

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

**ESCOLA DE ENGENHARIA
DE SÃO CARLOS**

LUANA PEREIRA ROCHA

**ANÁLISE DA DINÂMICA DE SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA NA PRESENÇA DE
AEROGERADORES DO TIPO A**

São Carlos

2013

LUANA PEREIRA ROCHA

**ANÁLISE DA DINÂMICA DE SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA NA PRESENÇA DE
AEROGERADORES DO TIPO A**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Escola de Engenharia de São Carlos da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em
Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. Luís Fernando Costa Alberto

São Carlos
2013

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

R436a Rocha, Luana Pereira
Análise da dinâmica de sistemas elétricos de
potência na presença de aerogeradores do tipo A / Luana
Pereira Rocha; orientador Luis Fernando Costa
Alberto. São Carlos, 2013.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2013.

1. energia eólica. 2. geração eólica. 3. modelo
genérico tipo A. 4. modelo genérico tipo 1. 5. gerador
de indução. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Luana Pereira Rocha

Título: “Análise da estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de aerogeradores”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 29/11/2013,

com NOTA 6,7 (SEIS, SETE), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado Luís Fernando Costa Alberto - (Orientador - SEL/EESC/USP)

Dr. Edson Aparecido Rozas Theodoro - (Pós-Doutorando - SEL/EESC/USP)

Prof. Associado Diógenes Pereira Gonzaga - (Professor Aposentado - SEL/EESC/USP)

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Homero Schiabel

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente as meus pais, base de tudo que sou hoje, pelo amor que sempre me dedicaram, por terem me proporcionado as coisas mais importantes como a oportunidade de cursarmos uma Universidade como esta, sendo meu alicerce, e me ensinando como ser uma pessoa melhor.

Aos meus irmãos, Yuri e Vicente Filho, por serem mais que irmãos, amigos de todas as horas, e por saber que com eles posso contar.

Ao Fernando Ibler, por todo amor, carinho, e apoio a mim dedicado, que foi fundamental em minhas conquistas, pois me deu força para continuar nos momentos mais difíceis.

Aos meus amigos, os quais são a família que pude escolher, pela companhia, paciência em ouvir, e pela torcida para que eu tenha o sucesso almejado.

Ao Guilherme Braz e meus colegas de trabalho, por todo apoio oferecido, compreensão pelos momentos em que não pude estar presente, e torcida para que eu alcance meus objetivos.

Aos professores da graduação, que ministraram conhecimento suficiente para seguir a profissão que escolhemos, e aos funcionários, que sempre muito atenciosos ajudaram durante todo o curso.

Agradeço, enfim, ao orientador, Prof. Luís Fernando, e seu aluno Alexandre Sohn, por me ajudarem nesse trabalho de conclusão de curso com sabedoria e paciência.

Aos meus Pais,
que sempre colocaram
a educação de seus filhos
em primeiro lugar

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Objetivos do Trabalho	1
1.2	Aspectos Gerais:	1
1.3	O aerogerador	6
1.3.1	Componentes do aerogerador	7
1.4	Vantagens e Desvantagens da Geração Eólica	11
2	Tipos de Aerogeradores	13
2.1	Unidade Eólica do Tipo A	15
2.2	Unidade eólica do Tipo B:	17
2.3	Unidade eólica do Tipo C:	18
2.4	Unidade eólica do Tipo D:	19
2.5	Escolha da unidade eólica	19
3	Gerador de Indução em Regime Permanente	21
3.1	Aspectos Construtivos do Gerador de Indução:	21
3.2	Campo girante	22
3.3	Como funciona a MÁQUINA de indução	25
3.4	Modelo do gerador de indução em gaiola de esquilo:	26
3.4.1	Modelo em coordenadas dQ0	26
3.4.2	Modelo de Terceira Ordem	31
3.4.3	Geradores de indução em gaiola de esquilo	32
3.4.4	Modelo do gerador de indução em regime permanente	32
4	Sistema Teste	35
4.1	Modelo Genérico TIPO A	35
4.2	Sistema Elétrico	38
5	Simulações e Resultados	42
5.1	Suportabilidade	42
5.2	TESTES REALIZADOS	43
5.3	Conclusões dos resultados:	60

6 conclusão	61
Bibliografia	63

LISTA DE FIGURAS

1-1: CAPACIDADE EÓLICA TOTAL INSTALADA NO MUNDO ENTRE 1996 E 2011. (GWEC, 2012).....	3
1-2: CAPACIDADE EÓLICA INSTALADA POR ANO POR CONTINENTE (GWEC, 2012)	4
1-3: MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA EM 2012 (SIMAS, 2012)	5
1-4: GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2011NO BRASIL, (SIMAS, 2012)	5
1-5: COMPONENTES DO AEROGERADOR TÍPICO	7
1-6: TURBINA COM CAIXA MULTIPLICADO Á ESQUERDA E SEM CAIXA MULTIPLICADORA Á DIREITA	9
2-1: CONFIGURAÇÃO TÍPICA DE UNIDADE EÓLICA DO TIPO A	15
2-2: VARIAÇÃO DA POTÊNCIA ATIVA E DA POTÊNCIA REATIVA NO GERADOR DE INDUÇÃO GAIOLA DE ESQUILO.....	16
2-3: UNIDADE EÓLICA DO TIPO B	18
2-4: UNIDADE EÓLICA DO TIPO C.....	19
2-5: UNIDADE EÓLICA DO TIPO D	19
3-1: REPRESENTAÇÃO DO GERADOR DE INDUÇÃO	21
3-2: CORRENTE TRIFÁSICA NO ENROLAMENTO DO ESTATOR E MARCAÇÃO DE PERÍODOS	23
3-3: FORÇA MAGNETO MOTRIZ RESULTANTE EM $T=T_0$	23
3-4: FORÇA MAGNETO MOTRIZ RESULTANTE EM $T=T_1$	24
3-5: FORÇA MAGNETO MOTRIZ RESULTANTE EM $T=T_2$	24
3-6: FORÇA MAGNETO MOTRIZ RESULTANTE EM $T=T_3$	24
3-7: MODOS DE OPERAÇÃO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO.	26
3-8: DISPOSIÇÃO ESPACIAL DAS BOBINAS NO ESTATOR E NO ROTOR DE UMA MÁQUINA DE INDUÇÃO TRIFÁSICA.....	27
3-9: CIRCUITO EQUIVALENTE DA MÁQUINA DE INDUÇÃO, DOIS POLOS, TRIFÁSICA CONECTADA EM ESTRELA.....	28
3-10: CIRCUITO ELÉTRICO EQUIVALENTE (OLIVEIRA, ET AL., 2012)	30
3-11: CIRCUITO EQUIVALENTE DA MÁQUINA DE INDUÇÃO	33
3-12: CIRCUITO EQUIVALENTE DE THÉVENIN	33
4-1: DIAGRAMA DE UNIDADE EÓLICA TIPO A.....	36
4-2: DIAGRAMA DE BLOCOS DO GERADOR.....	36
4-4: DIAGRAMA DE BLOCOS DO SISTEMA MECÂNICO PARA MODELO DE UMA MASSA	37
4-3: DIAGRAMA DE BLOCO DO SISTEMA MECANICO PARA MODELO DE DUAS MASSAS.....	37
4-5: DIAGRAMA DE BLOCOS DO SISTEMA AERODINÂMICO	38
4-6: ESQUEMA DE UM PARQUE EÓLICO TÍPICO.....	39
4-7: SISTEMA ELÉTRICO EQUIVALENTE	39
5-1: REQUISITO DE SUSTENTAÇÃO DE FALTA. (SUBMÓDULO 3.6 - REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO À REDE BÁSICA, 2009)	42
5-2: SUGESTÃO DE RELAÇÃO ENTRE TENSÃO E DURAÇÃO DE FALTA. (BACHMANN, ET AL., 2006)	43
5-3: TENSÃO NOS TERMINAIS, FALTA DE 200MS, MODELO DE 1 MASSA.....	44
5-4: POTÊNCIA ATIVA, FALTA DE 200MS, MODELO 1 MASSA	45
5-5: POTÊNCIA REATIVA, FALTA DE 200MS, MODELO DE 1MASSA.....	45

