbina eólica ideal, sob condições ideais do vento é 59,26% da potência disponível nos ventos. Na prática, turbinas modernas possuem um coeficiente de potência máximo situado numa faixa de 52% a 55% (NASCIMENTO, 2009), o coeficiente de potência pode ser definido por:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\frac{-12,5}{\lambda_i}} \quad (4.84)$$

Para calculo de  $\lambda_i$ , tem:

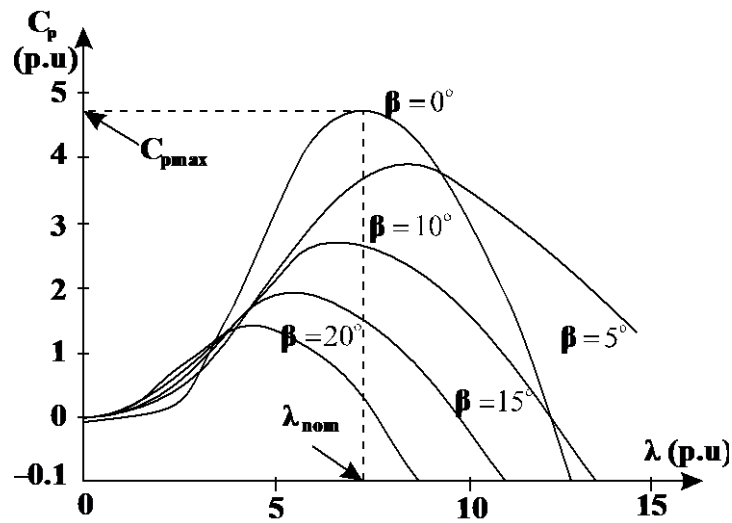
$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (4.85)$$

Onde  $\lambda$  é a razão entre a velocidade linear das pontas das pás da hélice e a velocidade do vento, tem-se:

$$\lambda = \frac{w_r}{v_e} R \quad (4.86)$$



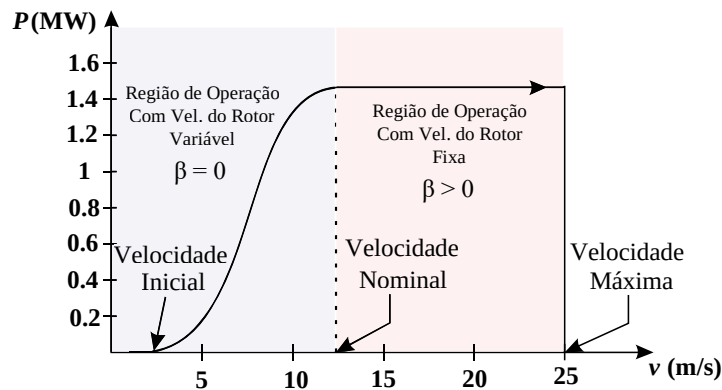
Figura 4. 6: Coeficiente de potência função da velocidade específica.



Fonte: (MOHAMMAD, 2013).

Ao variar o ângulo de *pitch* das pás (ângulo  $\beta$ ), consegue obter um controle sobre a velocidade das pás e consequentemente da potência, observa-se a Figura 4.6. Para ventos com velocidades inferiores ao nominal, o ângulo de *pitch* é fixado num valor próximo de  $0^\circ$ , que garante a máxima extração de potência pelo rotor eólica. Em quanto que, para velocidades acima da nominal, o sistema de controle de velocidade atua de forma a alterar o ângulo de *pitch* consequentemente altera a potência mecânica produzida pela turbina. A medida que aumenta a velocidade dos ventos, aumenta-se o ângulo de *pitch*, logo, diminui a velocidade e consequentemente a potência mecânica. Para o  $\beta = 90^\circ$  velocidade da turbina igual a zero, não haverá produção de energia mecânica, como observado na Figura 4.7, uma turbina eólica com potência nominal de 1,5 MW e como velocidade nominal de 12 m/s, tendo como velocidade vento inicial para a operação 3 m/s e velocidade máxima de operação 25 m/s.

Figura 4. 7: Curva de potência para uma turbina eólica com controle de ângulo de *pitch*.



Fonte: Adaptado de (MOHAMMAD, 2013).

Então, com esse sistema de controle é possível ter um controle mais fino sobre a energia elétrica gerada, evitando assim flutuações de potência. Outro ponto de vista é o controle da velocidade, influenciando na frequência da tensão gerada entregue ao sistema, buscando ser mais próximo do valor regulamentado, sem deixar o aerogerador sair de sincronismo com o sistema elétrico.

## 4.5 MODELO DA CARGA ELÉTRICA

A modelagem da carga é um quesito difícil para estudos da dinâmica em sistemas elétricos de potência, devido a mesma estar agregada de componentes com diferentes características. Neste trabalho, as cargas são modeladas estaticamente, ou seja, embora elas possam depender da tensão, nenhuma dinâmica é representada.

A carga elétrica é modelada com uma impedância constante ( $Z_e$ ). Logo, conhecendo a potência aparente ( $S_e$ ) que a carga elétrica absorve do sistema e a tensão da barra onde a mesma encontra-se conectada, a sua impedância (ou admitância ( $Y$ )) pode ser calculada por meio da seguinte expressão:

$$\hat{S}_e = \hat{V} \hat{I}^* \quad (4.87)$$

Como:

$$\hat{S}_e = P + jQ \text{ e } \hat{I} = \frac{\hat{V}}{\hat{Z}_e} \quad (4.88)$$

$$\hat{Z}_e = \frac{|V^2|}{\hat{S}_e} \quad (4.89)$$

Onde  $Y_e = Z_e^{-1}$ .

## 4.6 MODELO MULTIMÁQUINAS

Para diminuir a carga computacional a modelagem matemática do sistema elétrico utilizará o modelo multimáquinas. Neste modelo se elimina as barras que não contém sistemas de geração e tem como vantagem a não necessidade de se conhecer todas as tensões nas barras. Esse modelo é demonstrado em (STAVRAKAKIS, 1995) para a representação de um sistema elétrico completo.

O modelo multimáquinas consiste em interligar os demais modelos matemáticos dos diversos dispositivos que constitui um sistema elétrico num único conjunto de equações algébricas e diferenciais adequadamente de modo a representar o comportamento dinâmico e transitório. Este modelo apresenta como as principais vantagens, a redução da matriz admitância do sistema; a facilidade de calcular as correntes internas dos geradores elétricos por meio de uma simples relação matricial; e a inversão de uma única matriz, simplificando bastante o processo de simulação computacional.

O modelo de multimáquinas consiste, primeiramente, em construir a matriz admitância ( $Y_{Rede}$ ) do sistema elétrico ao qual deseja simular, em seguida aplica-se a transformação de Kron, e com isso se obtêm a matriz de admitância do sistema reduzido ( $Y_N$ , onde  $N$  é o número de barras que contém sistemas de geração).

As corrente injetadas ( $I_N$ ) na rede a partir das barras de geração estão relacionadas com as tensões nestas barras pela relação matricial:

$$I_N = Y_N V_N \quad (4.90)$$

A redução de Kron, é aplicada da seguinte forma. Considerando um sistema de 5 barras, onde em três barras (Barras 1, 2 e 3) há sistema de geração e em outras duas há a conexão com carga elétrica. No formato matricial, tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \end{bmatrix} = \left( [Y_{Rede}] = \begin{bmatrix} Y_{AA} & Y_{AB} \\ Y_{BA} = Y_{AB}^t & Y_{BB} \end{bmatrix} \right) \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \end{bmatrix} \quad (4.91)$$

Considerando:

$$[I_N] = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} \text{ e } [I_B] = \begin{bmatrix} I_4 \\ I_5 \end{bmatrix} \quad (4.92)$$

$V_N$  Representa as tensão nas barras de geração

$$[V_N] = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \text{ e } [V_B] = \begin{bmatrix} V_4 \\ V_5 \end{bmatrix} \quad (4.93)$$

Substituindo as Equações (4.91) e (4.92) em (4.90) e resolvendo o sistema de equações tem que:

$$I_N = Y_{AA}V_N + Y_{AB}V_B \quad (4.94)$$

Como também

$$I_B = Y_{AB}^t V_N + Y_{BB}V_B \quad (4.95)$$

Admitindo na Equação (4.95)  $I_B = 0$  e deixando-se em função de  $V_B$ , por fim substituindo na Equação (4.94), tem-se:

$$I_N = (Y_{AA} - Y_{AB}Y_{BB}^{-1}Y_{AB}^t)V_N \quad (4.96)$$

Logo

$$Y_N = (Y_{AA} - Y_{AB}Y_{BB}^{-1}Y_{AB}^t) \quad (4.97)$$

Sabe-se que as matrizes impedância e, conseqüentemente, a matriz admitância de barra de um sistema elétrico real possui grandes dimensões. A vantagem de utilizar a redução de Kron é devido à redução da matriz admitância do sistema sem a necessidade de conhecer a tensão em todas as barras do sistema, onde a ordem da matriz  $Y_N$  terá dimensões igual a quantidade de barras de geração, eliminando-se trechos não prioritários da rede para o estudo em questão.

O vetor das correntes injetadas nas  $N$  barras de geração é  $I_N = [I^1, I^2, \dots, I^N]^T$  onde:

$$I^k = \sum_{i=1}^{B_k} M_i^k I_i^k \quad (4.98)$$

Sendo  $B_k$  ( $k=1, \dots, N$ ) é o número de geradores na barra  $k$ .

A matriz  $M_i^k$  é inserida de modo a considerar o sinal apropriado das correntes do gerador “ $i$ ” ligada na barra “ $k$ ” sendo definida como:

$$M_i^k = \begin{cases} J & \text{para geradores síncronos} \\ -J & \text{para geradores assíncronos} \end{cases}$$

No qual  $J$  é uma matriz identidade de ordem  $2 \times 2$ .

A Equação (4.98) retrata que a corrente  $I^k$  na barra  $k$  (para  $k = 1, \dots, N$ ) é a soma algébrica das correntes injetadas pelos  $B_k$  geradores que estão conectados nessa barra.

O número total de geradores ( $G$ ) no sistema elétrico é a soma das máquinas ligadas em cada barra, ou seja:

$$G = \sum_{k=1}^N B_k \quad (4.99)$$

Como as equações das tensões de ambos geradores síncronos e assíncronos podem ser expressos pela seguinte relação matricial:

$$V_i^k = E_i^k - Z_i^k M_i^k I_i^k \quad (4.100)$$

Na equação (4.100),  $V_i^k = [V_d, V_q]^T$  e  $I_i^k = [I_d, I_q]^T$  exprime os vetores da tensão terminal e corrente injetada de cada gerador ligado na barra  $k$  no referencial de coordenadas  $d$ - $q$  (referencial do gerador). Onde  $E_i^k$  é o vetor da tensão transitória (ou subtransitória) do gerador, em coordenada  $d$ - $q$ , onde  $E_i^k = [E_d', E_q']^T$  para um gerador assíncrono ou  $E_i^k = [E_d'', E_q'']^T$  para um gerador síncrono; e  $Z_i^k$  diz respeito à representação da impedância do estator, definido como  $Z_i^k = \begin{bmatrix} r_s & -X' \\ X' & r_s \end{bmatrix}$  para um gerador assíncrono e  $Z_i^k = \begin{bmatrix} r_s & -X'' \\ X'' & r_s \end{bmatrix}$  para um gerador síncrono.

Para um sistema com  $N$  barras de geração, ou seja, uma representação multimáquina os vetores e matrizes da Equação (4.100) são rescritas como:

$$\begin{aligned}
 V_{dq} &= [V_1^1, \dots, V_{B1}^1, V_1^2, \dots, V_{B2}^2, V_1^N, \dots, V_{BN}^N]^T \\
 E_{dq} &= [E_1^1, \dots, E_{B1}^1, E_1^2, \dots, E_{B2}^2, E_1^N, \dots, E_{BN}^N]^T \\
 I_{dq} &= [I_1^1, \dots, I_{B1}^1, I_1^2, \dots, I_{B2}^2, I_1^N, \dots, I_{BN}^N]^T \\
 Z_m &= \text{diag} [Z_1^1, \dots, Z_{B1}^1, Z_1^2, \dots, Z_{B2}^2, Z_1^N, \dots, Z_{BN}^N] \\
 M_m &= \text{diag} [M_1^1, \dots, M_{B1}^1, M_1^2, \dots, M_{B2}^2, M_1^N, \dots, M_{BN}^N]
 \end{aligned} \tag{4.101}$$

Cada elemento dos vetores e matrizes em (4.101) refere-se a um gerador específico. Os elementos com os mesmos índices estão relacionados por meio da Equação (4.100). Logo a equação geral para um sistema multimáquina é reescrita como:

$$V_{dq} = E_{dq} - Z_M M_M I_{dq} \tag{4.102}$$

Na equação (4.102) todas as grandezas estão representadas no sistema de referência  $d-q$  de cada gerador. Para que todos os geradores estejam em sincronismo, referenciadas no sistema de coordenadas síncrono  $D-Q$  do sistema elétrico, é preciso realizar a seguinte transformação:

$$\begin{aligned}
 V_{DQ} &= T V_{dq} \\
 E_{DQ} &= T E_{dq} \\
 I_{DQ} &= T I_{dq}
 \end{aligned} \tag{4.103}$$

Onde  $T$  é a matriz de transformação definida por:

$$T = \text{diag} [\text{rot}(\delta_1^1), \dots, \text{rot}(\delta_{B1}^1), \text{rot}(\delta_1^2), \dots, \text{rot}(\delta_{B2}^2), \text{rot}(\delta_1^N), \dots, \text{rot}(\delta_{BN}^N)] \tag{4.104}$$

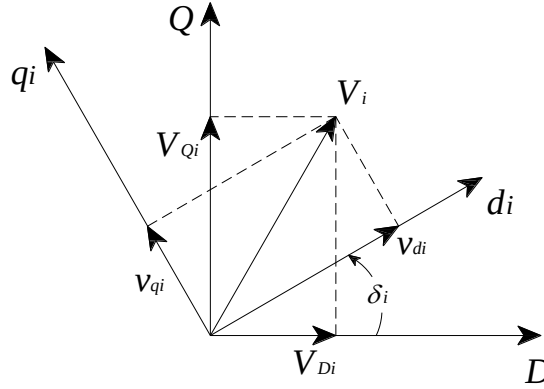
Sendo  $\delta_i^k$  o ângulo da máquina  $i$  ligada ao barramento  $k$  e

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

A transformação do sistema de referência do gerador (referência  $d-q$ ) para o sincronismo com o sistema elétrico (referência síncrono  $D-Q$ ) é necessário para permitir

a integração das equações algébricas do estator dos geradores síncronas e de indução com as equações do sistema elétrico. Essa transformação é demonstrada na Figura 4.8.

Figura 4. 8: Transformação do sistema de referência das máquinas para o sistema de referência da rede elétrica.



Fonte: (MANCHOWISCK, 2008).

Em (STAVRAKAKIS, 1995) demonstra a introdução de uma matriz  $L_M$ , onde a corrente das barras de geração é definida por:

$$I_N = L_M M_M I_{DQ} \quad (4.105)$$

Como

$$L_M^T V_N = V_{DQ} \quad (4.106)$$

Substituindo a Equação (4.90) em (4.105), tem-se:

$$Y_N V_N = L_M M_M I_{DQ} \quad (4.107)$$

Isolando  $V_N$  na Equação (4.106) e substituindo na Equação (4.107), tem-se:

$$I_{DQ} = [L_M^T Z_N L_M M_M]^{-1} V_{DQ} \quad (4.108)$$

Fazendo-se  $Z'_N = [L_M^T Z_N L_M M_M]$ , encontra-se:

$$I_{DQ} = Z_N'^{-1} V_{DQ} \quad (4.109)$$

Deixando-se tudo no referencial da máquina, para isso utiliza-se as Equações (4.103):

$$I_{dq} = (T^{-1} Z_N'^{-1} T) V_{dq} \quad (4.110)$$

Logo

$$V_{dq} = \frac{I_{dq}}{(T^{-1}Z'_N{}^{-1}T)} \quad (4.111)$$

Fazendo  $Z'_M = Z_M M_M$  e substituindo a Equação (4.111) em (4.102), deixando tudo em função da corrente, tem-se:

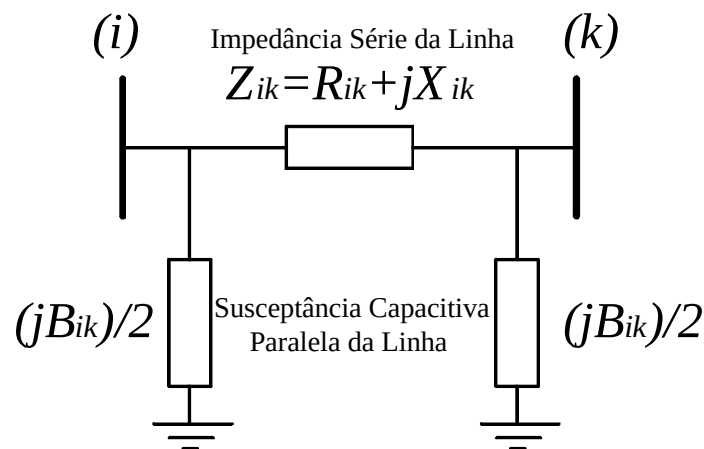
$$I_{dq} = [TZ'_N T^{-1} + Z'_M]^{-1} E_{dq} \quad (4.112)$$

Logo, utilizando-se o modelo multimáquinas é possível obter as correntes do gerador no seu próprio referencial, sem a necessidade de se conhecer as tensões em todas as barras do sistema elétrico em análise, tendo como vantagens a diminuição do esforço computacional e as grandezas elétricas de todas as unidades geradoras no mesmo referencial d-q.

## 4.7 MODELO LINHAS DE TRANSMISSÃO

A elaboração do modelo matemático da linha de transmissão, foi considerado que a mesma seja ideal, tendo uma tensão senoidal na fonte, e admitindo que esteja em regime permanente já que os transitórios relacionados a uma linha de transmissão têm um decaimento extremamente rápido. Tendo em vista esses requisitos, a linha de transmissão pode ser representada pelo modelo  $\pi$  equivalente, indicado na Figura 4.9.

Figura 4. 9: Circuito equivalente  $\pi$  de uma linha de transmissão.



Fonte: (KUNDUR, 1994)

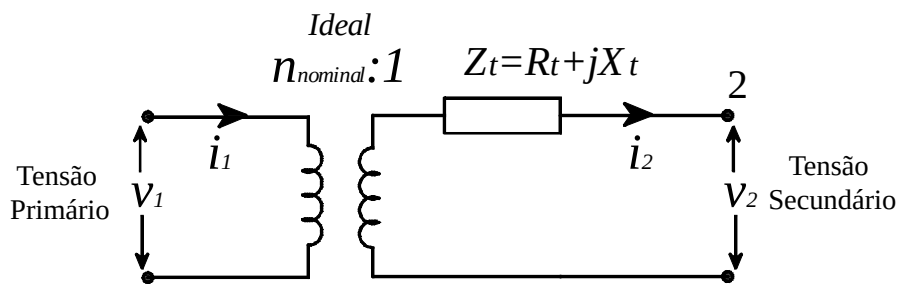


## 4.8 TRANSFORMADORES

A necessidade de utilização dos transformadores de potência no sistema elétrico se dar por motivos técnicos e econômicos. Como o nível de tensão nos terminais dos geradores é em baixa/média tensão, devido limitação térmica e isolamento elétrica no entreferro da máquina limitado pela rigidez dielétrica do ar, para que possa escoar grandes blocos de energia do sistema de geração aos centros consumidores, há a necessidade de se utilizar transformadores elevadores próximos da geração para elevar o nível de tensão, como também dispor de transformadores abaixadores próximos das cargas para reduzir o nível de tensão para assim suprir os consumidores.

O modelo dos transformadores de potência é descrito na Figura 4.11. Neste modelo como é desprezada a reatância de magnetização e a relação de transformação (*tap*) encontra-se ajustado para o valor nominal, permite que o modelo do transformador seja representado apenas pela sua impedância série.