5-6: VELOCIDADE DO ROTOR, FALTA DE 200MS, MODELO DE 1 MASSA.....	46
5-7: POTENCIA MECÂNICA, FALTA DE 200MS, MODELO DE 1 MASSA.....	47
5-8: TENSÃO TERMINAL, FALTA DE 3,5SEG, 1 MASSA	48
5-9: POTÊNCIA ATIVA, FALTA DE 3,5 SEG, 1 MASSA	48
5-10: POTÊNCIA REATIVA, FALTA DE 3,5 SEG, MODELO DE 1 MASSA	49
5-11: VELOCIDADE DO ROTOR, FALTA DE 3,5 SEG, MODELO DE 1 MASSA	50
5-12: POTÊNCIA MECÂNICA, FALTA DE 3,5 SEG, 1 MASSA	50
5-13: TENSÃO TERMINAL, FALTA DE 200MS, MODELO DE 2 MASSA	51
5-14: POTÊNCIA ATIVA, FALTA DE 200MS, MODELO DE 2 MASSAS.....	52
5-15: POTÊNCIA REATIVA, FALTA 200MS, MODELO DE 2 MASSAS.....	52
5-16: VELOCIDADE DO ROTOR, FALTA DE 200 MS, MODELO DE 2 MASSAS	53
5-17: VELOCIDADE DA TURBINA, FALTA DE 200MS, MODELO DE 2 MASSAS	53
5-18: TENSÃO TERMINAL; FALTA DE 3,5 SEG; MODELO 2 MASSAS	54
5-19: POTÊNCIA ATIVA; FALTA DE 3,5 SEG; MODELO DE 2 MASSAS.....	55
5-20: POTÊNCIA REATIVA; FALTA DE 3,5 SEG; MODELO DE 2 MASSAS.....	55
5-21: VELOCIDADE DO ROTOR; FALTA DE 3,5 SEG, MODELO DE 2 MASSA	56
5-22: VELOCIDADE DA TURBINA; FALTA DE 3,5 SEG; MODELO DE 2 MASSAS	56
5-23: POTÊNCIA MECÂNICA; FALTA DE 2,5 SEG, 2 MASSAS.....	57
5-24: TENSÃO TERMINAL; MODELO 1 MASSA	58
5-25: TENSÃO TERMINAL; MODELO 2 MASSAS.....	59
5-26: VELOCIDADE DO ROTOR; MODELO 2 MASSAS	59

RESUMO

Por muito tempo a principal fonte de energia elétrica em muitos países foram os combustíveis fósseis. Devido às crises mundiais do petróleo, e a conscientização das consequências de sua queima, passou-se a investir em fontes limpas e renováveis de energia. A geração de energia elétrica a partir da energia eólica foi privilegiada com os novos investimentos, fazendo com que máquinas assíncronas, cuja robustez e baixo custo consolidaram-nas como principais tipos de motores de corrente alternada, passassem a ser mais exploradas para geração de eletricidade. As alterações na matriz energética fizeram surgir a necessidade de se investigar o comportamento do sistema elétrico na presença de geradores eólicos assíncronos, para tanto este trabalho faz um estudo das principais topologias de aerogeradores e, por simplicidade, escolhe a unidade eólica do tipo A para objeto de análise. Essas unidades são equipadas com gerador de indução em gaiola de esquilo, portanto, é feito um estudo sobre os aspectos construtivos, campo girante e modelo do gerador de indução de terceira ordem e modelo em regime permanente, para melhor entender o funcionamento dessa máquina. É construído um sistema elétrico equivalente a um parque eólico de 100 turbinas do tipo A de 100MW cada, e simulações que permitam a análise do comportamento dinâmico desses aerogeradores foram realizadas.

ABSTRACT

For a long time the main source of electricity in many countries were fossil fuels. Due to the worldwide oil crisis, and awareness of the consequences of his burns, we started to invest in clean and renewable energy sources. The generation of electricity from wind energy was privileged with new investments, making asynchronous machines, whose robustness and low cost consolidated them as main types of AC motors, were more explored for electricity generation. The changes in the energy matrix made to appear the need to investigate the behavior of the electrical system in the presence of asynchronous wind generators, to do so, this work makes a study of the major wind turbine topologies and, for simplicity, chooses wind unit type A as object analysis. These units are equipped with squirrel cage type induction generator, therefore it is made a study on the constructive aspects, rotating field, a third order model of the induction generator and a model in steady state, to better understand the workings of this machine. It is built an equivalent electrical system of a wind farm having 100 type A turbines of 100MW each, and simulations for analyzing the dynamic behavior of the wind turbines were performed.

1 INTRODUÇÃO

1.1 OBJETIVOS DO TRABALHO

Esse trabalho visa avaliar a estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de parques eólicos após a ocorrência de distúrbios na rede elétrica.

Para tanto, será usado o modelo genérico de turbina tipo A, detalhado no capítulo 3. Essa configuração representa grande parte das turbinas em funcionamento nos dias de hoje. Como modelo do sistema elétrico do parque eólico, foram adotados os critérios usados pelo *Working Group on Dynamic Performance of Wind Power Generation* (WEEC), detalhados no capítulo 4.

O *software* utilizado para realizar as simulações foi o *Positive Sequence Load Flow*, PSLF, de propriedade da *General Electric Company*, que é um pacote de programas para estudo de sistemas de potências e seus componentes. Os resultados serão apresentados no capítulo 5.

1.2 ASPECTOS GERAIS:

A energia proveniente dos ventos é utilizada pela humanidade há mais de 5 mil anos para a navegação. A partir do século III d.C. a energia dos ventos foi utilizada para a moagem de grãos, produção de óleos vegetais e para o bombeamento de água, mas somente no século XIX ela começou a ser utilizada para a produção de eletricidade. Com a descoberta de grandes reservas de petróleo, energia mais barata e de mais fácil acesso, a tecnologia eólica entrou em declínio, concentrando seu uso em locais afastados das redes de distribuição que levavam energia elétrica para as cidades (Dutra, 2008)

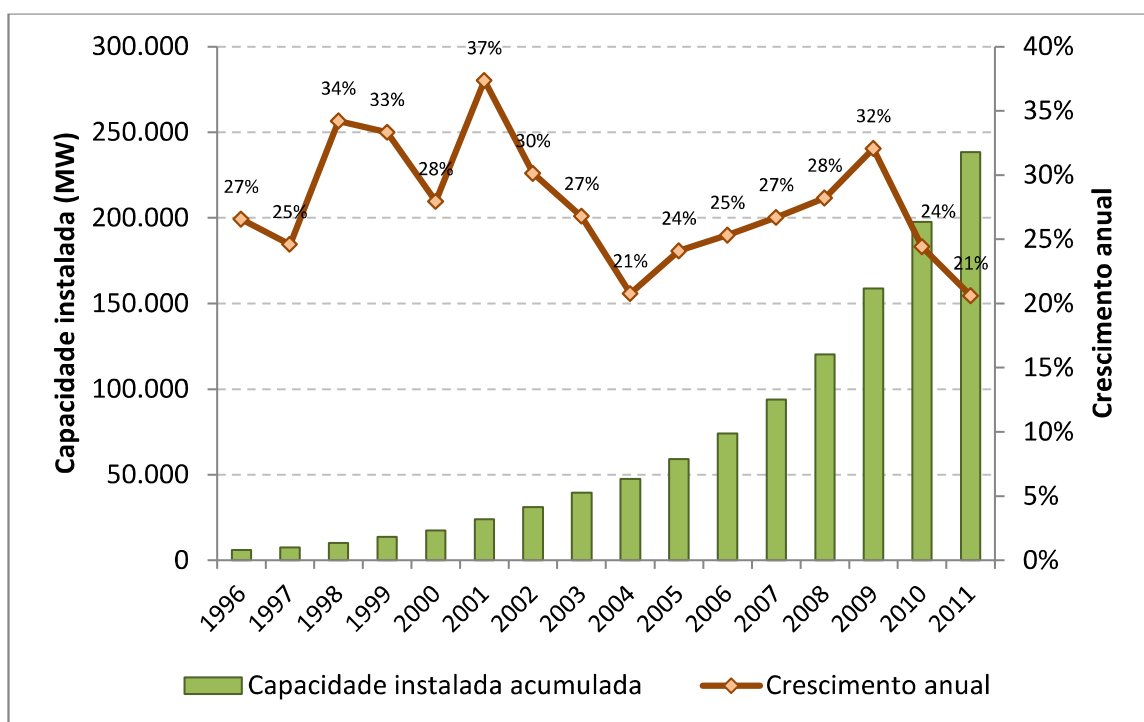
Após o início da crise do petróleo, em 1973, diversas nações se esforçaram para desenvolver tecnologias alternativas para a geração de energia. Novos programas para o desenvolvimento e implantação de energia eólica surgiram, uma vez que o aumento do preço do petróleo tornou a energia eólica mais competitiva, e em alguns casos, economicamente viável, levando ao rápido desenvolvimento de sistemas mais eficientes e de menor custo.

Mesmo com o preço do petróleo estabilizado, no final da década de 1990 foi observada uma intensificação dos programas de incentivo ao desenvolvimento e utilização de energias renováveis. Esse fato deveu-se às preocupações com os problemas ambientais levantados naquela década.

Em 1997 foi assinado o Protocolo de Quioto, que tinha como principais pontos a redução da emissão de gases de efeito estufa (GEE) e a preocupação com as mudanças climáticas. Através desse pacto, os países assinantes se comprometeram a intensificar a busca por alternativas que pudessem suprir as necessidades econômicas e, ao mesmo tempo, gerar menos impactos ambientais. Entre essas alternativas, uma das mais populares foi o investimento crescente em fontes de energias renováveis, dentre as quais a energia eólica. Segundo o Painel Intergovernamental para as Mudanças Climáticas (IPCC), a energia eólica oferece um potencial significativo para a redução das emissões de GEE, sendo o principal uso dessa tecnologia em grandes parques eólicos conectados à rede principal de energia, tanto continentais (onshore), quanto marinhos (offshore). O potencial técnico de aproveitamento da energia eólica é maior que a produção mundial de eletricidade, apesar de distribuído de maneira não uniforme entre os países. Considerando barreiras políticas, econômicas e tecnológicas, a energia dos ventos poderia suprir até 20% da demanda mundial de energia elétrica até 2050. (IPCC, 2012)

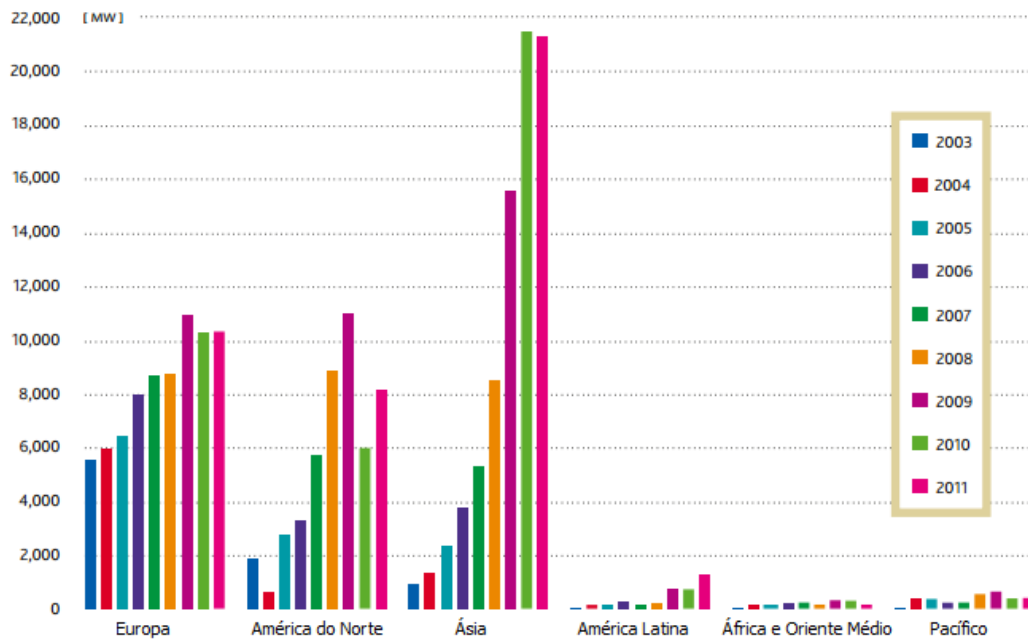
A energia eólica tem como característica uma baixa competitividade devido aos seus altos custos iniciais, aliado ao estágio inicial de desenvolvimento dessa tecnologia da energia comparados às tecnologias tradicionais de geração de eletricidade comercialmente disponíveis no mercado. Devido à essas barreiras, foi necessário criar incentivos econômicos e regulatórios para esse tipo de tecnologia, culminando na adoção de políticas de inserção de energias renováveis em diversos países. Em 2005 apenas 55 países adotavam algum tipo de incentivo às fontes renováveis, enquanto que no início de 2011, tais políticas estavam presentes em 118 países.

As políticas de incentivo às energias renováveis podem ser de diversas modalidades. As mais usadas são a implementação de incentivos fiscais e subsídios, como a isenção de impostos e a adoção de tarifas-prêmio (feed-in tariffs), as quais remuneram os geradores de energias renováveis a um preço acima do mercado, refletindo os custos de capital da tecnologia; e adoção de metas obrigatórias, as quais adotam a obrigação de as distribuidoras fornecerem uma participação crescente da oferta de energia elétrica a partir de fontes renováveis.



1-1: Capacidade eólica total instalada no mundo entre 1996 e 2011. (GWEC, 2012)

A crise financeira de 2008 também impactou o mercado de energia eólica principalmente na Europa e nos Estados Unidos, principais mercados para esta tecnologia, como pode ser visto pela diminuição do ritmo de crescimento da tecnologia, que vinha crescendo desde 2004, nas figuras 1 e 2. Apesar da lenta recuperação destes mercados, houve uma diminuição do investimento nesta tecnologia, de 90 bilhões de dólares em 2010 para 72 bilhões de dólares em 2011. A crise financeira foi responsável ainda pela queda no preço dos aerogeradores, de 1,21 milhões de euros por MW em 2009 para 0,91 milhões de euros por MW no final de 2011, uma queda de 25% (Overcapacity and new players keep wind energy sectors: An EU study, 2012)

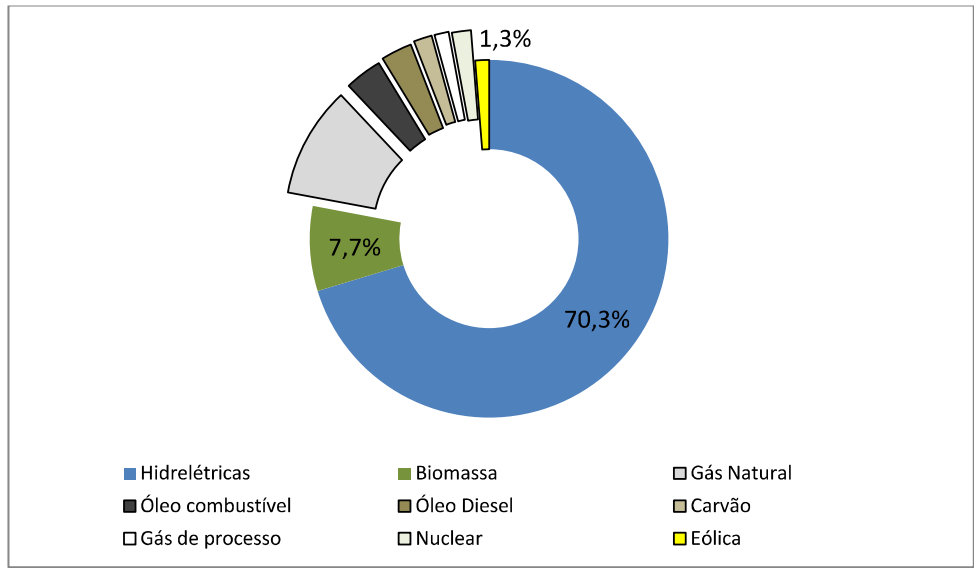


1-2: Capacidade eólica instalada por ano por continente (GWEC, 2012)

O desaquecimento dos tradicionais mercados levou a uma diversificação, possibilitando o surgimento de novos mercados, principalmente na Ásia. Em 2010 a China posicionou-se como líder mundial em capacidade total instalada e, ao final de 2011, mais de um quarto de toda a capacidade eólica instalada no mundo estava presente em territórios chineses (GWEC, 2012). As grandes empresas, buscando diversificar a atuação, voltaram seus investimentos para mercados emergentes, como o Brasil.

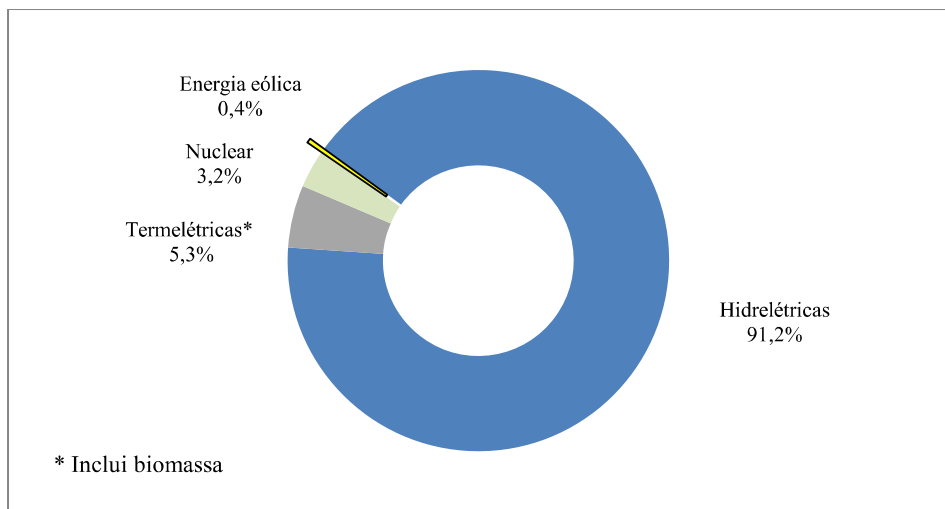
O Brasil foi o país pioneiro na instalação de empreendimentos eólicos na América Latina e na implementação de políticas de incentivo a esta tecnologia no continente. O país teve grande crescimento no volume de projetos eólicos contratados a partir de 2009, e se tornou o mercado mais atrativo no continente latino-americano. Em 2011, o mercado eólico brasileiro foi considerado o 9º melhor mercado mundial para investimentos.