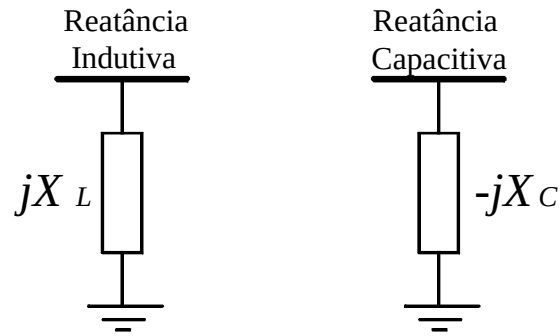
Figura 4. 10: Circuito equivalente de um transformador.



## 4.9 CAPACITORES E REATORES SHUNT

O modelo matemático destes dispositivos pode ser representado através de suas reatâncias, assumindo-se a como negativa a reatância capacitiva e como positiva a reatância indutiva, conforme mostra a Figura 4.11.

Figura 4. 11: Representação do reator e capacitor *shunt*.

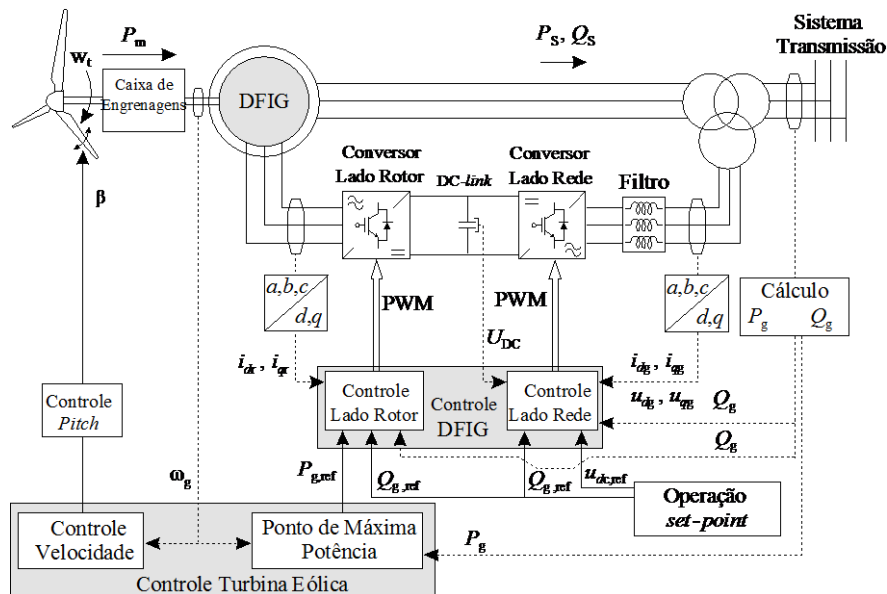


Fonte: (SAADAT, 2002)

## 4.10 SISTEMA DE CONTROLE DO DFIG

No capítulo 3 foi explicado o funcionamento deste aerogerador, como dispõem de um conversor *back-to-back* conectado entre os terminais do rotor e a rede, permite a aplicação de uma grande diversidade de estratégias de controle, sendo possível um desacoplamento parcial das suas grandezas elétricas. Como se sabe, a grande vantagem de utilizar esta tecnologia é a sua capacidade de fornecer potência ativa com a tensão e frequência nos terminais do estator constantes, mesmo a velocidade variável no rotor. O diagrama esquemático do gerador de indução com dupla alimentação, é mostrado na Figura 4.12.

Figura 4. 12: Sistema de controle do DFIG



Fonte: (MOHAMMAD, 2013).

Estes sistemas de controle são necessários quando existe uma penetração muito grande de parques eólicos no sistema, onde os mesmo terão de participar juntamente com os geradores síncronos das gerações convencionais no controle da tensão e da frequência do sistema.

#### 4.10.1 SISTEMA DE CONTROLE DO CONVERSOR LADO DO ROTOR

A partir do modelo da máquina de indução duplamente alimentado obtido na seção 4.1, pode-se estabelecer os modos de controle a serem implementados e as equações diferenciais que regem seus comportamentos dinâmicos. O conversor do lado do rotor trata-se de um conversor fonte de tensão (o sinal de tensão gerado terá amplitude e frequência variável) controlada por corrente. As estratégias de controle vetorial, tem como objetivo o controle da potência ativa e reativa do aerogerador entregue a rede por meio das correntes rotóricas, assumindo que o vetor fluxo estatórico está alinhado com o eixo-d ( $\varphi_{ds} = \varphi_s$  e  $\varphi_{qs} = 0$ ) e negligenciando os transitórios, garantindo um desacoplamento quase ideal entre os canais de controle de potência ativa e reativa. Fazendo estas considerações das Equações (4.26) e (4.27), tem-se:

$$\bar{i}_{qs} = -\frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{ss}} \bar{i}_{qr} \quad (4.113)$$

$$\bar{i}_{ds} = -\frac{1}{\bar{L}_{ss}} (\bar{\varphi}_{ds} + \bar{L}_m \bar{i}_{dr}) \quad (4.114)$$

Das Equações (4.22) e (4.23), pode-se:

$$\bar{v}_{ds} = 0 \quad (4.115)$$

$$\bar{v}_{qs} = \bar{\omega}_s \bar{\varphi}_{ds} \quad (4.116)$$

Logo é possível calcular a potência ativa entregue pelo estator ao sistema, por meio do controle da corrente  $\bar{i}_{qr}$ , substituindo as Equações (4.113)-(4.116) em (4.55), tem-se:

$$\bar{P}_s = -\frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{ss}} \bar{v}_{qs} \bar{i}_{qr} \quad (4.117)$$

O mesmo para a potência reativa, onde será possível controlar a mesma por meio da corrente  $\bar{i}_{dr}$ , substituindo as Equações (4.113)-(4.116) em (4.56) e isolando o fluxo do estator na Equação (4.116), tem-se:

$$\bar{Q}_s = -\frac{\bar{v}_{qs}^2}{\bar{L}_{ss}\bar{w}_s} - \frac{\bar{L}_m \bar{v}_{qs} \bar{i}_{dr}}{\bar{L}_{ss}} \quad (4.118)$$

Da mesma forma é calculada as tensões no rotor, substituindo as Equações (4.28) e (4.29) em (4.24) e (4.25), tem-se:

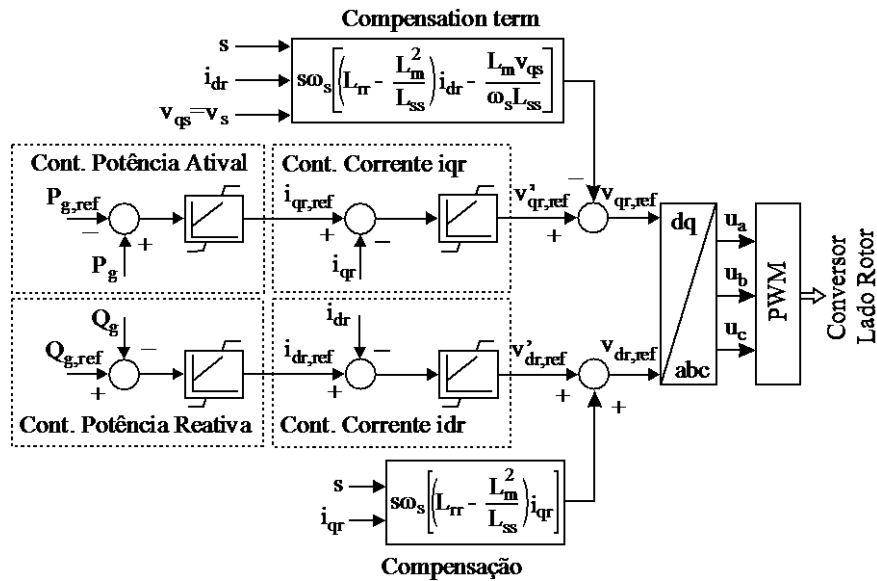
$$\bar{v}_{dr} = -\bar{R}_r \bar{i}_{dr} + \bar{s} \bar{w}_s \left( \bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \bar{i}_{qr} \quad (4.119)$$

$$\bar{v}_{qr} = -\bar{R}_r \bar{i}_{qr} - \bar{s} \bar{w}_s \left[ \left( \bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \bar{i}_{dr} - \frac{\bar{L}_m}{\bar{w}_s \bar{L}_{ss}} \bar{v}_{qs} \right] \quad (4.120)$$

Este conversor controla a amplitude e a frequência das tensões nos terminais do estator do DFIG e a potência reativa gerada. Buscando trabalhar na velocidade ótima de operação (no ponto de máxima potência - MPPT) que é determinada, de acordo com a velocidade do vento e as características da turbina, como demonstrado na Figura 4.12.

Após determinar a potência elétrica de referência ( $P_{g,ref}$ ) é comparada com a atual ( $P_g$ ), sendo que a diferença entre os dois valores o erro que será processado por um controlador PI, como demonstra a Figura 4.13. O controlador fornece uma corrente de referência de eixo em quadratura ( $i_{qr,ref}$ ) no rotor. Em uma malha mais interna, este parâmetro de referência é comparada com a corrente ( $i_{qr}$ ) atual e processado por um segundo controlador PI. Fornecendo uma tensão de referência de eixo em quadratura ( $v'_{qr,ref}$ ) desejada no rotor.

Figura 4. 13: Esquema de controle do conversor do lado do rotor.



Fonte: (MOHAMMAD, 2013).

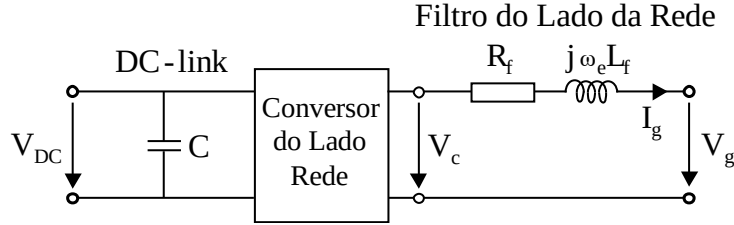
Outra função deste conversor é manter o fator de potência unitário no ponto de conexão com o sistema de transmissão, por meio da compensação da potência reativa. Para tal, é medida a potência reativa no ponto de conexão com a rede e compara com o valor de referência ( $Q_{g,ref} = 0$  ou em um valor desejado para regular a tensão na barra de conexão do estator), gerando um erro que é processado por um controlador PI, fornecendo uma corrente de referência de eixo direto ( $i_{dr,ref}$ ) desejada no rotor. Em uma malha mais interna, o valor de referência é comparada com a corrente atual ( $i_{dr}$ ) inserindo em um outro controlador PI, que fornece uma tensão de referência de eixo direto ( $v'_{dr,ref}$ ) desejada no rotor. Estas tensões geradas pelo conversor possuem amplitudes variáveis e frequência de escorregamento do DFIG, todos os ganhos dos controladores foram calculados como em (SILVA, 2006).

#### 4.10.2 SISTEMA DE CONTROLE DO CONVERSOR LADO DA REDE

O conversor do lado da rede é tratado como uma fonte de tensão (o sinal de tensão gerado terá amplitude e frequência constantes iguais da rede) controlada por corrente tem como objetivo o controle da tensão do barramento CC e da potência reativa por meio das correntes. O conversor é situado entre o barramento CC e o filtro, onde  $V_c$

e  $V_g$  são as tensões na saída do conversor e do filtro e  $w_e = 2\pi f_e$  onde  $f_e$  a frequência da rede, observado na Figura 4.14.

Figura 4. 14: Esquema do conversor do lado rede.



Fonte: (MOHAMMAD, 2013).

Em (MOHAMMAD, 2013) demonstra como é calculada as tensões entre o filtro nas componentes d-q, expressas por:

$$v_{dg} - v_{dc} = R_f i_{dg} + L_f \frac{di_{dg}}{dt} - w_e L_f i_{qg} \quad (4.121)$$

$$v_{qg} - v_{qc} = R_f i_{qg} + L_f \frac{di_{qg}}{dt} + w_e L_f i_{dg} \quad (4.122)$$

Para facilitar o sistema de controle assume que o vetor tensão da rede está alinhado com o eixo-d (logo  $v_{dg} = v_s$  e  $v_{qg} = 0$ ), tem-se:

$$v_{dc} = -\left(R_f i_{dg} + L_f \frac{di_{dg}}{dt}\right) + w_e L_f i_{qg} + v_{dg} \quad (4.123)$$

$$v_{qc} = -\left(R_f i_{qg} + L_f \frac{di_{qg}}{dt}\right) - w_e L_f i_{dg} \quad (4.124)$$

Onde

$$v'_{dc} = \left(R_f i_{dg} + L_f \frac{di_{dg}}{dt}\right) \quad (4.125)$$

$$v'_{qc} = \left(R_f i_{qg} + L_f \frac{di_{qg}}{dt}\right) \quad (4.126)$$

A potência ativa da rede é calculada da seguinte forma:

$$P_g = v_{dg} i_{dg} + v_{qg} i_{qg} = v_{dg} i_{dg} \quad (4.127)$$

Logo, é possível controlar a potência ativa por meio da corrente  $i_{dg}$ . Como o objetivo principal é fazer o controle no barramento CC, pode-se demonstrar a relação

entre a potência ativa e a tensão no barramento CC pela energia armazenada no capacitor, por:

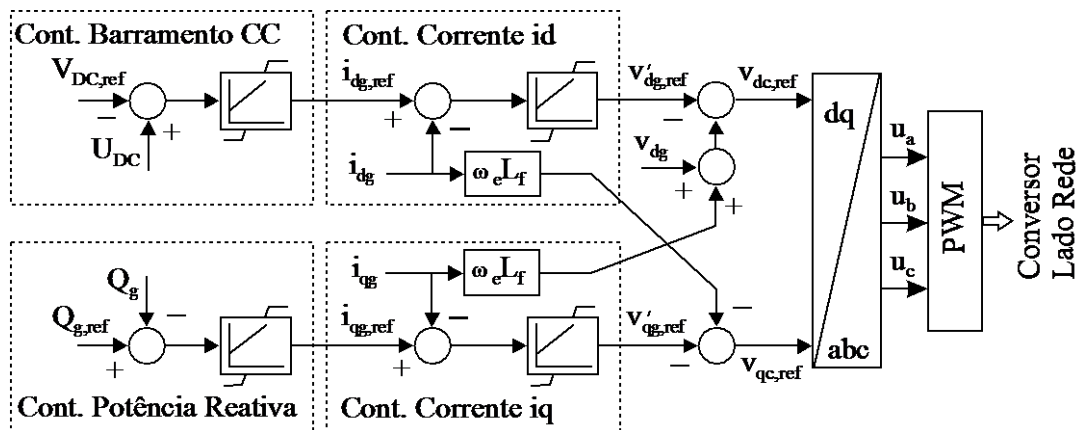
$$E_c = \int P dt = \frac{1}{2} C V_{DC}^2 \quad (4.128)$$

Onde  $P = P_R - P_g$ , é a diferença entre as potências ativa gerada pelo rotor e a potência ativa da rede,  $C$  é a capacitância do capacitor e  $V_{DC}$  é a tensão do barramento CC. A dinâmica do conversor pode ser dada por:

$$C \frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{P_r - P_g}{V_{DC}} \quad (4.129)$$

Logo, o conversor mantém a tensão constante no barramento de corrente contínua (*link* CC), por intermédio da injeção/absorção de potência ativa no sistema de transmissão. Para isso, a tensão atual no barramento CC ( $V_{DC}$ ) é verificada e comparada com o valor de referência ( $V_{DC,ref} = 1$  p.u.), o erro é processado por um controlador PI que gera uma corrente de referência de eixo direto ( $i_{dg,ref}$ ). Em uma malha mais interna, o sinal de referência é comparada com a corrente de eixo direto atual ( $i_{dg}$ ) e processando por um segundo controlador PI, o qual fornece a tensão de referência de eixo direto ( $V'_{dg,ref}$ ).

Figura 4. 15: Esquema de controle do conversor do lado da rede.



Fonte: (MOHAMMAD, 2013).

Para demonstrar a relação entre a potência reativa e corrente  $i_{qg}$ , é dada pela seguinte expressão.

$$Q_g = v_{qg} i_{dg} - v_{dg} i_{qg} = -v_{dg} i_{qg} \quad (4.128)$$

A outra função deste conversor é controle da potência reativa, podendo absorver ou injetar para manter o valor de referência. Logo, é medida a potência reativa no ponto de conexão com a rede e compara com o valor de referência ( $Q_{g,ref} = 0$ , ou em um valor desejado para regular a tensão na barra de conexão do conversor), gerando um erro que é processado por um controlador PI, fornecendo uma corrente de referência de eixo direto ( $i_{qg,ref}$ ). Em uma malha mais interna, o valor de referência é comparada com a corrente atual ( $i_{qg}$ ) inserindo em outro controlador PI, que fornece uma tensão de referência de eixo direto ( $v'_{qg,ref}$ ). Estas tensões geradas pelo conversor possuem amplitudes e frequência constantes, todos os ganhos dos controladores foram calculados como em (SILVA, 2006).

Da mesma forma que para o conversor lado do rotor, a tensão trifásica senoidal desejada na saída do conversor lado da rede é determinada transformando-se os valores de tensão na referência  $d-q$  para a referência  $abc$ . As formas das tensões desejadas são enviadas aos respectivos conversores com modulação por largura de pulso (Conversores PWM), para que sejam aplicadas no sistema de transmissão.

## 4.11 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo descreveu e apresentou as deduções dos modelos matemáticos dos diversos dispositivos encontrados no sistema elétrico de potência, assim como os aspectos aos modos de controle envolvidos e os respectivos diagramas de blocos. Todos os modelos matemáticos dos dispositivos citado anteriormente foram desenvolvidos para que possa haver a integração de todas as equações matemáticas por meio da técnica de multimáquinas, com isso, havendo a possibilidade de realizar os sincronismos entre os geradores e diminuir o esforço computacional.



## 5 DESENVOLVIMENTO DA PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO E RESULTADOS OBTIDOS

Como visto no Capítulo 1, é notável o crescimento da geração de energia elétrica por meio das fontes renováveis, e, entre as fontes renováveis a mais promissora está a geração eólica. Em (XIONG, 2016) e (TRIEU, 2014) demonstram a preocupação da integração das fontes renováveis no sistema elétrico de potência (SEP) devido às dificuldades dos despachos da geração por se tratar de fontes intermitentes e com baixo momento de inércia.

Este capítulo tratará da simulação que analisará a integração do DFIG no SEP, buscando analisar os transitórios na ocorrência de alguns distúrbios no SEP. Por fim, pretende-se obter maneiras de mitigar tais perturbações.

### 5.1 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

Um SEP tradicional é concebido, basicamente por: cargas, linhas de transmissão, transformadores de potência e geradores síncronos. Os geradores síncronos presentes no SEP devem operar na mesma velocidade elétrica, ou seja, a frequência da tensão gerada deve ser a mesma. Quando estão trabalhando em regime permanente, a potência elétrica gerada é igual ao somatório das potências consumidas pelas cargas mais as perdas técnicas provenientes do sistema. Nestas condições o SEP tem uma operacionalidade estável e só sairá da estabilidade caso ocorra alguma perturbação.

Como se deseja inserir um parque eólico ao SEP tradicional para análise de comportamento, o parque será equivalente a um único aerogerador com a respectiva potência nominal, em (STAVRAKAKIS, 1995) deixa claro como é possível fazer tal equivalência.

As cargas encontradas no sistema simulado são consideradas como potências elétricas constantes em regime permanente, já para a simulação em regime dinâmico é tratada como uma impedância constante.

Quando se deseja realizar uma análise dinâmica em um SEP simulado, é necessário, inicialmente que exista uma análise estática por meio da construção da matriz admitância do sistema e em seguida o cálculo do fluxo de potência, de modo a obter todas as grandezas elétricas em todas as barras. Com base nessas informações gera todas as condições iniciais para a simulação dinâmica, onde é possível fazer uma análise mais precisa do comportamento do SEP frente a um distúrbio.

Ao produzir um distúrbio no sistema, de modo a originar o transitório que antecederá a nova condição de operação em regime permanente, quando há eliminação da perturbação, caso contrário, o sistema poderá ser conduzido a instabilidade. Análise dinâmica é uma análise no domínio do tempo, com os modelos matemáticos dos equipamentos (demonstrado no Capítulo 4) descritos por equações algébricas diferenciais.

Todo o SEP foi considerado balanceado se tratando de um sistema trifásico simétrico, onde para este caso pode-se aplicar um curto-circuito trifásico em uma das barras do sistema para análise. Para isso os geradores foram modelados em sequência positiva.

A agregação dos modelos matemáticos dos diversos dispositivos que constituem o SEP (deduzido no Capítulo 4) na plataforma de simulação, se dar de maneira sincronizada utilizando o modelo multimáquina. Para tal, utiliza-se o *software* MatLab<sup>®</sup> para executar a análise estática e a plataforma Simulink<sup>®</sup> para a análise dinâmica.

## 5.2 DESCRIÇÕES DAS ETAPAS DE IMPLEMENTAÇÃO DA PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO

Primeiramente é desenvolvida a simulação estática, com o objetivo de calcular o fluxo de potência do sistema simulado, o método utilizado foi o Newton-Raphson com isso são geradas todas as condições iniciais para o regime dinâmico.

Para cálculo do fluxo de potência foi criado uma função no *software* MatLab que necessita alimentar com todas as informações do sistema, são elas:

- Potências nominais das cargas;
- Tipo de barra;
  - Barra de referência (*swing*);

- Barra de geração (PV);
- Barra de carga (PQ).
- Potências nominais geradores;
  - Resistência interna da máquina;
  - Reatância da máquina;
- Injeção de reativos (bancos de capacitores);
- Dados referentes as linhas de transmissão;
  - Resistência dos condutores;
  - Reatância dos condutores;

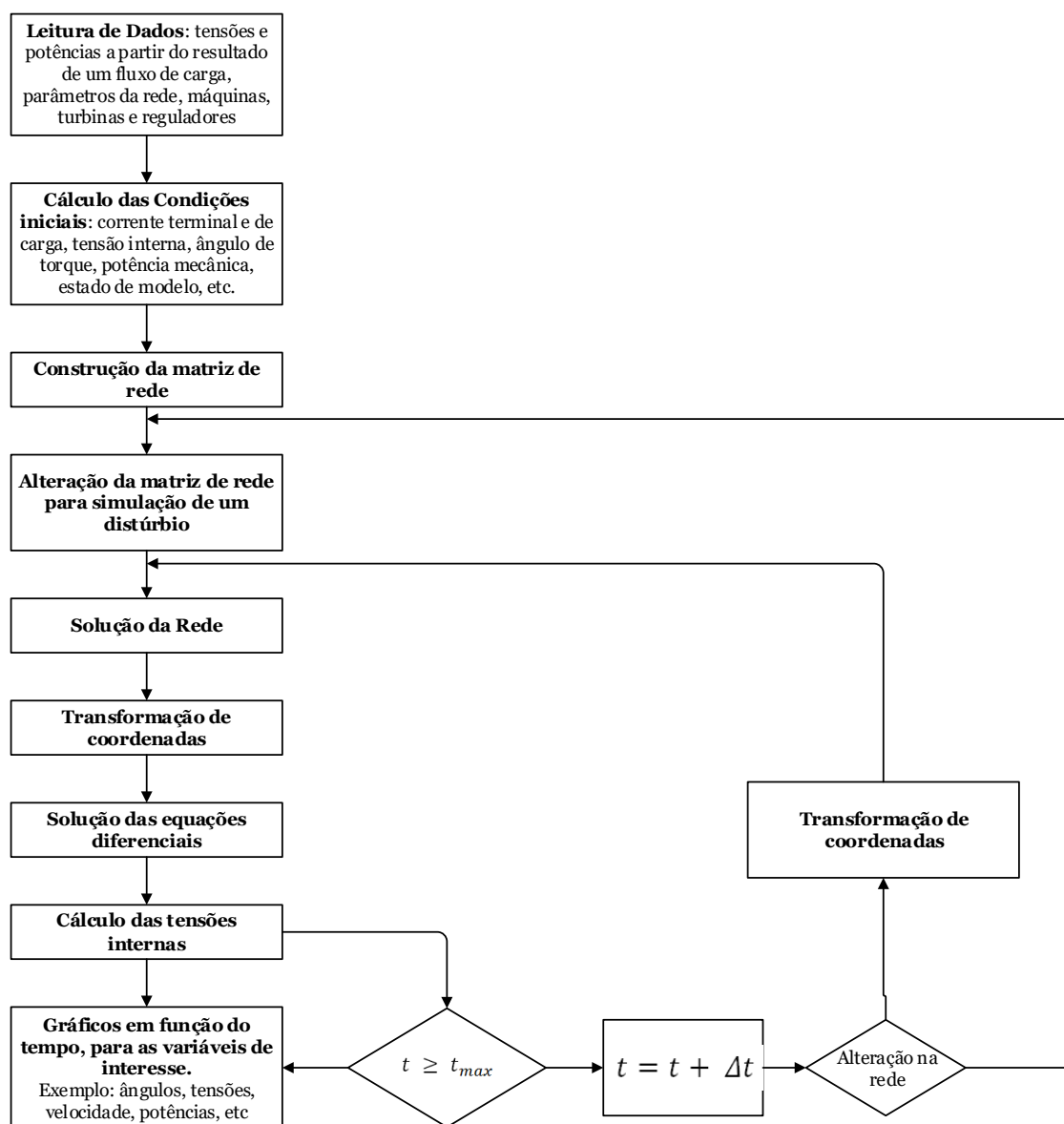
Para esta análise foi utilizada o sistema de 9 barras encontrado em (ANDERSON, 2003). Inicialmente carrega os dados do SEP respeitando a configuração do mesmo, os dados referentes à barra, optou-se em definir a Barra 1 como barra de referência, pois nesta barra está conectado o gerador de maior potência instalada e maior momento de inércia, tendo como funções fornecer uma referência angular para o sistema e fechar o balanço de potência do sistema, para as restantes fontes geradoras como barra de geração (PV) e as demais barras como barra de carga (PQ).

Como pode se observar no fluxograma ilustrado na Figura 5.1, após a leitura dos dados calcula-se as condições iniciais (condições pré-falta), por meio do cálculo do fluxo de potência, sendo capaz de obter os dados referentes às tensões (módulo e fase), potência ativa e reativa injetada (ou absorvida) em cada barra.

Após realizar o cálculo do fluxo de potência é capaz de construir a matriz de admitância do sistema, como para a simulação em regime dinâmico as cargas foram modeladas por impedância constante, são somadas as mesmas as reatâncias transitórias dos geradores. Posteriormente a construção da matriz admitância e o resultado do fluxo de potência do sistema simulado são obtidos todas as condições iniciais para a simulação em regime dinâmico.

Todas as simulações analisadas neste trabalho admitem que o sistema esteja em regime permanente até um instante de tempo de 5 s.

Figura 5. 1: Diagrama de blocos simplificado para a simulação dinâmica de sistemas de potência.



Fonte: (MOTA, 2006).

Devido a complexidade matemática, para diminuir a carga computacional utiliza-se o modelo multimáquinas, por meio da redução de Kron da matriz admitância do sistema, diminui a dimensão da matriz, trabalhando apenas com as barras que contém sistemas de geração. Feito isso, calcula todas as correntes dos geradores nos seus próprios referenciais.

Como as unidades geradoras são representadas por uma tensão interna, atrás de uma impedância transitória, o vetor corrente em cada ramo do circuito é obtido conforme a Equação (4.112).

Para as simulações dinâmicas utilizou-se a plataforma Simulink<sup>®</sup> (no Apêndice B demonstra a validação da simulação e no Apêndice C pode-se observar parte da

simulação dinâmica), todas as equações diferenciais dos modelos matemáticos dos geradores, turbinas e sistemas de controle de velocidade e tensão; demonstradas no Capítulo 4 são representada por meio de diagramas de blocos, que são alimentadas com as condições iniciais obtidos nas etapas anteriores.

As modificações instantâneas que ocorrem durante a análise do transitório são devidas as alterações nos fluxos dos geradores e os ângulos rotóricos, que são parâmetros para as equações diferenciais das máquinas que dominam o comportamento dinâmico do sistema.

O distúrbio será produzido por meio da alteração da matriz admitância das barras do SEP simulado, quando se deseja causar algum distúrbio no sistema utiliza funções desenvolvidas (no *software* MatLab®) alterando a matriz admitância do sistema. Quando se deseja causar um curto-circuito em uma das barras do sistema, a função anula a impedância na barra desejada. Já quando se deseja fazer uma retirada brusca de carga altera-se a impedância da carga desejada.

No SEP para que possa haver a interligação de várias fontes geradoras, as mesmas devem trabalhar no mesmo referencial, ou seja, em sincronismo. As unidades geradoras interligadas neste SEP em análise, são: uma usina hidrelétrica (UHE), duas usinas termelétricas (UTE) e um parque eólico. Para cada fonte geradora as equações algébricas diferenciais das tensões internas e das correntes estão nas suas próprias referências internas nas coordenadas nos eixos (d,q), para isso utilizou o modelo de multimáquinas, havendo a possibilidade de realizar o sincronismo “matemático” entre as fontes geradoras, logo é possível obter todos os níveis de tensão na referência síncrona ( $V_{DQ}$ ) em todas as barras do sistema, através das Equações (4.111) e (4.103).

Como os modelos dos geradores são representados por uma fonte de tensão atrás de uma reatância (modelo de tensão), são geradas as tensões internas cada uma na sua referência. Estes sinais entram no modelo multimáquina como demonstrado na Equação (4.112) calcula os valores das correntes ( $I_{d,q}$ ) no seu próprio referencial para realimentar o modelo e calcular as equações diferenciais e obtendo assim as tensões internas em cada barra de geração, como demonstra a Figura 5.4.

Com isso é possível obter os gráficos em função do tempo, para as variáveis de interesse, como exemplo tensões e correntes nas barras, as velocidades dos geradores, potências ativas e reativas nas barras.

### 5.3 SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO

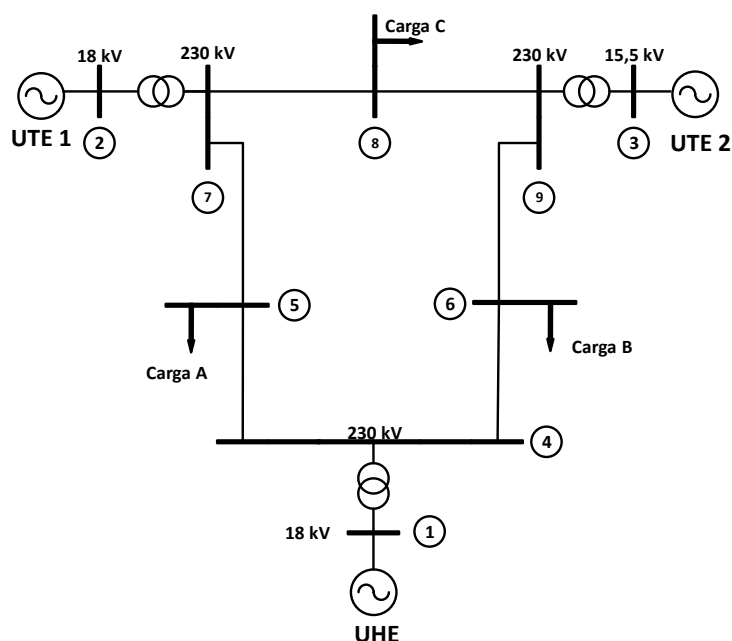
Para a obtenção dos propósitos deste trabalho foi utilizada como sistema teste o conhecido sistema elétrico apresentado em (ANDERSON, 2003) tem-se o sistema elétrico com topologia de 9 barras como representado na Figura 5.2, o mesmo foi utilizado na simulação. Em seguida na Figura 5.3 apresenta o sistema simulado com a integração do parque eólico. Onde na Barra 1, definida como a barra de referência (ou barra de balanço ou barra infinita), está a usina hidrelétrica (UHE) devido a sua maior potência instalada e maior momento de inércia, nas Barra 2 e 3 estão as usinas termelétricas (UTE 1 e 2), os dados dos geradores podem ser observados na Tabela 5.1. Já o parque eólico está conectado na Barra 6. Nas Barras 7, 9 e 11 estão conectadas aos centros de cargas A, B e C com impedância constante. Nas barras onde contém sistemas de geração são consideradas barras tipo PV (isto é, barra com tensão controlada) exceto a barra da UHE e as barras restantes que são consideradas como barras tipo PQ (barras cujos valores de potência ativa e reativa são conhecidos). A tensão base adotado no lado de alta tensão do transformador é de 230 kV (para o lado de baixa é equivalente a tensão primária do transformador) e a potência base desse sistema é de 100 MVA.

Tabela 5. 1: Dados dos geradores.

| Geradores                    | UHE    | UTE 1  | UTE 2  |
|------------------------------|--------|--------|--------|
| Potência Nominal (MVA)       | 250    | 192    | 128    |
| Tensão Nominal (kV)          | 18     | 18     | 15,5   |
| Número de Fases              | 3      | 3      | 3      |
| Fator de Potência            | 1      | 0,85   | 0,85   |
| Frequência Nominal (Hz)      | 60     | 60     | 60     |
| Velocidade Nominal (rpm)     | 180    | 3600   | 3600   |
| $X_d$                        | 1,0500 | 1,6510 | 1,2200 |
| $X'_d$                       | 0,1950 | 0,2320 | 0,1740 |
| $X''_d$                      | 0,1550 | 0,1710 | 0,1340 |
| $X_q$                        | 0,6800 | 1,5900 | 1,1600 |
| $X'_q$                       | 0,5680 | 0,3800 | 0,2500 |
| $X''_q$                      | 0,1550 | 0,1710 | 0,1340 |
| $T'_{d0}$                    | 9,200  | 5,900  | 8,970  |
| $T''_{d0}$                   | 0,030  | 0,033  | 0,033  |
| $T'''_{q0}$                  | 0,060  | 0,780  | 0,070  |
| Resistencia Estator (p.u.)   | 0,0014 | 0,0026 | 0,004  |
| Coeficiente de Amortecimento | 2      | 2      | 2      |
| Constante de Inércia (p.u)   | 23,64  | 6,4    | 3,01   |

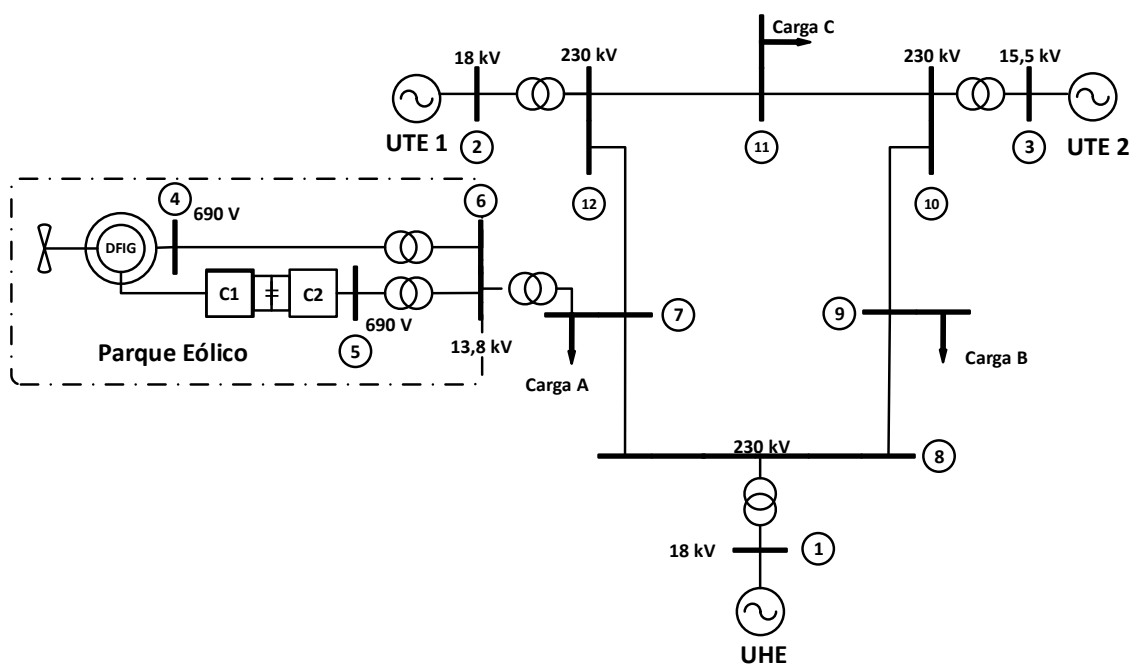
Fonte: (ANDERSON, 2003).

Figura 5. 2: Configuração do sistema sem o parque eólico.



Fonte: (ANDERSON, 2003).

Figura 5. 3: Configuração do sistema com o parque eólico.



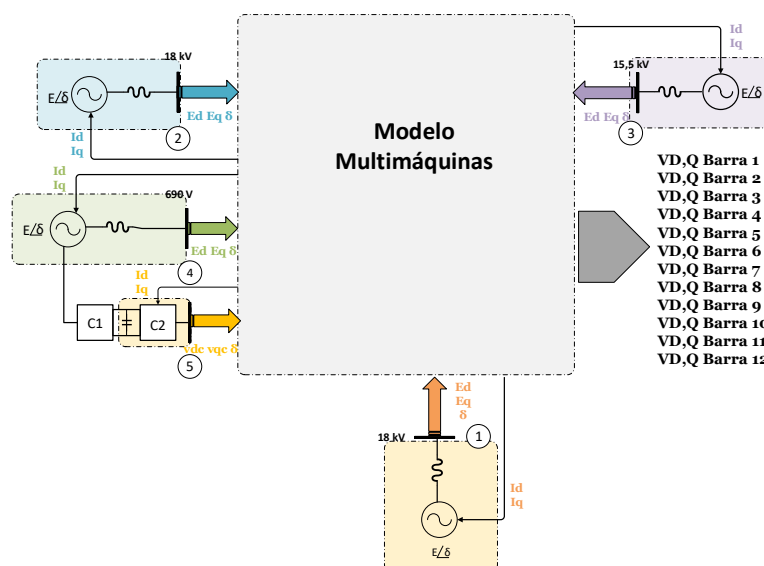
O parque eólico é composto por 15 aerogeradores de indução com dupla alimentação (DFIG) com potência unitária de 660 kW, com potência total de 9,9 MW. Vale ressaltar que o parque eólico é representado por um único aerogerador equivalente, supondo que todos os aerogeradores do parque operam com as mesmas características.

O parque eólico possui sistema de controle que foi projetado para trabalhar nas seguintes condições de operação: geração máxima de potência ativa, geração nula de potência reativa e trabalhar na sua velocidade nominal. O velocidade do vento adotada foi de 12 m/s que é a velocidade nominal da turbina eólica.

O outro sistema de geração que garante a energia firme é a usina hidrelétrica sendo representado por um único gerador síncrono em paralelo com tensão nos terminais do estator do gerador de 18 kV e potência instalada de 250 MW. Também contém duas usinas termelétricas UTE 1 e UTE 2, onde as suas potências instaladas são, respectivamente, 192 e 128 MW, com as tensões nos terminais de 18 e 15,5 kV.

As cargas A, B e C, cujos valores são 125 MW e 50 Mvar, 90 MW e 30 Mvar e 100 MW e 35 Mvar, respectivamente. As linhas transmissão são curtas, portanto, despreza-se o efeito capacitivo.

Figura 5. 4: Representação do Modelo multimáquina com o parque eólico.



## 5.4 DISTÚRBIOS ANALISADOS

Nesta parte do trabalho serão demonstrados os resultados obtidos em simulação do sistema elétrico em análise com e sem o parque eólico, buscando fazer um estudo da integração da geração eólica no sistema elétrico em relação a transitórios. Como já foi dito anteriormente os distúrbios que serão gerados serão:

- Corte carga, retirada brusca da Carga A;
- Curto-circuito simétrico na Barra 10;



- Variação brusca do vento;
- Comparação do comportamento do parque eólico com aerogeradores DFIG e aerogerador de indução com rotor em gaiola de esquilo (AIGE);
- Injeção de reativo em regime permanente.

Na Tabela 5.2 encontra os resultados obtidos das soluções do fluxo de potência do sistema teste, consequentemente, são obtidas todas as condições iniciais para o regime dinâmico.