Os motivos que levaram o Brasil a investir em fontes alternativas, especialmente em energia eólica, são diferentes dos citados anteriormente, como por exemplo, a diminuição das emissões de GEE. Isso se deve ao Brasil possuir uma das matrizes energéticas mais renováveis no mundo. No início do segundo trimestre de 2012, a capacidade de geração de energia a partir de fontes renováveis correspondia a 79,3% conforme mostra a Figura(1-3).



1-3: Matriz energética brasileira em 2012 (Simas, 2012)

No entanto, a oferta de energia é prioritariamente hidrelétrica, sendo as demais tecnologias de geração geralmente utilizadas para complementar a geração em períodos de maior carga e de menor nível dos reservatórios. Em 2011 as usinas hidrelétricas contabilizaram mais de 90% da geração de eletricidade no país, como mostra a figura 4, além da importação de eletricidade de Itaipu ou de países vizinhos. No Brasil, o incentivo às energias renováveis relaciona-se com a busca pela diversificação da matriz energética, segurança no fornecimento de energia, diminuição dos impactos ambientais da expansão de grandes hidrelétricas e incentivo ao desenvolvimento de tecnologias.



1-4: Geração de energia elétrica em 2011 no Brasil, (Simas, 2012)

Como a principal fonte da matriz energética brasileira são as hidroelétricas, nossa rede é principalmente composta por geradores síncronos. Com a expansão da geração eólica, que possuem características mecânicas e elétricas particulares, e a possibilidade de interligações entre unidade geradoras, surge a necessidade de análise e estudos de diferentes aspectos, por exemplo: planejamento da operação, planejamento da expansão, estudos de carga, cálculo de curto circuitos, proteção de sistemas e estudos de estabilidade.

1.3 O AEROGERADOR

O aerogerador ou turbina eólica, como também pode ser tratado nesse trabalho, é uma máquina que converte a energia do vento em eletricidade. A força do vento é utilizada para produzir um torque positivo em um eixo rotativo, a energia mecânica do eixo é transformada em energia elétrica por um gerador. As equações, estudadas em (Heier, 1998), que descrevem a energia captada dos ventos e a conversão em energia mecânica nas turbinas, são:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1.1)$$

Onde,

E = Energia Cinética (J)

m = massa de ar (kg)

v = velocidade do vento (m/s)

$$P_d = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (1.2)$$

P_d = Potência eólica disponível (W)

ρ = densidade do ar (kg/m³)

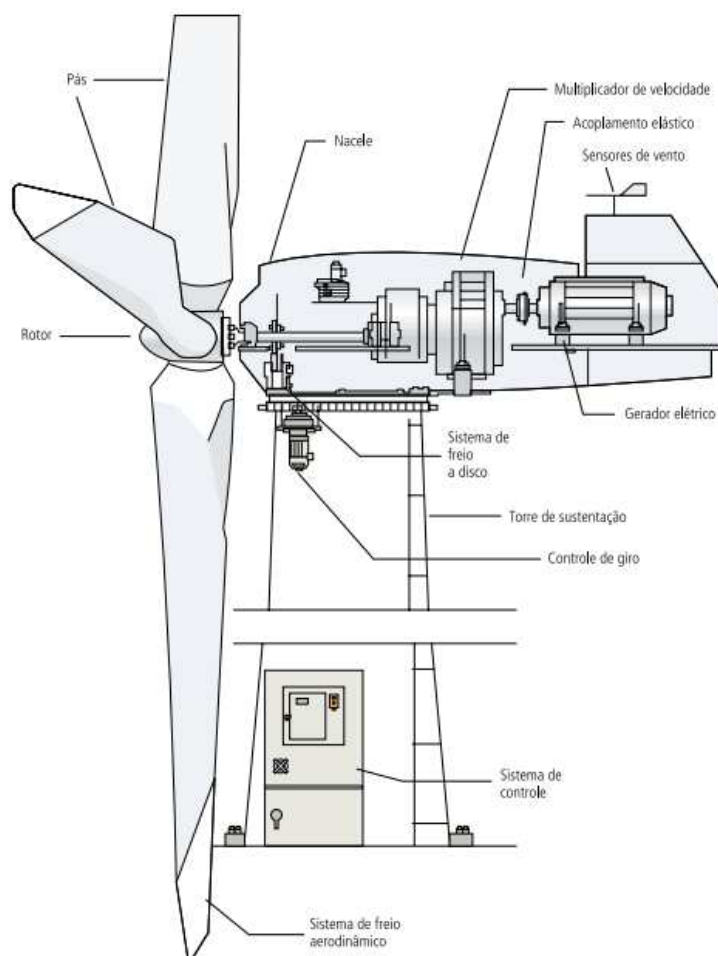
A = Área do rotor da turbina (m²)

Seja, C_p (rendimento aerodinâmico) o coeficiente de potência, que indica a fração da potência eólica disponível P_d convertida em potência mecânica no eixo do rotor. Tem-se:

$$P_a = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1.3)$$

Onde P_a é a Potência eólica aproveitável, que como podemos ver depende das características aerodinâmicas da turbina. Atualmente existem várias configurações de aerogeradores quanto aos seus principais componentes, como pode ser visto na seção a seguir.

1.3.1 COMPONENTES DO AEROGERADOR



1-5: Componentes do aerogerador típico

A figura (1-5), que pode ser encontrada em (Atlas, 2012), distribuído pela Aneel, mostra um desenho esquemático de um aerogerador moderno, a seguir temos seus principais componentes detalhados.

1.3.1.1 ROTOR

É a parte do sistema que se movimenta, constituído pelas pás e pelo cubo (conecta as pás ao eixo e permite ajuste de ângulo), é também a parte que tem maior importância no custo e no rendimento do sistema.

Estes podem ser classificados segundo vários critérios e o mais importante é o que utiliza a orientação do eixo. Assim, tem-se o rotor de eixo horizontal e eixo vertical.

Os rotores de eixo horizontal são movidos por forças aerodinâmicas chamadas de forças de sustentação e de arrasto. A força de sustentação atua na direção tangencial à trajetória circular descrita por cada ponto superficial da pá e em favor do sentido de rotação desejado para o eixo principal. Já a componente de arrasto atua na direção tangencial ao perfil da pá sendo responsável pelas principais solicitações mecânicas impostas ao equipamento como um todo.

Construtivamente, as pás podem ter as mais variadas formas e as turbinas podem ser de uma, duas ou três pás. As de uma pá apresentam problemas sérios de fadiga na base do rotor devido a sua assimetria, e a potência gerada pelas de duas pás é inferior à obtida com as de três. Por estas características, as turbinas de três pás são normalmente utilizadas.

1.3.1.2 SISTEMA DE TRANSMISSÃO:

O sistema de transmissão, que engloba a caixa multiplicadora, faz o acoplamento mecânico do eixo da turbina ao eixo do gerador, entregando ao gerador toda a potência mecânica disponibilizada pela turbina eólica, a menos de suas perdas, multiplicando a velocidade angular. Esta é composta por eixos, mancais, engrenagens de transmissão e acoplamentos.

A caixa de engrenagens acopla as velocidades ótimas da turbina com as do gerador, as quais se encontram em intervalos diferentes. A velocidade angular dos rotores geralmente varia na faixa de 20 a 150 rpm, devido às restrições de velocidade na ponta da pá. Entretanto, os geradores trabalham a rotações muito mais elevadas (em geral, entre 1200 a 1800 rpm), tornando necessária a instalação de um sistema de multiplicação entre os eixos.

Existe também a possibilidade de turbina sem caixa multiplicadora, com acoplamento direto entre o eixo da turbina e o do gerador. A Figura (1-6) mostra uma turbina com acoplamento direto e outra com caixa multiplicadora.



1-6: Turbina com caixa multiplicado á esquerda e sem caixa multiplicadora á direita

1.3.1.3 NACELE E SISTEMA DE POSICIONAMENTO

A nacele é a parte do aerogerador com aspecto aerodinâmico que apresenta formatos diferenciados conforme o fabricante. Instalada diretamente sobre a torre, ela abrigar todos os equipamentos necessários para a conversão eólico-elétrica de energia e minimiza a sombra eólica provocada pelo aerogerador, de maneira a melhorar a eficiência tanto da própria turbina quanto das vizinhas, permitindo a instalação mais próximo possível entre os aerogeradores.

Para uma captação de energia mais eficaz, o eixo da turbina deve sempre estar alinhado com a direção do vento, logo a conexão entre a torre e a nacele deve permitir sua rotação em torno do eixo longitudinal da torre e o sistema de controle deve, continuamente, detectar a direção do vento e corrigir a posição da nacele.