Tabela 5. 2: Resultados do cálculo do fluxo de potência para o SEP

| Número da Barra | Magnitude Tensão | Fase   | Carga |      | Geração |        | Injetado |
|-----------------|------------------|--------|-------|------|---------|--------|----------|
|                 |                  |        | MW    | Mvar | MW      | Mvar   |          |
| 1               | 1,040            | 0,000  | 0     | 0    | 35,718  | 22,441 | 0,000    |
| 2               | 1,025            | 11,044 | 0     | 0    | 163,200 | 11,080 | 0,000    |
| 3               | 1,025            | 7,717  | 0     | 0    | 108,800 | -4,102 | 0,000    |
| 4               | 1,000            | -0,802 | 0     | 0    | 9,900   | -8,131 | 5,250    |
| 5               | 1,000            | -1,067 | 0     | 0    | 2,000   | -2,908 | 0,000    |
| 6               | 1,002            | -1,134 | 0     | 0    | 0,000   | 0,000  | 0,000    |
| 7               | 1,005            | -1,531 | 100   | 35   | 0,000   | 0,000  | 0,000    |
| 8               | 1,028            | -1,103 | 0     | 0    | 0,000   | 0,000  | 0,000    |
| 9               | 1,012            | -2,174 | 90    | 30   | 0,000   | 0,000  | 0,000    |
| 10              | 1,029            | 4,252  | 0     | 0    | 0,000   | 0,000  | 0,000    |
| 11              | 1,005            | 2,124  | 125   | 50   | 0,000   | 0,000  | 0,000    |
| 12              | 1,023            | 5,462  | 0     | 0    | 0,000   | 0,000  | 0,000    |

#### 5.4.1 CORTE DE CARGA

A primeira perturbação simulada no sistema elétrico em estudo foi o corte de carga, a mesma acontece aos 5 segundos. A carga retirada do sistema é a Carga A, onde a mesma se encontra na Barra 7 (ver Figura 5.3). Como é de esperar de um sistema estável quando houver uma variação líquida da carga, os geradores, após o transitório causado pelo distúrbio encontrarão um novo ponto de equilíbrio de operação, diferente do ponto inicial. Nas Figuras 5.5 e 5.6, observam-se os níveis das tensões nas barras do sistema.

Figura 5.5: Corte de Carga - Níveis das tensões das barras – UHE, UTE 1, UTE 2 e Parque Eólico.

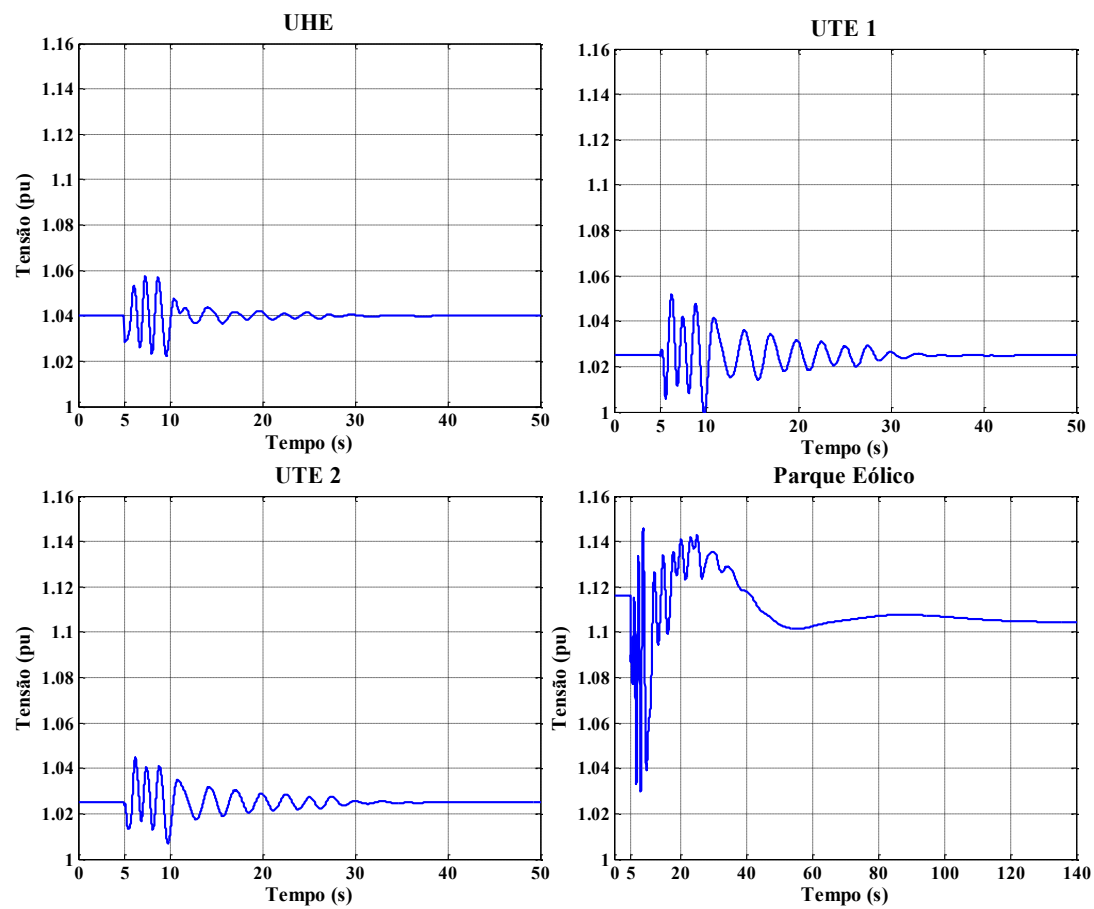
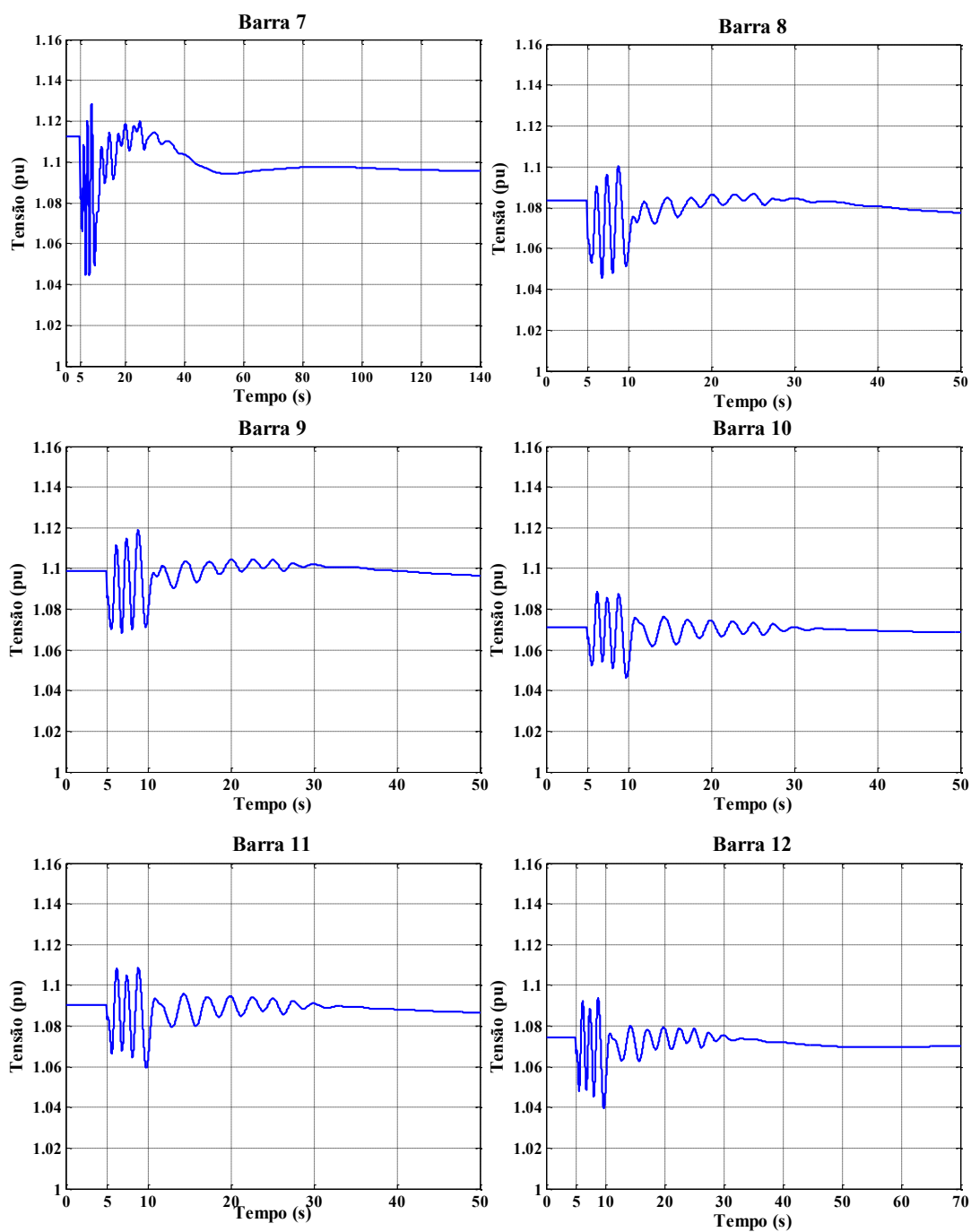
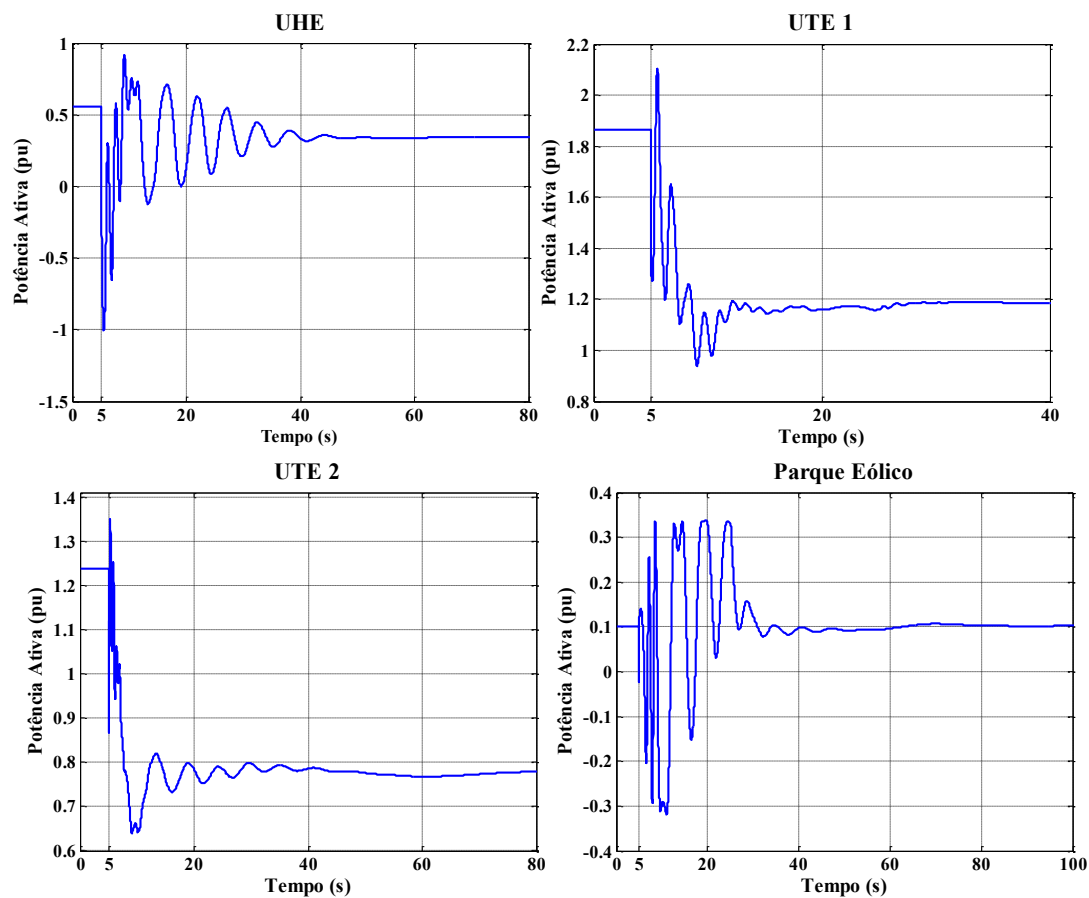


Figura 5.6: Corte de Carga - Níveis das tensões das barras 7 a 12.



Percebe nas Figuras 5.5 e 5.6 que no momento da retirada brusca de carga as tensões em todas as barras de geração não há grandes variações, comprovando a eficácia dos sistemas de controle de tensão das unidades geradoras, evitando que o sistema saía da estabilidade.

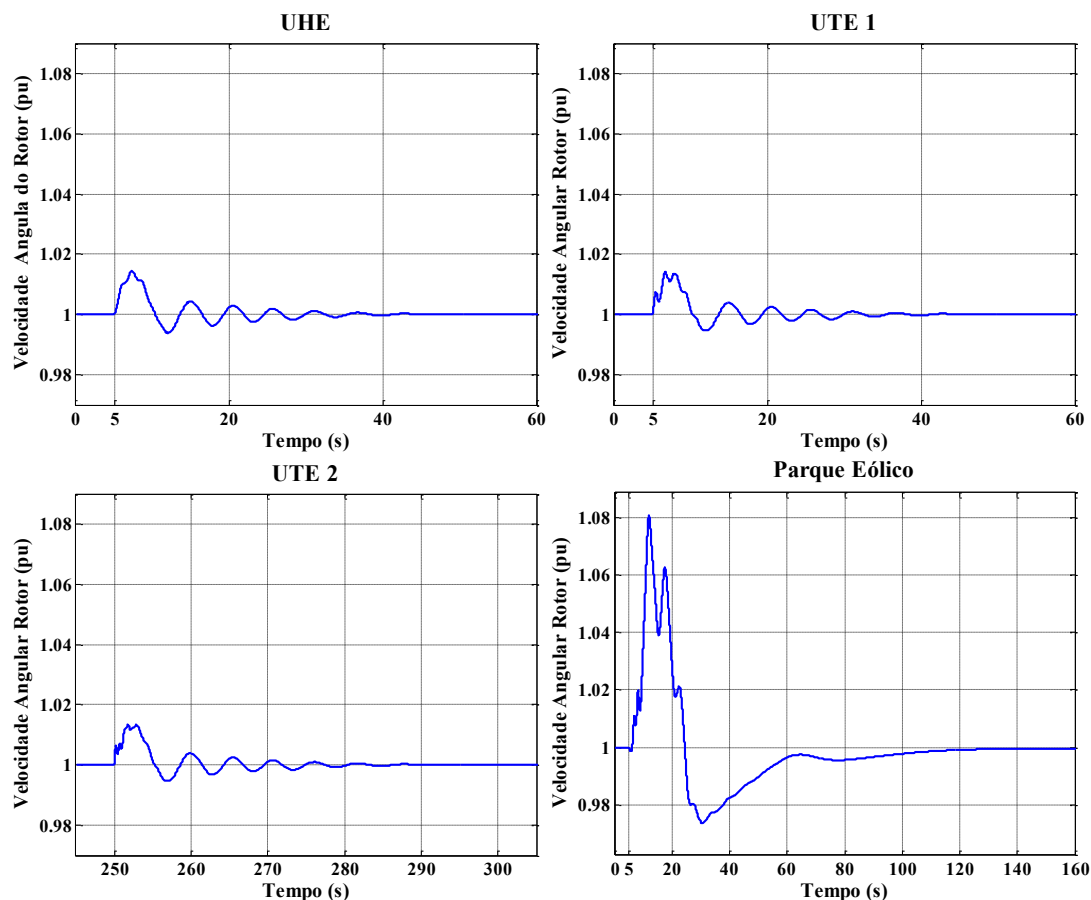
Figura 5.7: Corte de Carga - Potências ativas nas barras de geração.



No sistema interligado, as cargas e a potência ativa gerada nos sistemas de geração devem estar sempre em equilíbrio, caso contrário irá afetar diretamente a frequência do sistema. Para manter o equilíbrio do sistema, os controladores de velocidade atuam diretamente sobre os geradores.

Como foi retirada a Carga A, as usinas convencionais irão produzir menos potência ativa, conforme pode ser observado na Figura 5.7. Já o parque foi projetado para manter a geração de máxima potência ativa.

Figura 5. 8: Corte de Carga - Velocidades nos eixos dos geradores.



Na Figura 5.8, pode-se observar que as velocidades angulares dos geradores estavam operando na nominal antes do distúrbio. Ao retirar a carga subitamente, a velocidade dos geradores vai oscilar, mas devido à atuação dos reguladores de velocidade a oscilação será sanada, fazendo com que os mesmos trabalhem na velocidade nominal.

No momento do corte de carga, a velocidade aumenta devido ao desequilíbrio entre a potência mecânica de entrada e a potência elétrica na saída do gerador, o que acarreta em uma aceleração do rotor; isso acontece devido às inércias dos rotores e ao atraso na atuação do sistema de controle de velocidade, como pode ser demonstrado matematicamente pela Equação (2.19).

Outro fato importante é que, com a adição do parque no sistema, observa-se que as velocidades dos rotores durante o distúrbio apresentam maiores oscilações devido à baixa inércia dos rotores dos aerogeradores, impactando diretamente a frequência do sistema.

### 5.4.2 CURTO-CIRCUITO

Outro cenário de simulação é o curto-circuito trifásico simétrico. Para obtenção destes resultados, foi provocado um curto-circuito na Barra 10. Esta perturbação ocorre aos 5 segundos de simulação e tem duração de 100 milissegundos (tempo suficiente para não influenciar a estabilidade do sistema). Admite-se que, durante o curto-circuito, a proteção do sistema não atuou, logo, não houve mudança na configuração do sistema.

Figura 5. 9: Curto-circuito - Níveis das tensões das barras – UHE, UTE 1, UTE 2 e Parque Eólico.