1.3.1.4 GERADOR

A escolha dos geradores a serem integrados aos sistemas de conversão eólica constitui-se em um problema tecnológico que depende do esquema adotado (velocidade fixa ou variável), envolvendo os seguintes aspectos relacionados à energia primária e à rede elétrica na qual o sistema eólico é inserido:

- Comportamento característico da velocidade do vento e conseqüentemente do torque mecânico de entrada na turbina no local onde se pretende implementar o sistema eólico, uma vez que alterações da energia eólica captada induzem variações da potência mecânica disponível no eixo do rotor do gerador;

- Exigência de frequência e tensão constantes na energia elétrica final produzida;

- Rede elétrica fraca, com limitações na transmissão da potência elétrica, ou sistema forte com reservas de potência reativa;

- Facilidade de instalação, operação e manutenção do gerador em situações de isolamento geográfico, sobretudo em casos de pequena escala de produção em redes elétricas isoladas.

Neste contexto, é importante destacar quatro tipos de geradores os quais são: as máquinas de indução de rotor em gaiola; os geradores assíncronos duplamente excitados; as máquinas síncronas a ímã permanente; e finalmente os geradores síncronos de

1.3.1.5 TORRE DE SUSTENTAÇÃO

A torre sustenta a nacele bem como os esforços repetitivos e vibrações. Pode ter uma altura de 120m, a fundação deve ser resistente o suficiente para resistir a uma pressão de toneladas, causadas pelo peso dos outros componentes e pela força do vento

1.4 VANTAGENS E DESVANTAGENS DA GERAÇÃO EÓLICA

Além de todos os incentivos, já citados, que favoreceram o crescimento da energia eólica nos últimos tempos, suas vantagens, e poucas desvantagens em relação a outras fontes energéticas também favorecem os maiores investimentos nessa fonte de energia, conforme mostra a lista abaixo:

Vantagens:

- Tempo reduzido de construção do parque eólico em relação a outros meios de geração, como hidrelétrica.
- Construção modular, de fácil expansão.
- Não emissão de gases de efeito estufa.
- Independência da variação dos preços de combustíveis.
- Possibilidade de uso do terreno para outros fins (por exemplo, agricultura e pecuária).
- Regime de vento complementar ao regime hidrológico, possibilitando armazenamento de água durante período de poucas chuvas (por exemplo, vazão do Rio São Francisco e o vento típico do litoral da Região Nordeste).
- Criação de novos empregos especializados (na Alemanha, o mercado criado em torno da energia eólica já emprega mais pessoas do que o da indústria automobilística).
- Facilidade de aplicação em sistemas híbridos (por exemplo, uma planta de geração solar-eólica).

Desvantagens:

- Poluição visual.
- Instalação em rotas de pássaros.
- Cintilação luminosa (luz do sol através das pás em movimento).
- Ruído audível durante rotação das pás.
- Alto custo inicial.
- Deformação da forma de onda da tensão, quando do uso de conversores.
- Velocidade dos ventos com intensidades variáveis e intermitentes.

- Dificil previsibilidade da velocidade do vento.

2 TIPOS DE AEROGERADORES

Com o intuito de orientar estudos e projetos, as principais topologias de turbinas eólicas foram classificadas seguindo determinados critérios. Esse trabalho se baseia na classificação apresentada em (Ackermann, 2005) que avalia o critério velocidade e controle mecânico de potência para separar as turbinas em grupos.

Segundo o critério de velocidade:

Velocidade fixa:

Turbinas de velocidade fixa são equipadas com gerador de indução com rotor bobinado ou em gaiola de esquilo diretamente conectadas a rede, com *soft-starter* e banco de capacitores para compensação de reativos. Operam com máxima eficiência em velocidade de vento única. Como vantagem são simples, robustas e confiáveis, porém o alto consumo da potência reativa e a conversão direta de flutuações no vento em flutuações de torque e potência são uma desvantagem.

Velocidade variável:

Turbinas de velocidade variável são projetadas para terem eficiência máxima em uma faixa de velocidades do vento. Equipadas com gerador de indução ou síncrono, são conectadas a rede por um conversor de potência que controla a velocidade do gerador, fazendo com que flutuações na velocidade do vento sejam absorvidas pela inércia do rotor. Como vantagem as turbinas de velocidade variável capturam maior quantidade de energia do vento e sofrem menos estresse mecânico, porém além de causar perdas, os equipamentos eletrônicos também representam um aumento no custo do equipamento.

Segundo o critério de controle mecânico de potência:

Controle Stall:

As pás são encaixadas ao rotor em um ângulo fixo, o rotor da turbina é projetado para perder potência quando a velocidade do vento excede um limite, limitando a potência aerodinâmica nas pás.

Controle de Pitch:

Usado no rotor da turbina, ele gira as pás em torno do eixo. Com alterações na velocidade do vento os ângulos das pás são rapidamente alterados, de forma a ter o melhor aproveitamento da energia do vento maximizado a geração de energia ou protegendo a turbina. Este controle tipicamente utiliza-se de mecanismos hidráulicos ou eletromecânicos, a exemplo de servomotores, que atuam na variação do ângulo das pás.

Controle ativo Stall:

O controle ativo Stall é um aproveitamento do melhor dos dois controles anteriores. Em baixas velocidades do vento o controle de pitch é usado para posicionar as pás de forma a ter melhor aproveitamento da energia, como no funcionamento convencional. Em altas velocidades do vento o controle de pitch faz com que as pás tenha a mesma configuração que teriam no controle stall convencional, fazendo com que o vento se torne turbulento, reduzindo a potência extraída.

Na Tabela 2-1 a seguir, extraída de (Ackermann, 2005) temos uma classificação das turbinas mais usadas hoje em dia. São usadas como critério as características das turbinas descritas anteriormente, que são a capacidade de controlar a velocidade e o tipo de controle de potência empregado.

Controle de Velocidade		Controle de Potência		
		Stall	Pitch	Stall ativo
Velocidade Fixa	Tipo A	Tipo A0	Tipo A1	Tipo A2
	Tipo B	Tipo B0	Tipo B1	Tipo B2
	Tipo C	Tipo C0	Tipo C1	Tipo C2
Velocidade Variável	Tipo D	Tipo D0	Tipo D1	Tipo D2

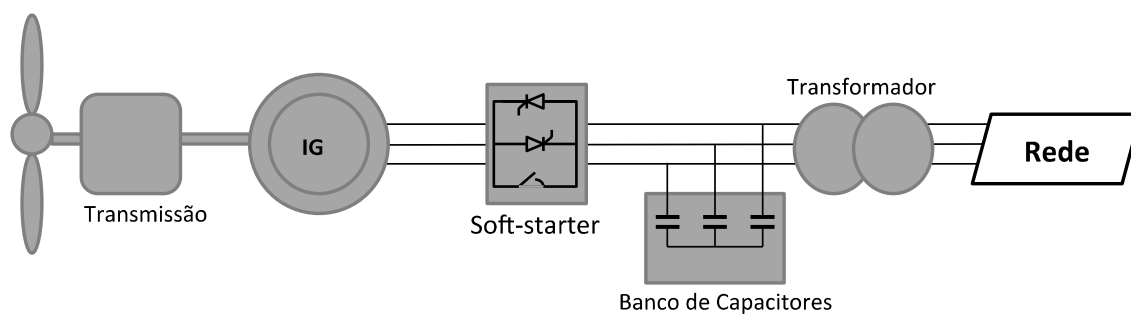
Tabela 2-1

As áreas cinza indicam os tipos de turbinas que não são usados na indústria hoje. Os demais tipos serão descritos na secção a seguir.

2.1 UNIDADE EÓLICA DO TIPO A

As turbinas tipo A ou tipo 1, como descritas por alguns autores como (Camm, et al., 2009) e (Kadam, et al., 2012) são implementadas com gerador de indução com rotor gaiola de esquilo e são diretamente conectadas a rede, usam banco de capacitores e *soft-starter*. A velocidade da turbina é aproximadamente fixa, controlada pela frequência da rede. O Gerador de indução absorve potência reativa da rede e gera potência ativa quando o eixo da turbina gira em uma frequência maior que 60Hz da rede, criando um escorregamento negativo.

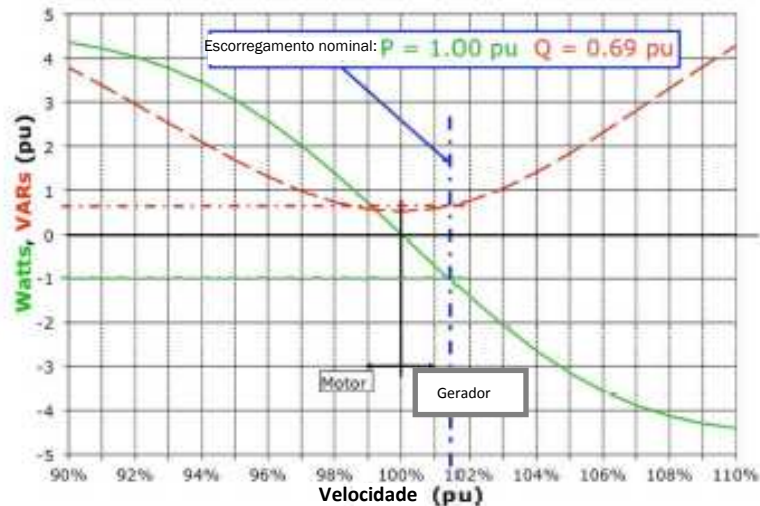
A Figura (2-1) mostra a típica configuração de uma turbina de geração eólica tipo A.