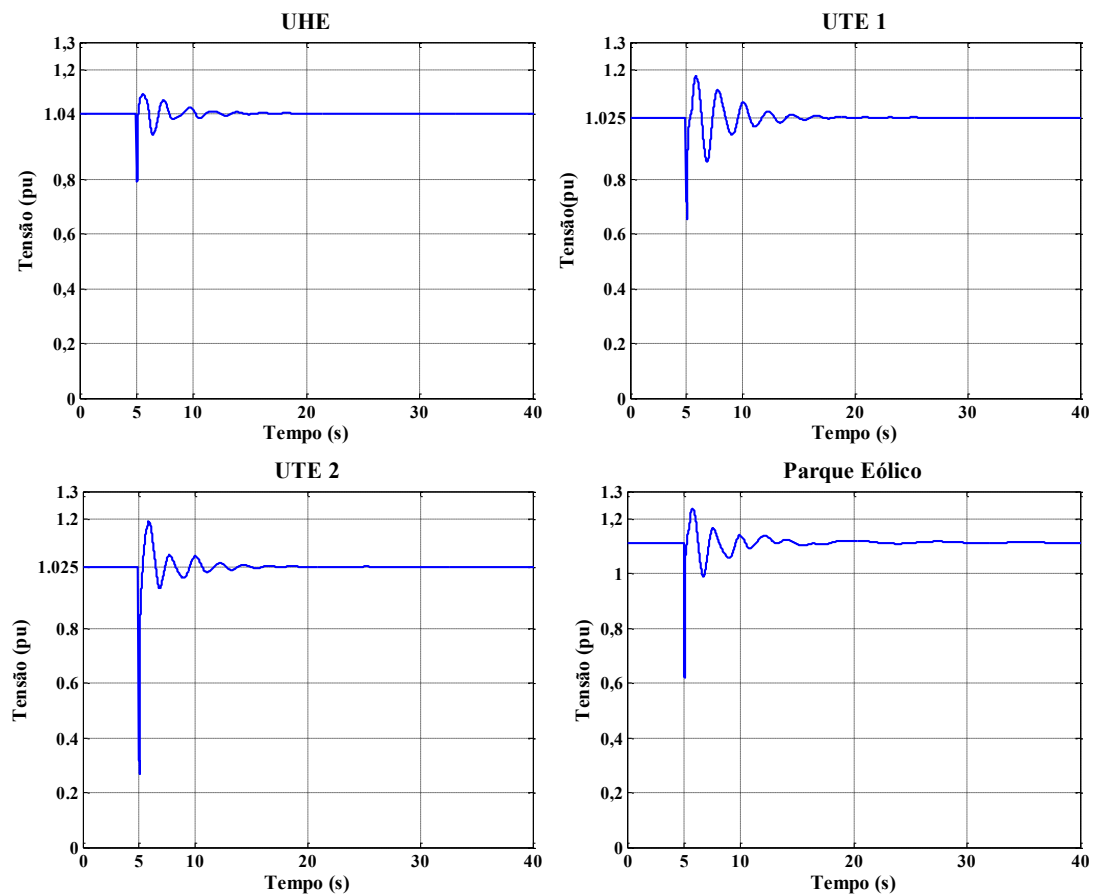
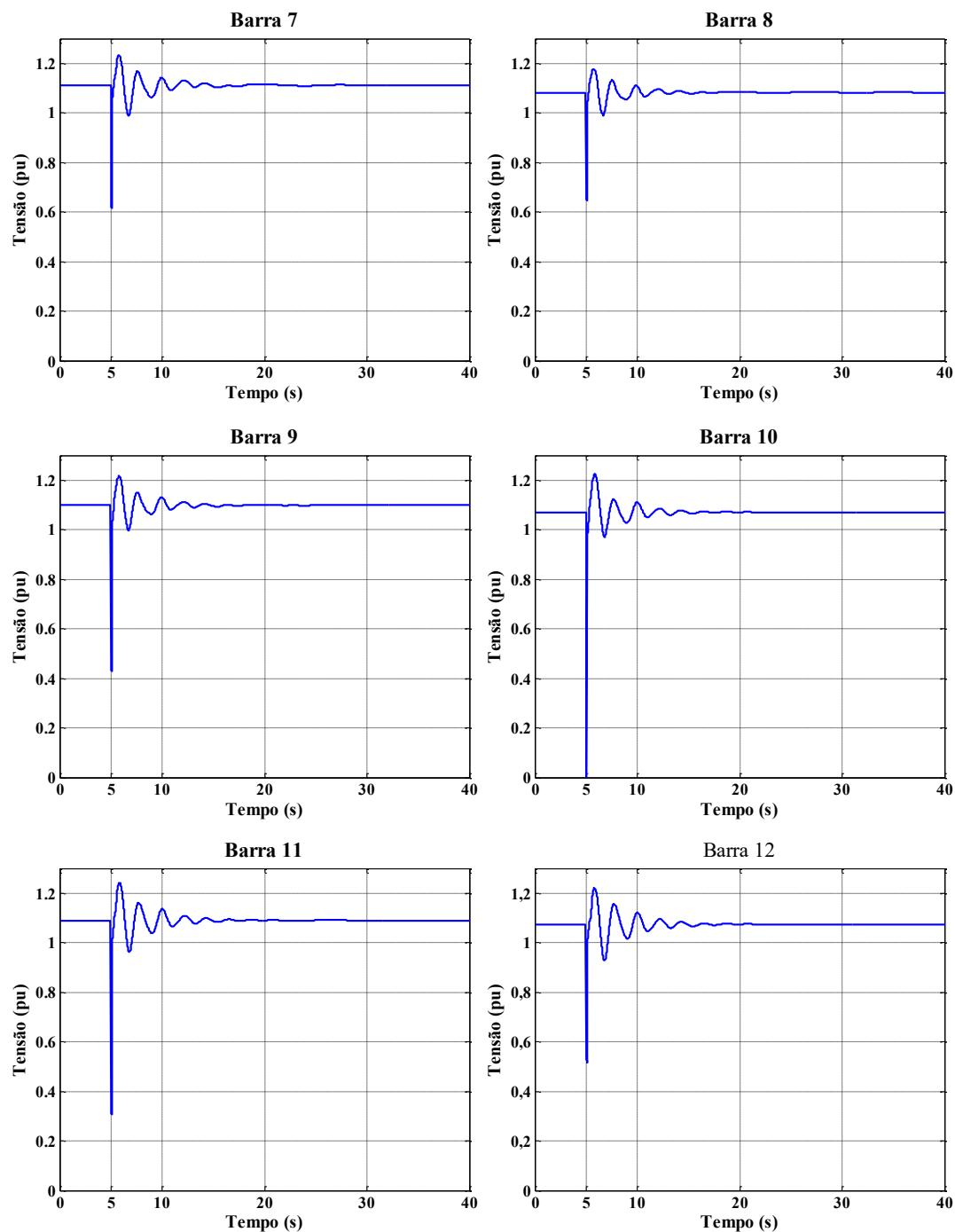


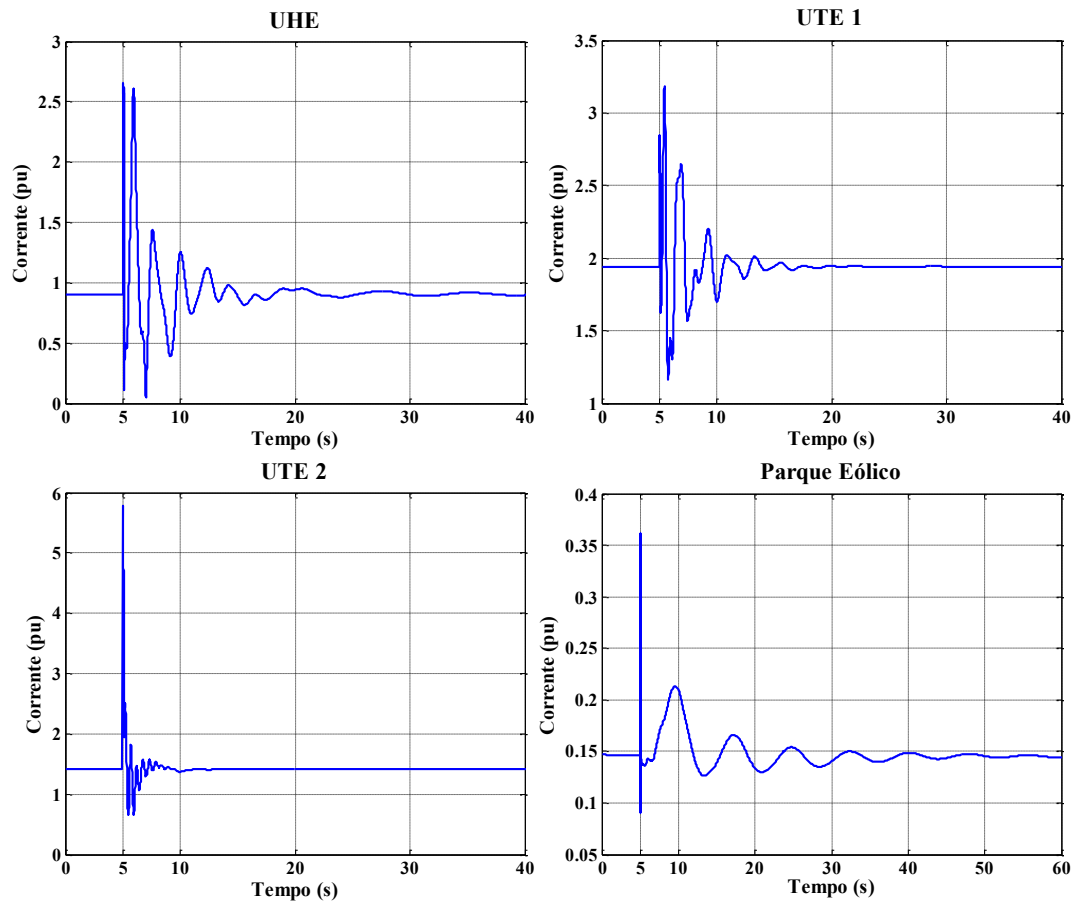
Figura 5. 10: Curto-circuito - Níveis das tensões das barras 7 a 12.



Como pode-se observar nas Figuras 5.9 e 5.10, os valores das tensões decrescem bruscamente no momento do distúrbio, chegando a ser nulo na Barra 10 onde ocorreu a falta. Outro ponto a ser analisado, é que as barras próximas da Barra 10, que não possuem sistemas de controle de tensão, sofreram maior impacto.

Os valores das tensões tendem a restabelecer os níveis anteriores ao distúrbio em consequência de não haver mudança na configuração do sistema após a falta.

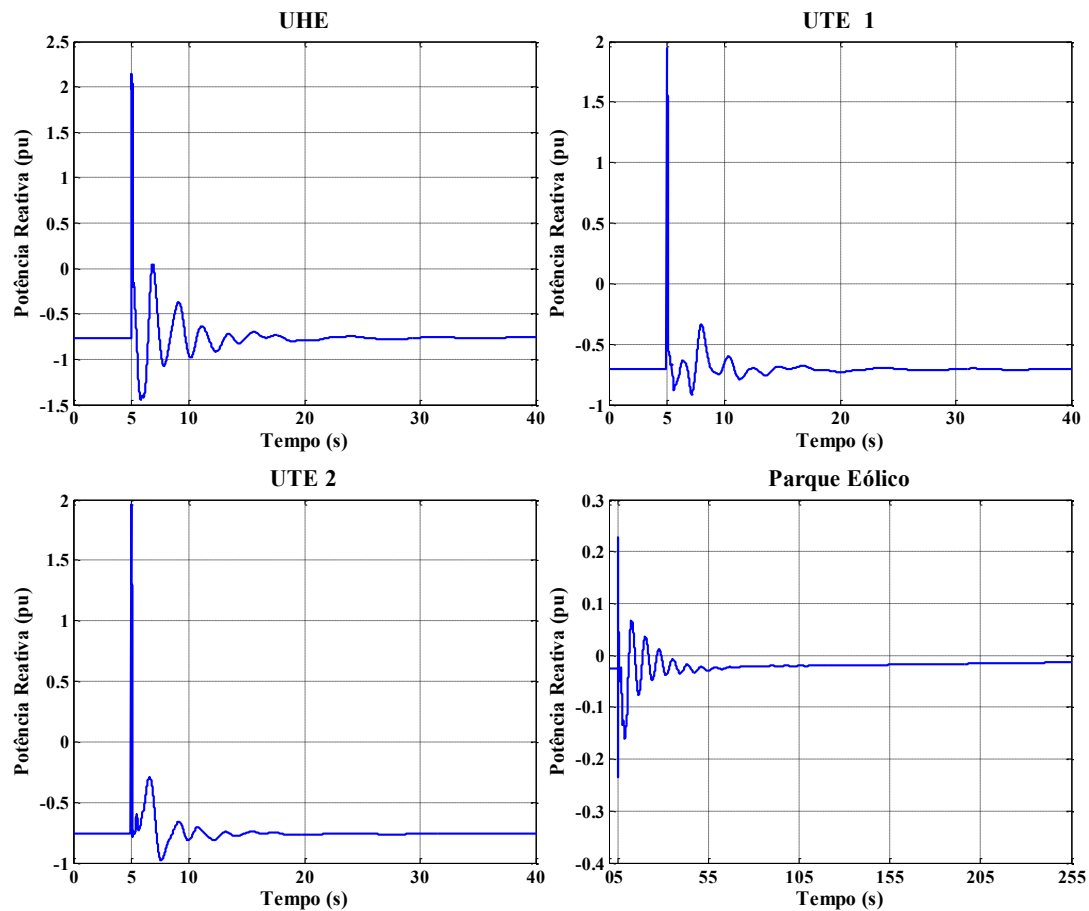
Figura 5. 11: Curto-circuito - Níveis das correntes das barras.



Observa-se na Figura 5.11 que as correntes nas barras são elevadas abruptamente para alimentar o curto-circuito simétrico. Durante o curto, há uma diminuição da potência ativa correspondente por ser proporcional à tensão internas dos geradores, mas há uma excessiva injeção de potência reativa, observada nas Figuras 5.12 e 5.13.



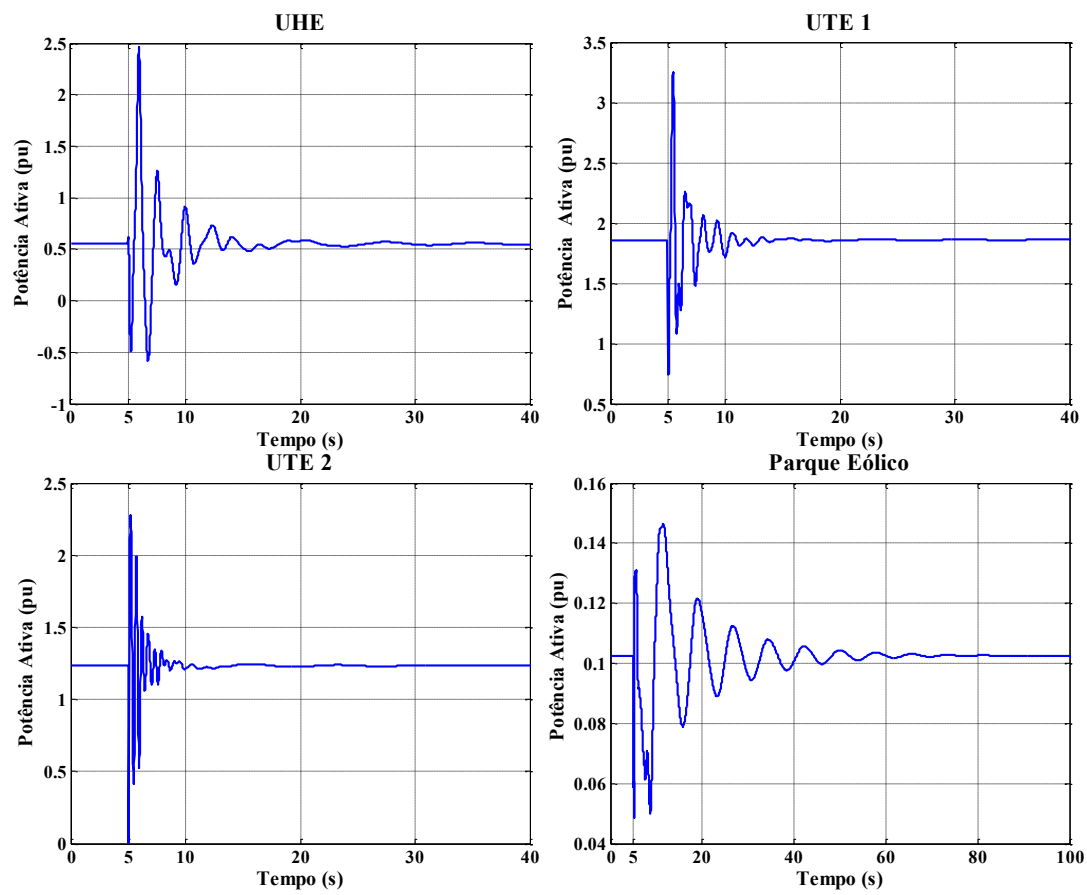
Figura 5.12: Curto-circuito - Potências reativas nas barras de geração.



No instante em que ocorre o curto-circuito, os geradores fornecem grande parcela de potência reativa, devido aos fluxos magnéticos ainda elevados existentes nos geradores. Imediatamente após o curto-circuito, ocorre uma repentina redução, devido à dissipação do fluxo.

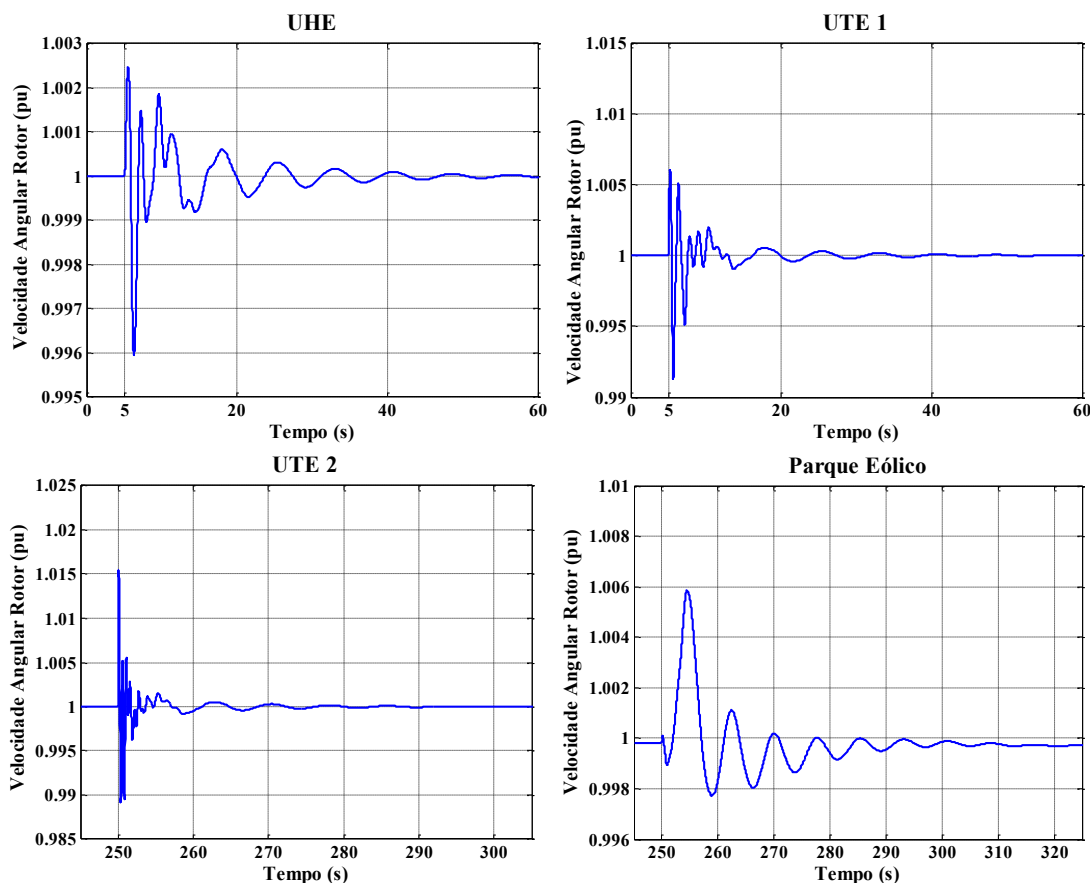
A atuação dos sistemas de controle de tensão tem como objetivo o fornecimento de potência reativa nas situações de distúrbios, por meio do sistema de excitação do gerador, como foi tratado no capítulo 2.

Figura 5. 13: Curto-circuito - Potências ativas nas barras de geração.



Na Figura 5.13, constata-se que, durante a falta, a potência ativa tende a ser nula no instante em que acontece o curto-circuito. Outra análise é averiguar que não houve variação líquida de carga no sistema, pois após o transitório, os valores das potências ativas encontraram-se no mesmo valor de operação anterior.

Figura 5. 14: Curto-circuito - Velocidades angular do rotor dos geradores.



Nota-se, na Figura 5.14, que, antes de acontecer a falta, os geradores estão trabalhando em equilíbrio nas suas velocidades nominais. Ou seja, o torque elétrico requerido pela carga é exatamente igual ao torque mecânico disponível pela turbina (hidráulica ou mecânica). Nessa condição, o torque líquido é nulo, logo não ocorrerá nenhuma aceleração ou desaceleração das massas girantes. Durante o curto-circuito, o torque eletromagnético é reduzido (devido à diminuição da tensão), consequentemente, devido ao atraso na atuação do controlador de velocidade da turbina que regula o torque mecânico entregue pela turbina, a máquina tende a acelerar trabalhando acima da velocidade nominal. Em seguida, o controlador de velocidade ajusta o fechamento do distribuidor ou válvula de admissão, e, com isso, diminui o torque mecânico entregue à turbina, e, consequentemente, ajusta a velocidade do gerador. Outra forma do entendimento deste fenômeno é através da Equação (2.19).

Outro ponto relevante na análise é a oscilação da velocidade do gerador da hidrelétrica ser menor as demais, isso é explicado devido ao maior momento de inércia do gerador. Grandes inserções dos parques eólicos no sistema elétrico gera uma

preocupação adicional, pois tendem a elevar a oscilação durante o transitório, em razão da diminuição da “inércia” do sistema.

#### 5.4.3 VARIAÇÃO DO VENTO

Outro cenário analisado pela simulação do sistema é a variação do vento no parque eólico. Para obtenção destes resultados foi imposto um perfil de vento mostrado na Figura 5.15, com intuito de mostrar o efeito estocástico da fonte. Admite-se que controle de velocidade manteve sua velocidade de referência constante e que durante a variação do vento, a proteção do sistema não atuou, logo, não houve mudança na configuração do sistema.

Figura 5. 15: Perfil do vento.