2-1: Configuração típica de unidade eólica do tipo A

O excesso de potência reativa absorvida da rede pode ser amenizado com o uso de capacitores shunt, porém sua desconexão causa sobretensão. O desempenho de turbinas desse tipo deve ser amplamente investigado para garantir a qualidade e confiabilidade da energia entregue.

Na Figura (2-2) extraída de (Camm, et al., 2009) pode-se observar o comportamento da potência ativa e reativa. Quando a máquina opera próximo ao escorregamento nominal, como desvantagem, existe um alto consumo de potência reativa da rede, além dos altos valores de corrente que a máquina pode absorver ao cruzar a linha do escorregamento nominal.



2-2: Variação da potência ativa e da potência reativa no Gerador de Indução Gaiola de Esquilo

O tipo A é subdividido em três versões de acordo com o controle mecânico usado, conforme mostrado na tabela anterior.

Tipo A0-controle stall

Conceito convencional muito usado pela indústria dinamarquesa nos anos de 1980s e 1990s se tornando popular pelo baixo custo, simplicidade e robusteza, porém não pode ter sua potência controlada durante a inicialização.

Tipo A1-controle de pitch

Permite controle de potência durante partida, e parada de emergência. Sua maior desvantagem é que em altas velocidades de vento, qualquer pequena variação no vento resulta em grandes variações na potência de saída. Posicionar as pás compensa variações lentas no vento, mas não funciona para rajadas.

Tipo A2-controle de pitch ativo

Tornou-se popular recentemente. O acoplamento flexível das pás ao hub facilita paradas de emergência e a partida, porém seus mecanismos de controle implicam em um custo elevado.

Em resumo as principais vantagens das turbinas eólicas tipo A são:

- Conexão suave à rede com o uso de “soft-starter”;

- Usam geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo capaz de alterar a quantidades de polos sendo possível obter duas velocidades de rotação;
- É robusto barato e simples;
- Sua operação em velocidade fixa propicia um controle de frequência estável;

As desvantagens são:

- Flutuações na velocidade do vento resultam em flutuações no torque eletromecânico;
- Gerador com possibilidade de alterar o numero de polos não propicia mudança continua na velocidade;
- A caixa de transmissão aumenta os custos;
- A necessidade de obter corrente de excitação dos terminais do estator inviabiliza o controle de tensão da rede;
- É necessário compensação da potência reativa e soft starter para conexão suave à rede;

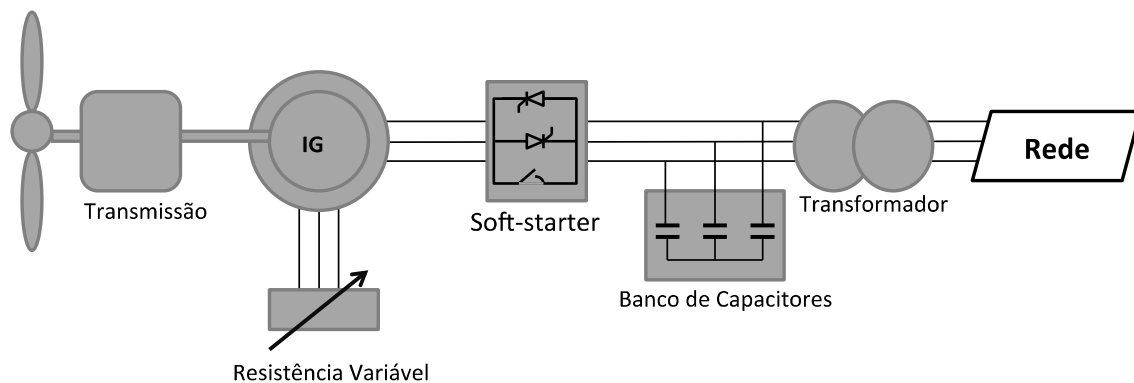
2.2 UNIDADE EÓLICA DO TIPO B:

Essa configuração corresponde a uma turbina com velocidade variável, equipada com gerador de indução com rotor bobinado de resistência variável e controle de *pitch*. O gerador é diretamente conectado à rede, faz uso de banco de capacitores para compensação de reativos, e soft-starter, como no tipo A.

A característica diferencial deste conceito é a resistência variável no rotor, que implica em um modelo de controle associado, permitindo uma maior variação do escorregamento fazendo com que a faixa de velocidade seja 10% maior que o tipo A.

Anéis e escovas são utilizados em determinados geradores para variar as resistências rotórica, essa tecnologia implica uma manutenção dispendiosa. O fabricante de aerogeradores *Vestas Wind Systems* utiliza a tecnologia *OptiSlip*, que permite a variação do escorregamento utilizando um sistema de controle eletrônico que se comunica por fibra óptica. Devido ao acoplamento ótico existente, é possível variar a resistência sem a necessidade de escovas e anéis coletores e a potência de saída pode ser controlada de forma mais eficaz.

Configuração típica para o tipo B.



2-3: Unidade eólica do tipo B

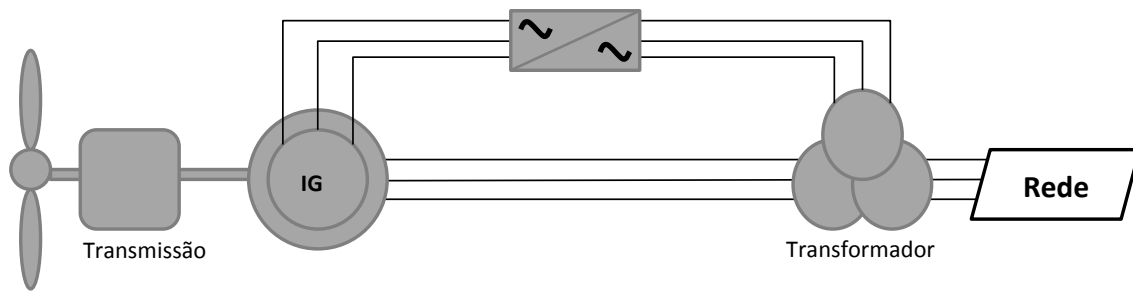
2.3 UNIDADE EÓLICA DO TIPO C:

Conhecido como Gerador de Indução Duplamente Alimentado, essa configuração é uma evolução das turbinas tipo B. É composta por um gerador de indução com rotor bobinado e excitação AC com frequência variável no circuito do rotor. Esta configuração usa controle de *Pitch*.

Projetadas para ter maior aproveitamento aerodinâmico em uma ampla faixa de velocidades do vento, adapta a velocidade angular do gerador da turbina as velocidades do vento, mantendo o coeficiente de potência em um valor máximo.

A maior vantagem do tipo C é a possibilidade de controlar independentemente a frequência angular do gerador, já que o mesmo não está conectado diretamente à rede elétrica, tornando possível separar as frequências provenientes de oscilações do vento das provenientes da rede elétrica, o que contribui para um menor estresse mecânico e ajuda no controle da qualidade de energia entregue ao sistema.

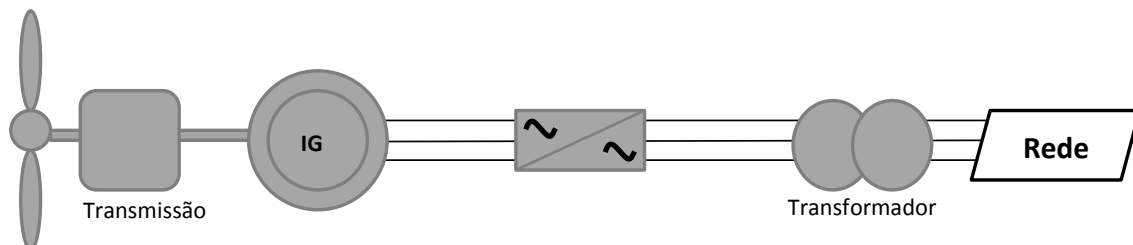
Configuração típica para unidade eólica do tipo C:



2-4: Unidade eólica do tipo C

2.4 UNIDADE EÓLICA DO TIPO D:

Unidades eólicas do tipo D ou tipo 4, FCWT, Full Converter Wind Turbines, têm o gerador elétrico conectado a rede por meio de um conversor de frequência que realiza a compensação de reativos e uma conexão suave ao sistema elétrico. Podem utilizar como gerador elétrico três modelos distintos: o gerador síncrono de rotor bobinado, o gerador de indução de rotor bobinado e o gerador síncrono a ímã permanente. Existem também configurações em que o sistema não tem caixa de transmissão, nesse caso são usados geradores de grade diâmetro com multipolos.