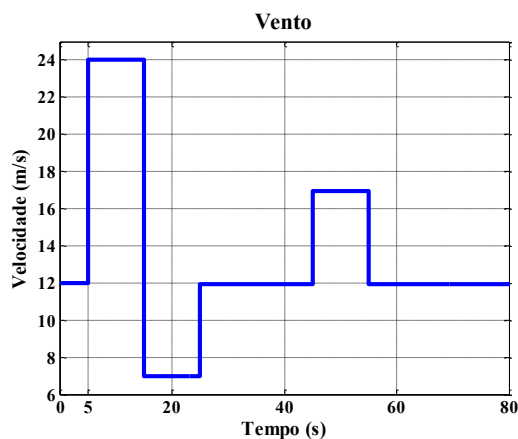


Figura 5. 16: Variação do Vento - Níveis das tensões das barras – UHE, UTE 1, UTE 2 e Parque Eólico.

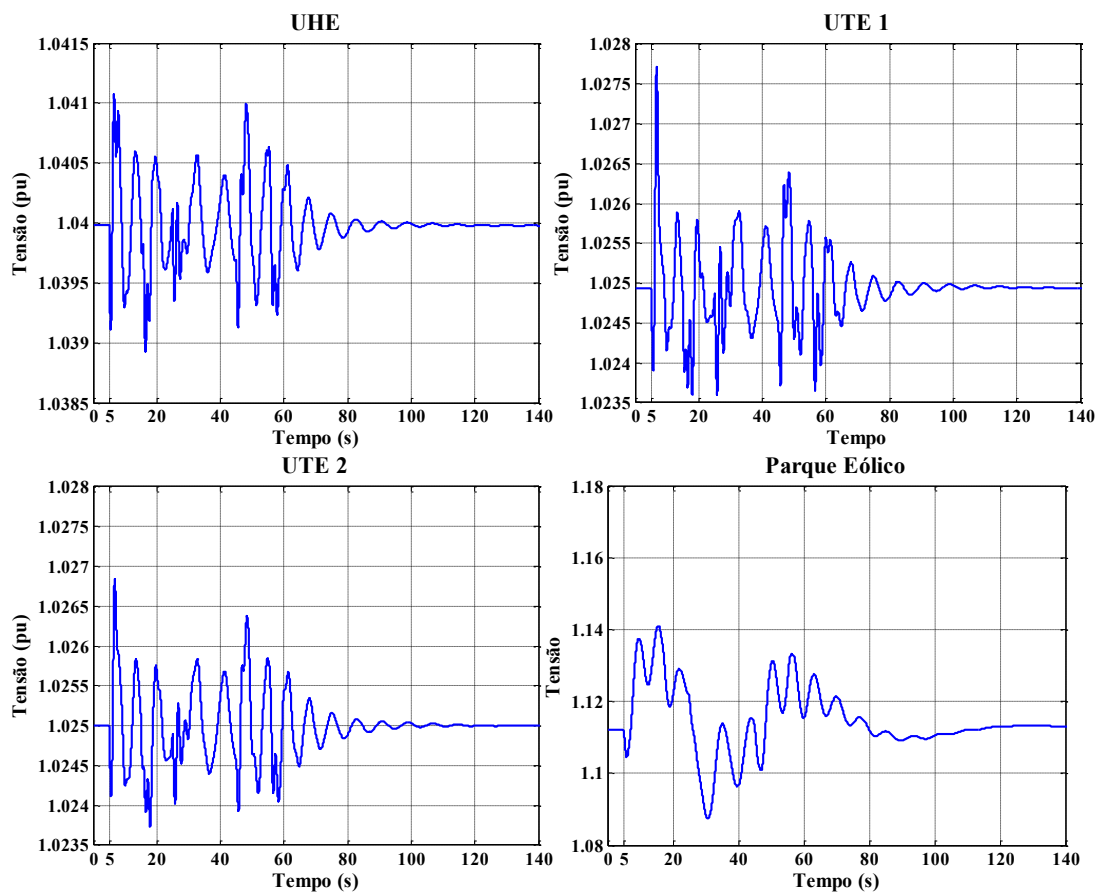
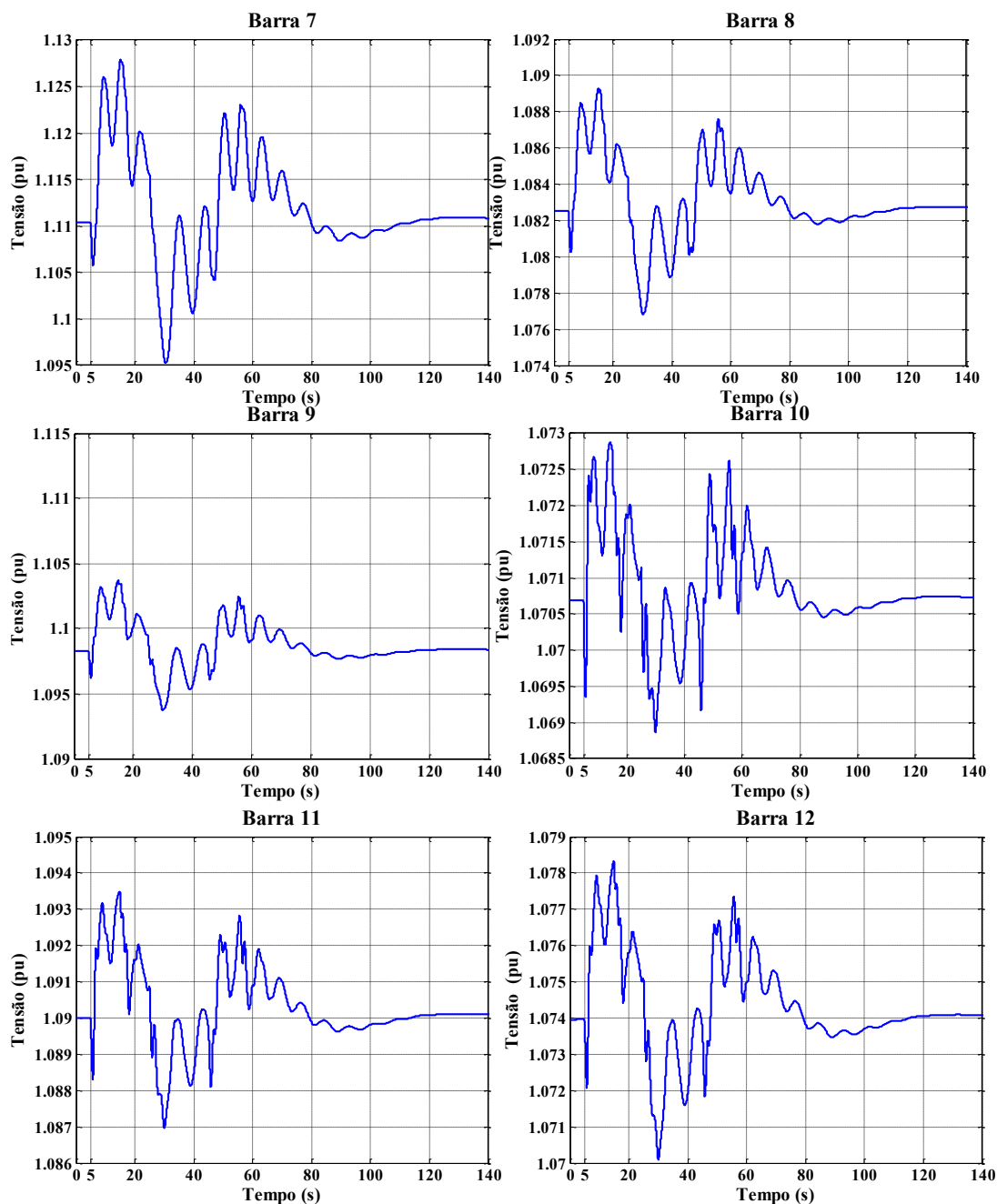
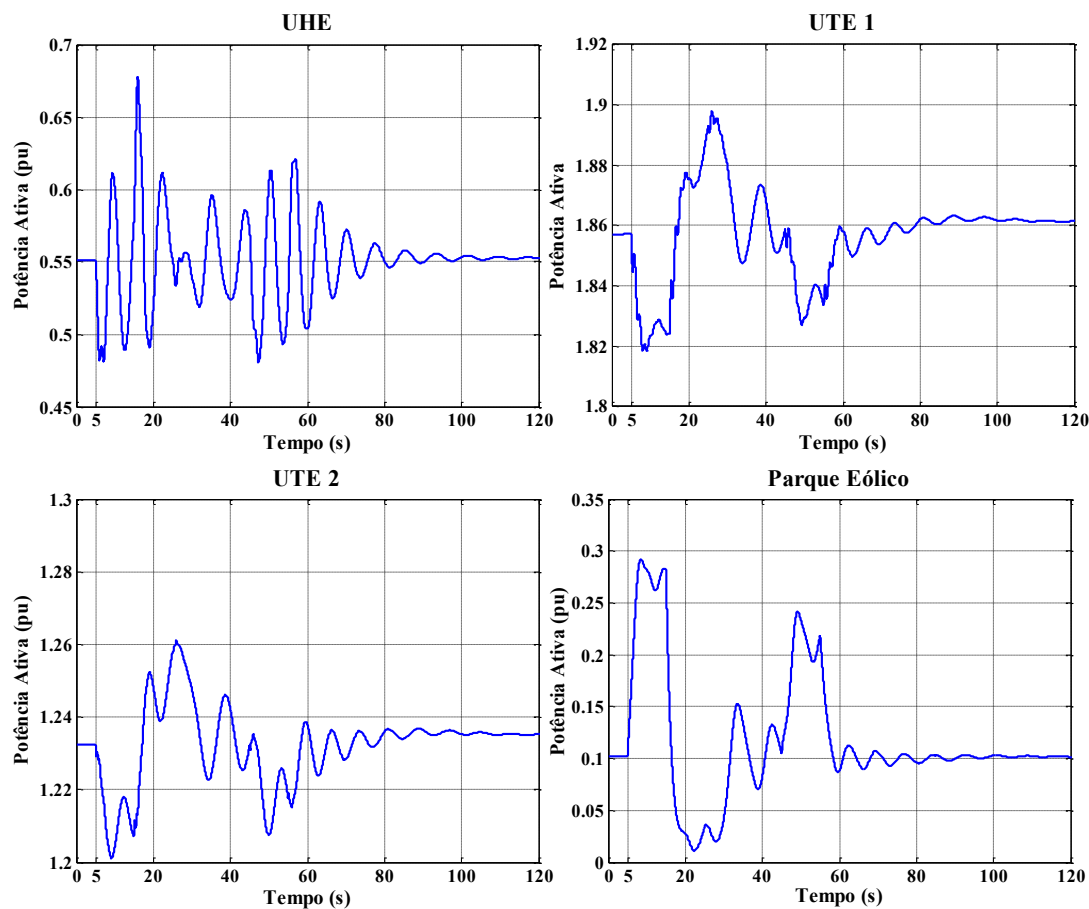


Figura 5. 17: Variação do Vento - Níveis das tensões das barras 7 a 12.



Observa-se nas Figuras 5.16 e 5.17, que quando há variações na velocidade do vento sobre o parque vai afetar diretamente os níveis das tensões em todas as barras do sistema. Estas flutuações das tensões nas barras não vão afetar tanto a qualidade da energia gerada graças ao controle de velocidade em todas as unidades geradoras.

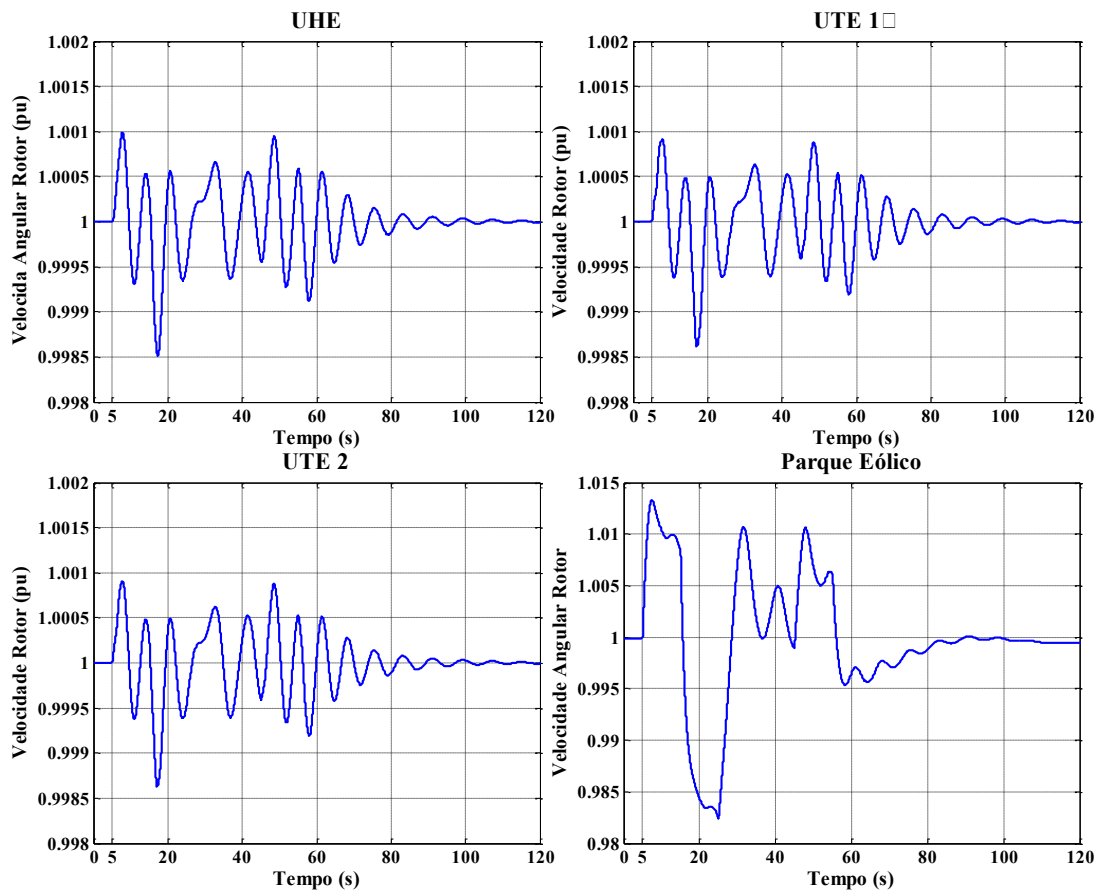
Figura 5. 18: Variação do Vento - Potências ativas nas barras de geração.



Como em um SEP interligado por várias fontes geradoras á sempre a preocupação em manter a potência gerada igual à demanda de potência elétrica. Na Figura 5.18 mostra a dificuldade em manter o equilíbrio entre a geração e carga, pois o parque eólico tem um despacho da geração energia intermitente, dificultando o despacho de energia gerada das demais usinas, mesmo se tratando de uma geração firme. Observa-se que quando o parque eólico eleva a produção de potência ativa em virtude do aumento da velocidade do vento naquele instante de tempo, as demais fontes geradoras tende a diminuir a produção.

Logo, pode-se observar a dificuldade para o corpo técnico responsável em manter o sistema estável com a presença do parque eólico no SEP.

Figura 5.19: Variação do Vento - Velocidades angular do rotor dos geradores.



Observa-se na Figura 5.19 que quando a um aumento abrupto da velocidade do vento o parque eólico aumentará a velocidade do rotor e, consequentemente, a produção de potência ativa. Logo o torque eletromagnético nas demais fontes geradoras convencionais diminuirá (para que se possa haver o equilíbrio entre geração e carga), portanto, torque mecânico entregue pela turbina será maior (devido ao *delay* para atuação do regulador de velocidade) que o torque eletromagnético, com isso os geradores tende a aumentar a velocidade. A mesma dificuldade para o sistema de controle dos geradores acontece quando há uma queda na velocidade do vento.

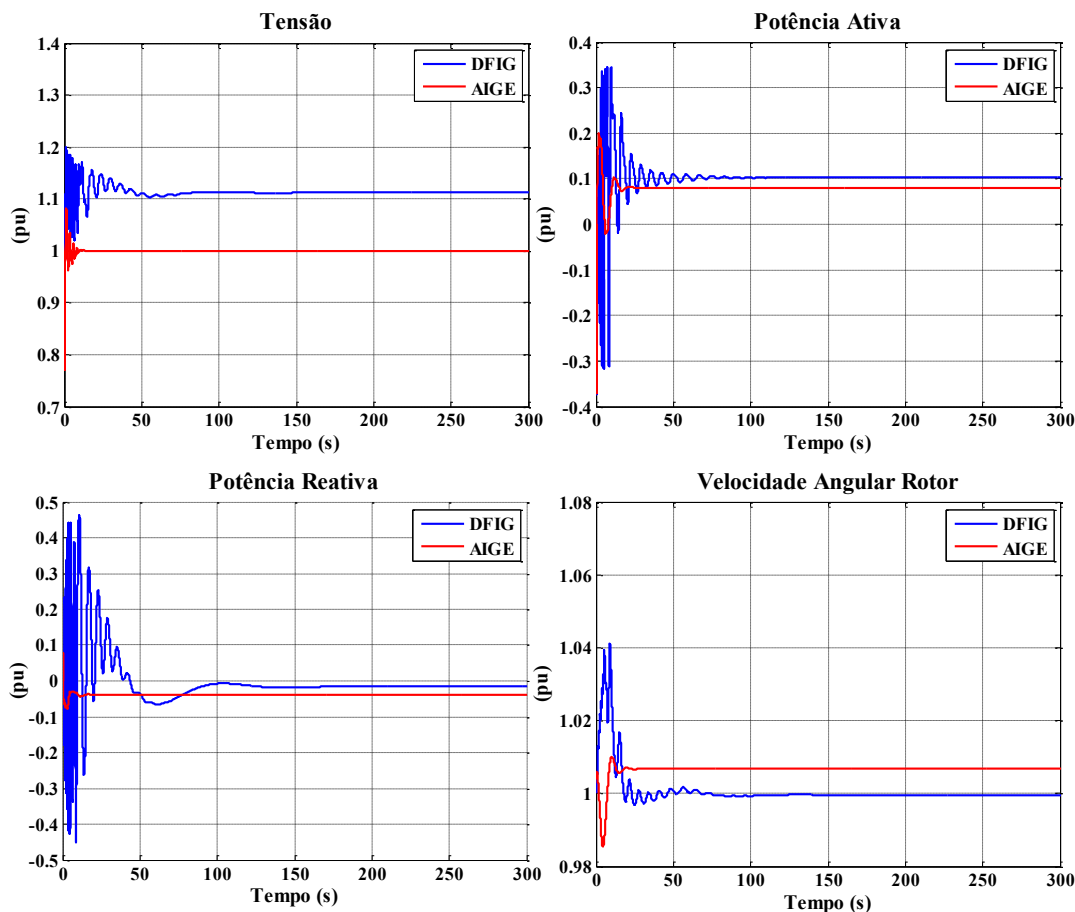
#### 5.4.4 COMPARAÇÃO DO DFIG COM AIGE EM REGIME PERMANENTE

É notório as vantagens do aerogerador DFIG em relação ao aerogerador de indução com rotor em gaiola de esquilo (AIGE), com o DFIG por meio de técnicas



complexas de controle demonstrado no Capítulo 4, pode obter os serviços ancilares iguais aos geradores síncronos.

Figura 5.20: Comparação DFIG – AIGE - Velocidades angular do rotor dos geradores.



Como o DFIG é um aerogerador de velocidade variável podendo variar em mais ou menos 30% da velocidade nominal sem afetar a frequência do sistema. A sua velocidade de referência vai ser imposta pelo rastreador de máxima potência (MPPT), foi suposto que o rastreador sempre impõe a velocidade de máxima potência. Com isso obteve uma geração máxima do parque (a potência base do sistema é 100 MVA e o parque possui potência nominal de 9,9 MW, em p.u. equivale a 0,1 p.u.), onde sua velocidade seja controlada buscando trabalhar na sua referência (a velocidade nominal). O que não era possível para os AIGE.

Também é possível controlar a potência reativa para que se tenha uma geração nula, na simulação com o AIGE utilizou um banco de capacitor de 5,25 Mvar conectado a mesma barra do parque. Observando a Figura 5.20 pode-se ter uma geração nula de energia reativa ou injetar potência reativa no sistema utilizando o DFIG, não havendo a necessidade de conexão do banco de capacitor possibilitando redução do custo.

#### 5.4.5 INJEÇÃO DE REATIVO

Uma outra possibilidade da utilização de parque eólicos composto por DFIG é a injeção de energia reativa em regime permanente, isto é de grande importância para suprir as cargas com energia reativa e regular a tensão na barra onde o parque eólico está conectado ao sistema.