2-5: Unidade eólica do tipo D

2.5 ESCOLHA DA UNIDADE EÓLICA

Dentre todas as unidades estudadas anteriormente, a tipo A é a mais simples, robusta e mais utilizada nos parques eólicos, portanto, como se trata de um estudo inicial da dinâmica de aerogeradores conectados à rede, esta unidade foi escolhida como objeto de análise.

O controle mecânico escolhido foi o Controle de Pitch, pois é a única opção elegível no software que será usado para realizar as simulações.

Com o estudo desta unidade eólica adquiriremos conhecimento inicial para o entendimento da dinâmica de aerogeradores capaz de embasar estudos futuros sobre geração eólica.

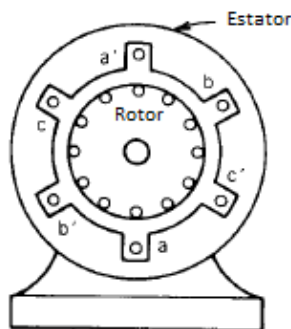
3 GERADOR DE INDUÇÃO EM REGIME PERMANENTE

3.1 ASPECTOS CONSTRUTIVOS DO GERADOR DE INDUÇÃO:

O gerador de indução é composto pela parte estática, o estator, e pela parte móvel, o rotor, conforme a Figura (3-1). O estator é composto por chapas de aço laminado de alta qualidade com enrolamento trifásico colocados em ranhuras na superfície interior do estator. O rotor é composto por material ferromagnético com ranhuras em sua superfície exterior. O enrolamento do rotor pode ser de dois tipos, *gaiola de esquilo ou bobinado*.

O enrolamento em gaiola de esquilo é composto por barras de alumínio ou de cobre montadas nas ranhuras do rotor e com suas pontas curto circuitadas nas duas extremidades por alumínio ou anéis de cobre.

O enrolamento do rotor bobinado tem o mesmo formato do enrolamento do estator. Os terminais do enrolamento são conectados em três anéis, e escova são usadas em sua conexão. Os terminais do rotor podem ser conectados em circuitos externos, na verdade uma resistência trifásica pode ser conectada nesses terminais com o propósito de controle de velocidade, veremos uso dessa aplicação no próximo capítulo.



3-1: Representação do gerador de indução

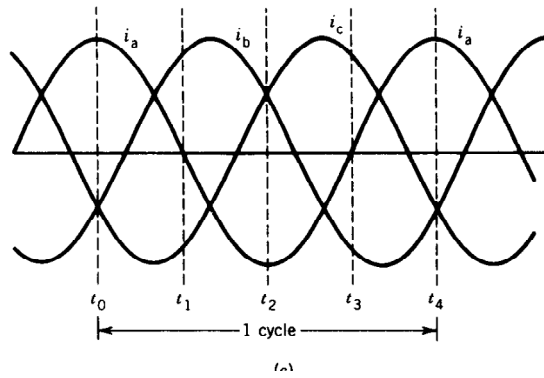
As máquinas de indução com rotor em gaiola de esquilo são mais simples, econômicas e robustas que as máquinas de indução com rotor bobinado, porém estas têm enrolamentos distribuídos, fazendo melhor proveito do ferro e do cobre, melhorando a forma de onda da força magneto motriz e suavizando oscilações do torque. As propriedades do enrolamento distribuído são discutidas em (P.C.Sen, 1997). O enrolamento trifásico do estator que na prática também deveria ser um enrolamento distribuído é representado na Figura (3-1) concentrado em bobinas para efeito de simplicidade. Os eixos dessas bobinas são defasados em 120° mecânicos??. A bobina aa' representa todo o enrolamento distribuído atribuído ao enrolamento da fase a para um par de polos. Similarmente para as bobinas bb' e cc'.

3.2CAMPO GIRANTE

O campo girante é um campo magnético de módulo constante, que gira dentro do estator do gerador. Isto é conseguido pelo fato de termos três enrolamentos dispostos no estator defasados de 120° mecânicos, conforme já visto na Figura (3-1).

Quando um enrolamento monofásico é percorrido por uma corrente alternada, cria-se ao redor deste um campo magnético alternado fixo, cuja intensidade varia proporcionalmente à corrente. Como sua orientação norte-sul não é sempre a mesma, diz-se que o campo magnético criado é pulsante. Porém, quando os três enrolamentos defasados de 120° no espaço são percorridos por correntes defasadas de 120° no tempo, o campo magnético criado é girante, ou seja, sua orientação norte-sul gira continuamente e sua intensidade é constante. Este campo magnético girante se forma em cada instante, devido à combinação de cada um dos campos magnéticos criados por cada enrolamento monofásico.

Para “enxergar” o campo magnético girante podemos considerar a amplitude e a direção da força magneto motriz nos vários instantes representados na Figura (3-2), veremos a seguir que essa força é proporcional a corrente que percorre cada fase do enrolamento, sendo as correntes:



3-2: Corrente trifásica no enrolamento do estator e marcação de períodos

$$i_a = I_m \cos \omega t \quad (3.1)$$

$$i_b = I_m \cos (\omega t - 120^\circ) \quad (3.2)$$

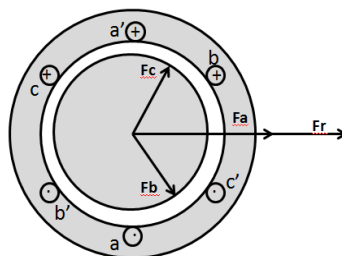
$$i_c = I_m \cos (\omega t + 120^\circ) \quad (3.3)$$

Considerando como força máxima F_a em $t=t_0=0$ conforme pode ser observado na Figura (3-2) , para esse instante temos:

$$i_a = I_m \rightarrow F_a = F_{\text{máx}} \quad (3.4)$$

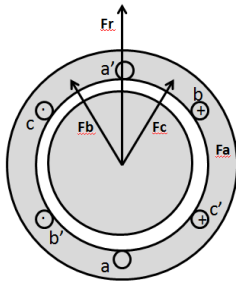
$$i_b = -\frac{I_m}{2} \rightarrow F_b = -\frac{1}{2}F_{\text{máx}} \quad (3.5)$$

$$i_c = -\frac{I_m}{2} \rightarrow F_c = -\frac{1}{2}F_{\text{máx}} \quad (3.6)$$

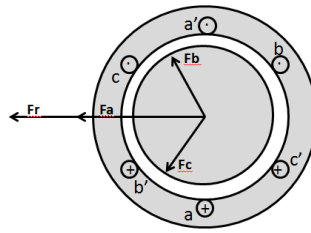


3-3: Força magneto motriz resultante em $t=t_0$

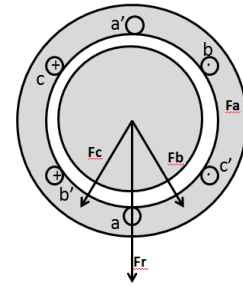
Temos $F_r = 3/2 F_{\text{máx}}$. Seguindo o mesmo raciocínio, temos as representações para os instantes $t=t_1$, $t=t_2$ e $t=t_3$.



3-4: Força magneto motriz resultante em $t=t_1$



3-5: Força magneto motriz resultante em $t=t_2$



3-6: Força magneto motriz resultante em $t=t_3$

Podemos observar que para cada instante a força resultante F_r tem módulo e sentido diferentes. Para um ciclo de corrente a força magneto motriz completou uma volta no estator para a máquina em questão, com dois polos. Para uma máquina de mais polos, a variação em 1 ciclo de corrente fará com que a máquina complete $2/p$ rotações, onde p é o número de polos. O número de rotações por minuto (rpm) é dada pela fórmula 1.19, onde f é a frequência em Hz da corrente no estator,

$$n_s = \frac{120f}{p} \text{rpm} \quad (3.7)$$

e a velocidade angular é:

$$\omega_s = \frac{4\pi f}{p} \text{ rad/s} \quad (3.8)$$

O subscrito “s” nas equações é para indicar que a velocidade se refere ao campo girante, conhecida como velocidade síncrona.

A força magneto motriz também varia de acordo com o numero de polos, e é dada pela equação:

$$F = NI A/\text{polo} \quad (3.9)$$

Onde N é o numero de espiras do estator por polos e I é a corrente rms por fase do estator.

3.3 COMO FUNCIONA A MÁQUINA DE INDUÇÃO

Conectando o rotor da máquina de indução a um motor de velocidade variável que o faz girar na velocidade síncrona, observa-se que o fluxo magnético gerado pelo estator atravessa o enrolamento do rotor, porém, como a velocidade do rotor é síncrona, o fluxo que atravessa as espiras do enrolamento do rotor não é variável, portanto, não surgem correntes nos enrolamentos, e não há campo magnético induzido no rotor (McPherson, 1981).