A injeção de potência reativa no sistema era tarefa antes dos geradores síncronos, como também há equipamentos que façam esse papel (como demonstrado no capítulo 2), a possibilidade do parque eólico para este objetivo significa uma redução de custo para se manter o sistema em operação.

Por meio do controle do conversor lado da rede é possível injetar potência reativa (como demonstrado no Capítulo 4).

Figura 5. 21: Injeção de Reativo - Injeção de Potência Reativa.

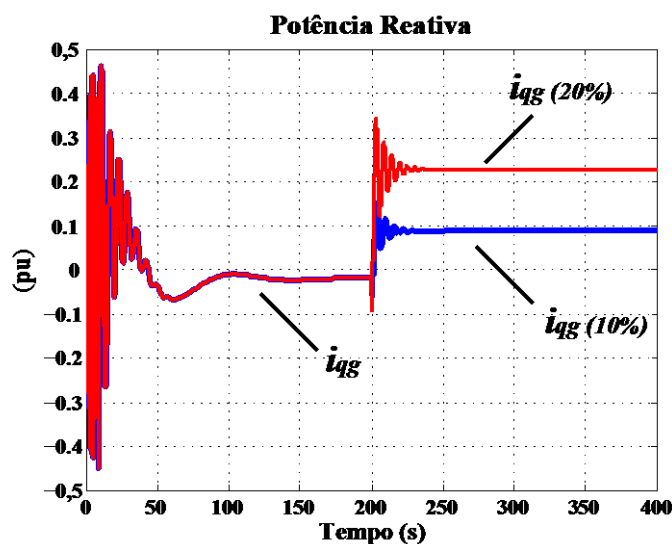
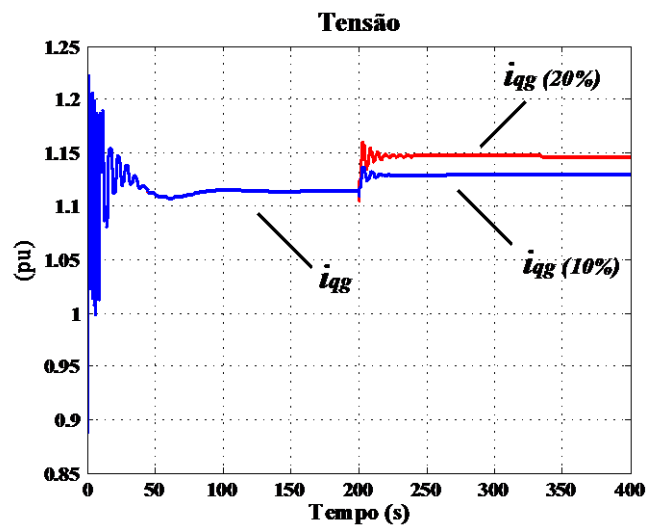


Figura 5. 22: Injeção de Reativo - Controle da tensão na injeção de Potência Reativa.



Aos 200s de simulação foi inserido um degrau de 10% e 20% na corrente  $i_{qg}$ , corrente responsável pelo controle da potência reativa, logo teve um aumento da potência reativa gerada como observado na Figura 5.21 e, conseqüentemente um aumento na tensão da barra conforme mostrado na Figura 5.22.

O contrário também foi observado, o parque inicia a operação com o valor de corrente  $i_{qg}$  de 10% e 40%, no tempo de 200s altera a referência de corrente para obter potência reativa nula, condição que reduz a tensão na barra, confirmando a eficácia do controle conforme ilustrada nas Figuras 5.23 e 5.24.

Figura 5. 23: Injeção de Reativo - Corte de Potência Reativa.

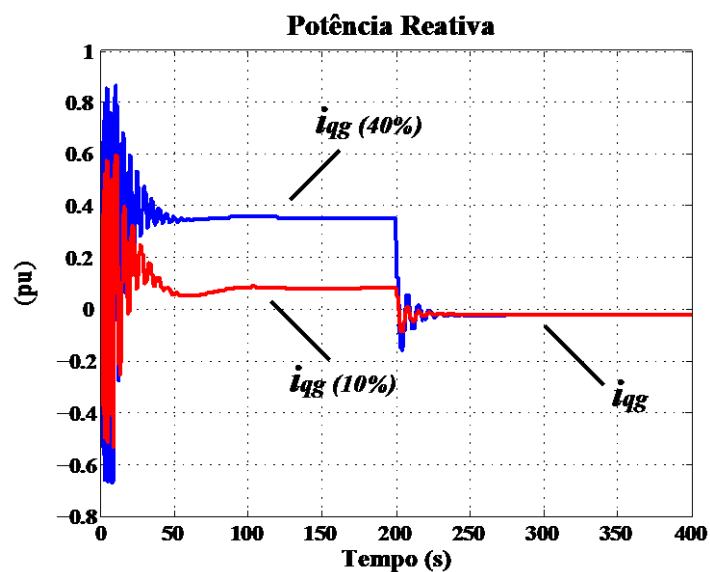
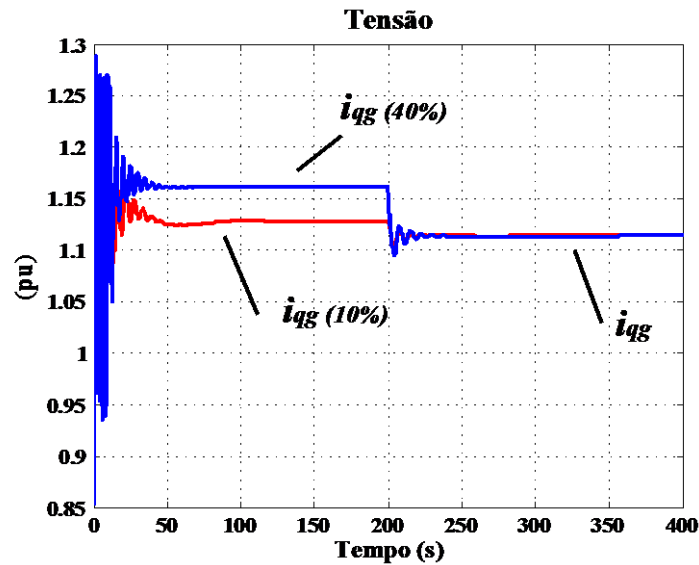


Figura 5. 24: Injeção de Reativo - Controle da tensão no corte de Potência Reativa.



## 5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram observados os impactos ao SEP simulado na ocorrência de cinco cenários: retirada brusca de carga e um curto-circuito simétrico em uma das barras do sistema, variação brusca da velocidade de vento no parque eólico, comparação do comportamento do DFIG e AIGE integrado ao SEP e por fim demonstra a possibilidade do DFIG de injetar de potência reativa no sistema. As grandezas elétricas observadas foram: os níveis das tensões em todas as barras do sistema, correntes nas barras das fontes geradoras, potências ativas e reativas geradas e velocidade angular rotórica dos geradores.

É notório a mitigação dos distúrbios no sistema por meio de técnicas de controle utilizando o aerogerador DFIG.

## 6 CONCLUSÃO

Foi obtido êxito com a simulação do sistema teste, mesmo devido à dificuldade em se fazer a interligação de todas as unidades geradoras e os ajustes dos respectivos sistemas de controle de velocidade e tensão. Logo foi possível analisar os comportamentos dinâmicos do sistema frente a diferentes distúrbios.

Verificou-se nas simulações que o sistema teste fica mais vulnerável aos distúrbios aplicado na presença do parque eólico, onde o parque é composto de aerogeradores de indução convencional tipo gaiola de esquilo sem sistema de controle para regulação da tensão terminal e potência reativa fornecida ao sistema. Fica claro que estes distúrbios podem ser mitigando por meio das técnicas de controle utilizando o DFIG.

Foram discutidos os transitórios nas barras de geração para os níveis de corrente, velocidade rotórica e potência ativa e reativa; já para os níveis de tensão foram observados os transitórios em todas as barras do sistema.

Diante das informações apresentadas, os objetivos desta qualificação foram alcançados. Foi possível entender o funcionamento dos sistemas de controle de velocidade e tensão, o funcionamento do sistema interligado, o comportamento dinâmico frente a diferentes distúrbios e observar os danos causados pela integração da geração eólica ao sistema.

Para trabalhos futuros recomendam algumas sugestões:

- Analisar o comportamento do SEP quando a parcela da geração eólica no sistema é superior à parcela da geração convencional;
- Simular parque eólico com outros tipos de aerogeradores e comparar os resultados;
- Analisar faltas assimétricas no sistema simulado, a exemplo de um curto-circuito monofásico, para isso será necessário inserir os parâmetros de sequência negativa e sequência zero.
- Analisar em simultâneo os distúrbios corte de carga ou curto circuito junto com variações bruscas dos ventos, aproximando do sistema real;
- Injeção de potência reativa no instante que ocorre o curto-circuito.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, R. G. *Contribuições para a Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de Sistema por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados*. INESC Porto – Portugal.

ANDERSEN, Morten. *Solar and Wind power on cruise control*. [online] Disponível na Internet via: [http://dtu.dk/english/News/Nyhed?id=a1f39ff5-68ef-4b52-bcc5-910c38c59691&utm\\_source=newssubscription&utm\\_media=mail&utm\\_campaign=www.dtu.dk-News-2016-06-15](http://dtu.dk/english/News/Nyhed?id=a1f39ff5-68ef-4b52-bcc5-910c38c59691&utm_source=newssubscription&utm_media=mail&utm_campaign=www.dtu.dk-News-2016-06-15). Arquivo capturado em 28 de dezembro de 2016.

ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. *Power System Control and Stability. Second Edition*, New Jersey, United States of America, 2003.

ANEEL. *Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015.

ANEEL, Banco de Informações de Geração. [online] Disponível na Internet via: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Arquivo capturado em 4 de Julho de 2017.

CARVALHO P.; *Geração Eólica*. Imprensa Universitária - UFC, 1 ed., 2003.

C. GAMA; L. ANGQUIST; G. INGESTROM, M. NOROOZIAN *Commissioning and Operative Experience of TCSC for Damping Power Oscillation in the Brazilian North-South Interconnection*.

CRESESB/CEPEL. *Centro de Referência para energia Solar e Eólica Sérgio Brito/Centro de Pesquisa de Energia Elétrica*, 2001.

ENTSO-E Groups. *Coodinated System Operations and System Protection and Dynamics*.

IEA. *World Energy Outlook 2015*. International Energy Agency, 2015.

IEA. *Renewable Energy Medium-Term Market Report 2015*. International Energy Agency, 2015.

IOV, Florin; BLAABJERG, Frede. *Power Electronics and Control for Wind Power Systems*. IEEE, 2009.

IOV, Florin; BLAABJERG, Frede. *Power Electronics and Control for Wind Power Systems*. IEEE, 2009.

JACOB, N.M. *Estudo do Fluxo de Potência de um Gerador de Indução de Dupla Alimentação Atuando em Sistema de Geração Eólio-Elétrica*. Universidade de São Paulo, 2013.

Kawamura M., Jones J. A., *Superconducting Super Motor and Generator*, June 2017.

Kalsi, S.S.; Weeber, K.; Takesue, H.; Lewis, C.; Neumueller, H.-W.; Blaugher, R.D., *Development status of rotating machines employing superconducting field windings, Proceedings of the IEEE*, vol.92, no.10, pp. 1688-1704, Oct. 2004.

Khalil, Md. E., *High Temperature Superconducting Generator Design for Offshore Wind Turbine Application*, 2015.

KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill. 1994

KUNDUR, P.; PASERBA, J. *Definition and Classificação of Power System Stability*. IEEE Transactions on Power Systems, 2004.

LAMICHHANE S.; MITHULANANTHAN N. ***Influence of Wind Energy Integration on Low Frequency Oscillatory Instability of Power System***. Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2014, Curtin University, Perth, Australia 2014.

LARA, O. A.; ARULAMPALAM A.; BATHURST G. ***Transient Analysis of DFIG Wind Turbines in Multi-Machine Networks***. Manchester Centre for Electrical Energy, University of Manchester- UK, 2005.

L. Xiong, Fang Zhuo, Feng Wang, X. Liu, Y. Chen, M. Zhu and H. Yi “***Static Synchronous Generator model: A New Perspective to Investigate Dynamic Characteristics and Stability Issues of Grid-tied PWM Inverter***”, IEEE Trans. Power Electron, vol. 31, no. 9, Sept. 2016.

MACHOWSKI, J.; BIALEK, J. W.; BUMBY, J. R. ***Power System Dynamics: Stability and Control. Second Edition***. New Delhi, Índia, 2008.

MITRA A.; CHATTERJEE D. ***A New Sensitivity Based Approach to Study Impact of Wind Power Penetration on Transient Stability***. IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems. Índia 2012.

MITRA A.; CHATTERJEE D. ***Active Power Control of DFIG-Based Wind Farm for Improvement of Transient Stability of Power Systems***. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 31, NO. 1, JANUARY 2016. Índia 2016.

MOHAMMAD, S. ***Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability and Control***. New Jersey, United States of America, 2013.

MOTA, W.S.; BARROS, L.S. ***Análise do Impacto na Qualidade de Energia da Conexão de Unidades de Geração Eólica a Sistemas de Potência***. Universidade Federal de Campina Grande, 2005.

MOTA, W.S.; SANTOS, A.A.F.; SOARES, I.L.; LIMA, R.A.A.; NEVES, F.A.S.; ROSAS, P.A.C. ***Estudos para o Estabelecimento de Critérios para Autorização de Conexão de Usinas Eólicas a Redes de Distribuição***. Universidade Federal de Campina Grande, 2010.

NASCIMENTO, A.C. ***Avaliação de Estratégias de Controle de Potência Reativa de Aerogeradores Síncronos em Redes Elétricas***. Universidade Federal do Pará, 2009.

ONU. ***Conference of the Parties***. United Nations of America, 2015.

ONS. ***Procedimento de Rede***. Operador Nacional do Sistema, 2010.

PDE. ***Plano Decenal de Expansão de Energia 2026***/ Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética, 2017.

PARREIRAS, T.M.; SILVA, S.R. ***Distorção Harmônicas Geradas por um Parque de Turbinas Eólicas***, Universidade Federal de Minas Gerais, 2012.

PASERBA, J. J.; ***How FACTS Controllers Benefit AC Transmission Systems***. IEEE, Pennsylvania, USA, 2003.

QIAO, L.; JI G.; TIAN Z. ***Voltage Reactive Power Control Based on PUB/SUB for DFIG Wind Farm***. North China Electric Power University Science & Technology College, Baoding Hebei, China, 2011;

REN21. ***Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Renewables 2015 Global Status Report***. Paris, 2015.

ROSAS, P. A. C., ***Dynamic Influence of Wind Power on the Power System. Technical University of Denmark, Wind Energy Department***, 2003.

ROSE, A. C.; Rhoderick E. H.; ***Introduction to Superconductivity, Second Edition, Pergamon Press***, 1978.

RUNCOS, F.; CARLSON, R.; KUO-PENG, P.; VOLTOLINI, H.; BATISTELA, N.J. ***Geração de Energia Eólica – Tecnologias Atuais e Futuras***. GRUCAD-EEL-CTC-UFSC, WEG MÁQUINAS.

SAADAT, H. ***Power System Analysis***. New York, United States of America, 1999.

SALLES, M.B.C. ***Modelagem e Análise de Geradores Eólicos de Velocidade Variável Conectados em Sistemas de Energia Elétrica***. Escola Politécnica de São Paulo, 2009.

SANTOS, A. A. F.; Junior, I. L. S.; Lima, R. A. A.; Neves, F. A.; Rosas, P. A. C.; Mota, W.S. ***Estudo para o Estabelecimento de Critérios para Autorização de Conexão de Usinas Eólicas a Redes de Distribuição***. Recife, 2010.

STAVRAKAKIS, G. S.; KARINIOTAKIS. ***A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel – Wind Turbines Systems Interaction (Part I)***. Technal University of Crete. Crete, Greece, 1995.

STAVRAKAKIS, G. S.; KARINIOTAKIS. ***A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel – Wind Turbines Systems Interaction (Part II)***. Technal University of Crete. Crete, Greece, 1995.

SILVA, K. F. ***Controle e integração de Centrais Eólicas à Rede Elétrica com Geradores de Indução Duplamente Alimentados***, USP 2006.

TARNOWSKI, G.C. ***Metodologia de Regulação da Potência Ativa para Operação de Sistemas de Geração Eólica com Aerogeradores de Velocidade Variável***. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2006.

TRIEU, M. M.; SAMUEL, M. H.; WISER, R. H.; BRINKMAN, G. L.; DENHOLM, P.; ARENT, D. J.; DEBRA, G. P.; HOSTICK, D. J.; MILLIGAN, M.; EDGAR, A. ***Renewable Electricity Futures for the United States***. *IEEE Trans. On Sustainable Energy*, vol. 5, no. 2, April 2014.

UCHOA, J.I.L.; ARAUJO, R.G.; LIMA, F.K.A; BRANCO, C.G.C. ***i-UPQC para Melhoria dos Índices de QEE em Sistemas Aerogeradores de Velocidade Fixa***. Universidade Federal do Ceará – CT, 2015.

WANG L.; TRUONG D. ***Stability Enhancement of DFIG-Based Offshore Wind Farm Fed to a Multi-Machine System Using a STATCOM***. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 28, NO. 3, AUGUST 2013



## 7 APÊNDICE A

### 1 MODELO DO GERADOR ASSÍNCRONO EM P.U.

Para descrever as equações das tensões e fluxo concatenado do modelo matemático do gerador assíncrono em p.u. Há a necessidade de definir a base de algumas das grandezas elétricas, como:

$v_b$  – Tensão de pico nominal do gerador [V];

$i_b$  – Corrente de pico nominal do gerador [A];

$f_b$  – Frequência nominal [Hz].

Em seguida é possível obter os valores das bases para as demais grandezas elétricas.

$w_b = 2\pi f_b$  – Velocidade angular  $\left[\frac{rad_e}{s}\right]$ ;

$Z_b = \frac{v_b}{i_b}$  – Impedância [ohm];

$L_b = \frac{v_b}{(i_b w_b)}$  – Indutância [H];

$\varphi_b = \frac{v_b}{w_b}$  – Fluxo concatenado [Wb].

Como as equações das tensões no estator do gerador assíncrono são expressas por:

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} - w_s \varphi_{qs} + \frac{d\varphi_{ds}}{dt} \quad (A.1)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} + w_s \varphi_{ds} + \frac{d\varphi_{qs}}{dt} \quad (A.2)$$

Para as tensões no rotor, têm-se:

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - (w_s - w_r) \varphi_{qr} + \frac{d\varphi_{dr}}{dt} \quad (\text{A.3})$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + (w_s - w_r) + \frac{d\varphi_{qr}}{dt} \quad (\text{A.4})$$

Admitindo que as grandezas elétricas do rotor estão referidas no estator, as equações (A.1) – (A.4) em p.u. são dadas por:

$$\frac{v_{ds}}{v_b} = -\frac{R_s}{Z_b} \frac{i_{ds}}{i_b} - \frac{w_s}{w_b} \frac{\varphi_{qs}}{\varphi_b} + \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{w_b} \frac{\varphi_{ds}}{\varphi_b} \right) \quad (\text{A.5})$$

$$\frac{v_{qs}}{v_b} = -\frac{R_s}{Z_b} \frac{i_{qs}}{i_b} + \frac{w_s}{w_b} \frac{\varphi_{ds}}{\varphi_b} + \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{w_b} \frac{\varphi_{qs}}{\varphi_b} \right) \quad (\text{A.6})$$

Para as tensões no rotor, sabendo-se que o escorregamento é calculado por  $s = (w_s - w_r)/w_s$ , têm-se:

$$\frac{v_{dr}}{v_b} = \frac{R_r}{Z_b} \frac{i_{dr}}{i_b} - s \frac{w_s}{w_b} \frac{\varphi_{qr}}{\varphi_b} + \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{w_b} \frac{\varphi_{dr}}{\varphi_b} \right) \quad (\text{A.7})$$

$$\frac{v_{qr}}{v_b} = \frac{R_r}{Z_b} \frac{i_{qr}}{i_b} - s \frac{w_s}{w_b} \frac{\varphi_{dr}}{\varphi_b} + \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{w_b} \frac{\varphi_{qr}}{\varphi_b} \right) \quad (\text{A.8})$$

Para facilitar o entendimento insere uma barra horizontal sobre as grandezas elétricas para indicar que está em p.u; logo:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} - \bar{w}_s \bar{\varphi}_{qs} + \frac{d\bar{\varphi}_{ds}}{d\bar{t}} \quad (\text{A.9})$$

$$\bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} + \bar{w}_s \bar{\varphi}_{ds} + \frac{d\bar{\varphi}_{qs}}{d\bar{t}} \quad (\text{A.10})$$

Para as tensões no rotor, são expressos por:

$$\bar{v}_{dr} = \bar{R}_r \bar{i}_{dr} - \bar{s} \bar{w}_s \bar{\varphi}_{qr} + \frac{d\bar{\varphi}_{dr}}{d\bar{t}} \quad (\text{A.11})$$

$$\bar{v}_{qr} = \bar{R}_r \bar{i}_{qr} + \bar{s} \bar{w}_s \bar{\varphi}_{dr} + \frac{d\bar{\varphi}_{qr}}{d\bar{t}} \quad (\text{A.12})$$

O mesmo para as equações dos fluxos do estator e rotor.

$$\bar{\varphi}_{ds} = -\bar{L}_{ss} \bar{i}_{ds} + \bar{L}_m \bar{i}_{dr} \quad (\text{A.13})$$

$$\bar{\varphi}_{qs} = -\bar{L}_{ss}\bar{i}_{qs} + \bar{L}_m\bar{i}_{qr} \quad (\text{A.14})$$

Fluxo no rotor

$$\bar{\varphi}_{dr} = -\bar{L}_m\bar{i}_{ds} + \bar{L}_{rr}\bar{i}_{dr} \quad (\text{A.15})$$

$$\bar{\varphi}_{qr} = -\bar{L}_m\bar{i}_{qs} + \bar{L}_{rr}\bar{i}_{qr} \quad (\text{A.16})$$

Com  $\bar{L}_{ss} = \bar{L}_s + \bar{L}_m$  e  $\bar{L}_{rr} = \bar{L}_r + \bar{L}_m$

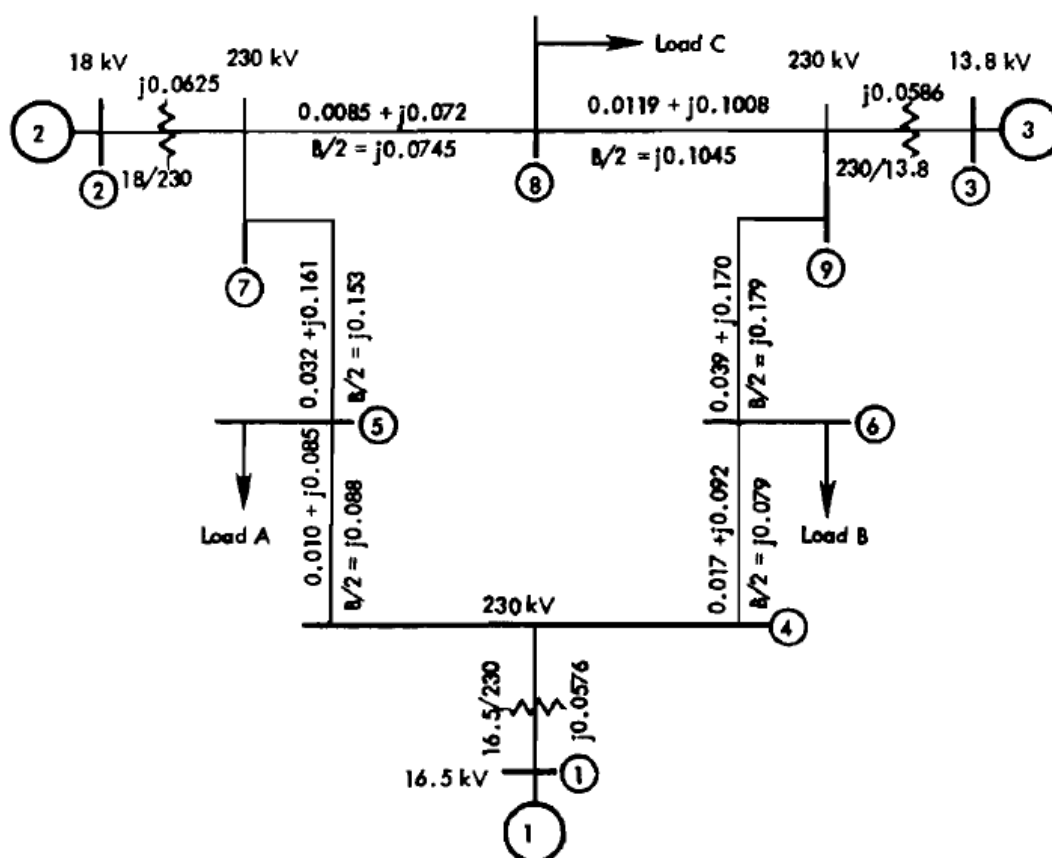
Para simular o modelo elétrico, observa-se que as equações das tensões e correntes do gerador, há uma derivada do tempo, com o tempo esta representado em radianos. Como é desejado obter as grandezas elétricas em função do tempo em segundos, pra isso as equações devem ser multiplicadas pela frequência angular base, como:

$$\frac{d}{d\bar{t}} = \frac{1}{w_b} \frac{d}{dt} \quad (\text{A.17})$$

## 8 APÊNDICE B

Para demonstrar a validação da simulação desenvolvida utilizando o *software* MatLab, os dados utilizados foram do sistema elétrico com 9 barras do livro do Anderson demonstrado na Figura B.1.

Figura B.1: Diagrama unifilar do sistema elétrico proposto.



Fonte: (Anderson,2003).

A primeira fase da simulação tem como objetivo gerar as condições iniciais, ou seja, obter as grandezas elétricas das barras do sistema em regime permanente. Inicialmente insere todos os dados do sistema elétrico simulado. A seguir os dados trabalhados:

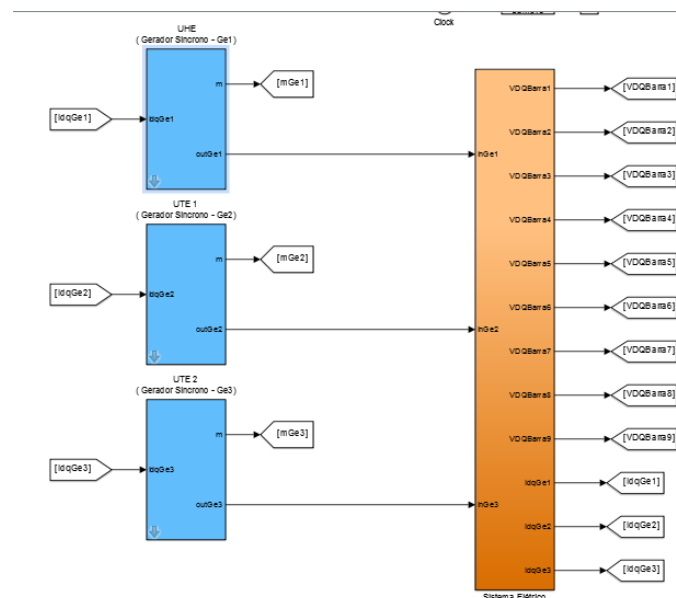
- Em todas as barras há necessidade de definir o tipo de barra: Barra de referencia, Barra de geração e Barra de carga;

- Dados das linhas de transmissão que faz a interligação entre barras, como: resistência e reatância da linha;
- Reatância dos transformadores e derivação de *taps*;
- Potência reativa do banco de capacitor conectado as barras;
- Transformar os valores da potência ativa e reativa da carga em um valor de impedância;
- Definir o tipo de gerador, os valores da resistência interna e reatância do gerador e qual a barra está conectado.

Após inserir os dados são obtidas as grandezas elétricas em todas as barras e a matriz admitância do sistema. Como o sistema simulado tem 9 barras a matriz admitância terá grande dimensão, pra isso utiliza a técnica de multimáquinas para diminuir o tamanho da matriz admitância, consequentemente o esforço computacional. Essa técnica também facilita para realizar o sincronismo entre todos os geradores, cada gerado trabalha com referencial distinto necessitando que haja o sincronismo para que se possa haver interligação ao sistema elétrico.

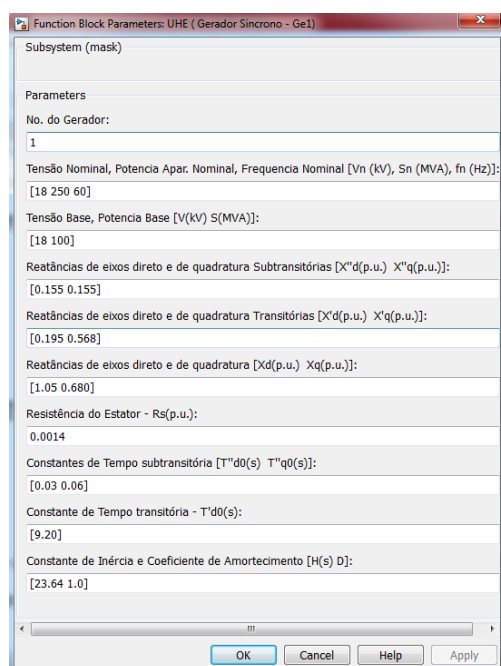
Todos os dados obtidos irão para o ambiente do Simulink onde será possível realizar análise dinâmica (segunda fase da simulação) do sistema por meio de integração de blocos, demonstrado na Figura B.2.

Figura B.2: Ambiente Simulink.



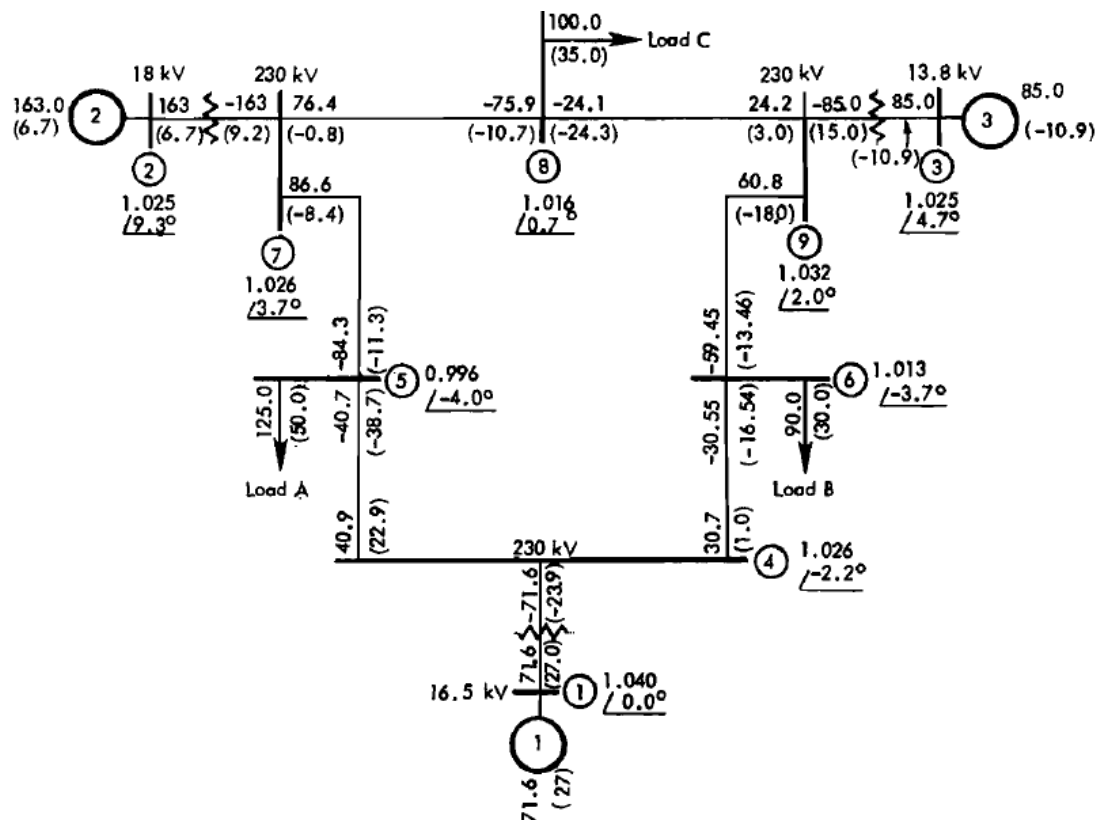
Onde dentro do bloco Sistema Elétrico tem todo o desenvolvimento explicado anteriormente. Já para os geradores, cada um é representado por um bloco individual facilitando o entendimento, cada bloco possui todo o modelo matemático do gerador representado por ligação de blocos com os sistemas de controles de velocidade e tensão para manter os serviços ancilares. Toda a simulação foi produzida de maneira genérica podendo alterar os parâmetros do sistema e dos geradores. Observa-se na Figura B.3 como inserir os dados do gerador.

Figura B.3: Inserir dados do gerador no Simulink.



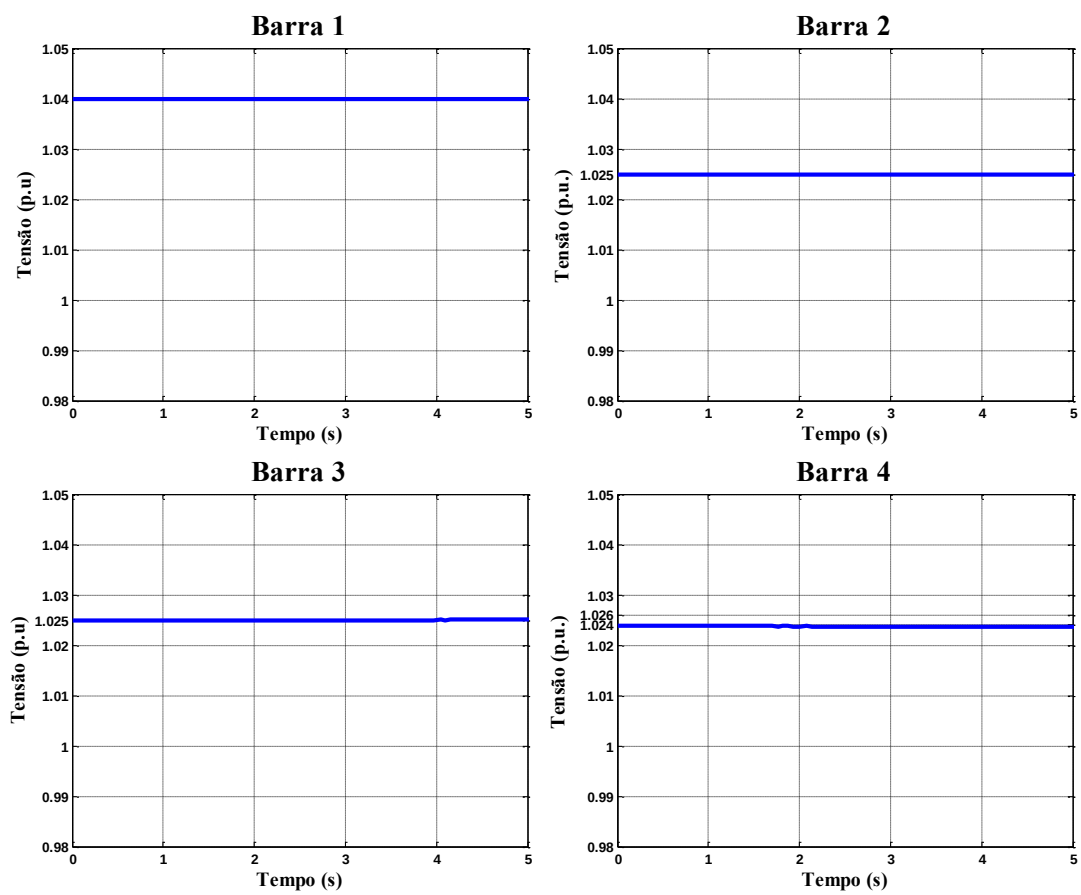
Em seguida os resultados do fluxo de potência encontrados no livro do Anderson (Figura B.4) e obtidos na simulação (Figura B.5), observa-se que o erro é praticamente nulo. Na simulação todos os cálculos foram utilizando os valores das grandezas elétricas em p.u. com o intuito de diminuir o esforço computacional.

Figura B.4: Resultado do fluxo de potência.

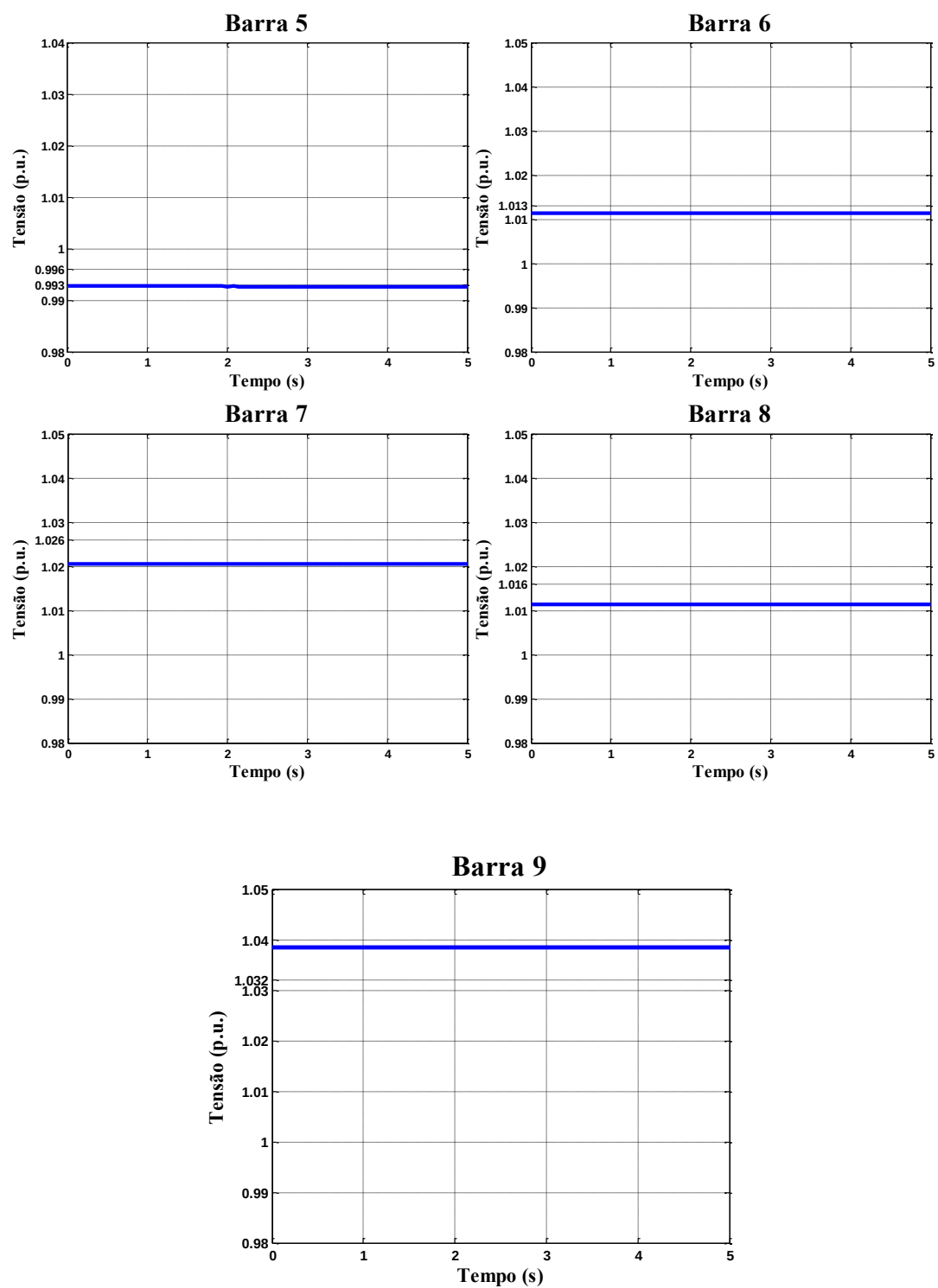


Fonte: (Anderson,2003).

Figura B.5: Resultado do fluxo de potência utilizando a simulação.







## 9 APÊNDICE C

Parte da simulação dinâmica utilizando a plataforma Simulink® desenvolvida neste trabalho.