Desligando o motor de velocidade variável conectado ao rotor e conectando o estator a uma fonte trifásica, o fluxo magnético que atravessa as espiras do rotor passa a ser variável, fazendo com que surjam correntes induzidas nos enrolamentos do rotor, que irá girar na mesma direção do campo magnético girante. Esse modo de operação da máquina assíncrona é conhecido como *motor*, onde a velocidade nominal do rotor é menor que a velocidade síncrona.

Se o motor de velocidade variável passa a girar em uma velocidade maior que a síncrona, no mesmo sentido do campo magnético girante do estator, a máquina de indução irá produzir um torque que se opõe ao movimento do rotor, fazendo com que o fluxo de potência se inverta e a máquina passe a gerar energia, operando no modo *gerador*.

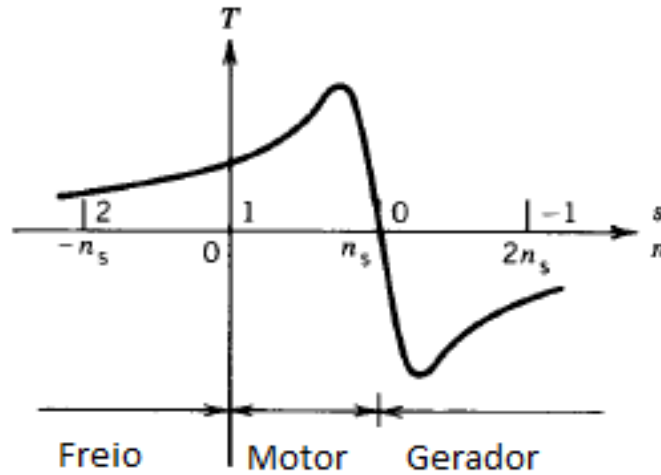
A diferença entre a velocidade do campo girante e a velocidade do rotor é conhecida como escorregamento ou deslizamento das rotações e define-se como:

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (3.10)$$

Onde s é o escorregamento para uma determinada velocidade n do rotor quando a velocidade do campo girante é n_s .

Há ainda o modo de operação freio, onde a máquina de velocidade variável gira na direção oposta ao campo magnético do estator, o torque terá a mesma direção que o campo girante, porém irá se opor ao movimento do rotor, exercendo a função de freio. Esse modo de operação é usado quando uma parada rápida se faz necessária. Caso um motor trabalhando em velocidade nominal tenha a sequência de fase de sua alimentação trocada o campo magnético do estator irá se opor ao movimento do rotor fazendo com que a velocidade deste chegue rapidamente a zero.

A Figura (3-7) que pode ser encontrada em (P.C.Sen, 1997) mostra uma típica curva de torque por velocidade onde pode ser observado modo de operação para cada faixa de velocidade.



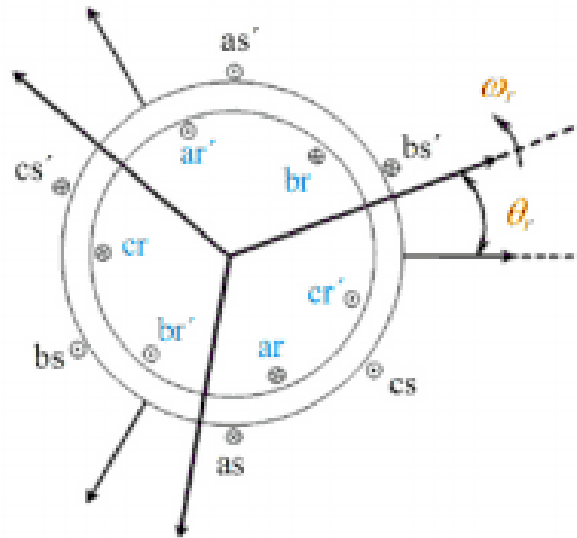
3-7: Modos de operação da máquina de indução.

3.4 MODELO DO GERADOR DE INDUÇÃO EM GAIOLA DE ESQUILO:

A modelagem da máquina de indução trifásica em regime permanente foi apresentada considerando o equivalente monofásico no capítulo 2. No entanto, em regime transitório o equivalente monofásico não é adequado, dado que existem condições de manutenção de enlace de fluxo que obrigam o aparecimento de correntes assimétricas nas três fases, inviabilizando o equivalente monofásico.

3.4.1 MODELO EM COORDENADAS DQ0

A modelagem pode ser feita nas variáveis abc, utilizando indutâncias próprias e mútuas entre enrolamentos de estator e rotor, conforme estudado em (Oliveira, et al., 2012). A Figura (3-8) mostra o arranjo espacial de um gerador simétrico de indução, de dois polos, trifásico ligado em estrela.



3-8: Disposição espacial das bobinas no estator e no rotor de uma máquina de indução trifásica

A Figura (3.7) mostra o circuito equivalente onde cada enrolamento do estator possui N_s número de espiras e uma resistência equivalente igual à r_s . O circuito do rotor é considerado como tendo enrolamentos idênticos, senoidalmente distribuídos, com N_r número de espiras e uma resistência equivalente igual à r_r .

O fluxo de potência da máquina assíncrona operando como gerador tem sentido invertido ao do motor. Dessa forma o fluxo é positivo saindo da máquina, alimentado a rede, de modo que podem ser feitas as seguintes considerações:

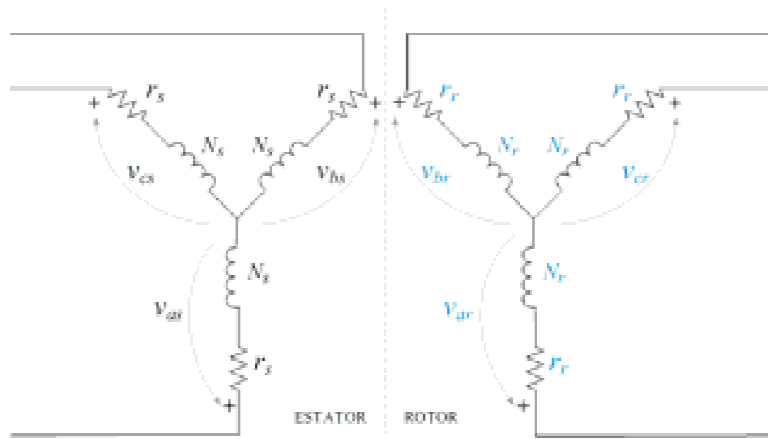
- Fluxo de potência elétrica é positivo quando a máquina atua como gerador.
- Torque mecânico aplicado ao eixo é positivo quando atua no mesmo sentido do campo girante.
- As correntes do estator e do rotor têm sentido positivo quando saem dos terminais da máquina.

As equações de tensão que descrevem o comportamento elétrico do gerador de indução trifásico e simétrico podem ser expressas por:

$$v_{abcs} = r_s i_{abcs} + \frac{d}{dt} \lambda_{abcs} \quad (3.11)$$

$$v_{abcr} = r_r i_{abcr} + \frac{d}{dt} \lambda_{abcr} \quad (3.12)$$

onde V_{abc_s} e V_{abc_r} são os vetores das tensões de fase do estator e do rotor nas coordenadas abc em Volts (V), respectivamente, i_{abc_s} e i_{abc_r} são os vetores das correntes de fase do estator e do rotor nas coordenadas abc em Ampère (A), respectivamente, r_s e r_r são as matrizes diagonais com as resistências próprias dos circuitos do estator e do rotor em Ohm (Ω), respectivamente, λ_{abc_s} e λ_{abc_r} são os vetores dos enlaces de fluxo dos enrolamentos do estator e do rotor em Weber (Wb), respectivamente.



3-9: Circuito equivalente da máquina de indução, dois polos, trifásica conectada em estrela

Conforme varia a posição do rotor em relação ao estator no tempo, as indutâncias mútuas também variam. Porém, se for aplicada nas equações das tensões e enlaces de fluxo uma transformação de variáveis abc para dq0 (com os eixos d e q girando na velocidade síncrona do campo girante), as correntes e tensões se tornarão constantes em regime permanente e terão frequência reduzida durante períodos transitórios, propiciando precisão numérica com passo de integração relativamente grande. As equações (3.1) e (3.2) submetidas á transformação abc para dq0, terão expressões mais simples com coeficientes constante.

$$v_{qd0s} = r_s i_{qd0s} + \omega \lambda_{qds} + \frac{d}{dt} \lambda_{qd0s} \quad (3.13)$$

$$v'_{qd0r} = r'_r i'_{dq0r} + (\omega - \omega_r) \lambda'_{qdr} + \frac{d}{dt} \lambda'_{qd0r} \quad (3.14)$$

$$(\lambda_{dqs})^T = [\lambda_{ds} \quad -\lambda_{qs} \quad 0] \quad (3.15)$$

$$(\lambda'_{dqr})^T = [\lambda'_{dr} \quad -\lambda_{qr} \quad 0] \quad (3.16)$$

Os índices d e q representam as grandezas elétricas do estator e do rotor no sistema de coordenadas dq0 e o símbolo (´) indica que as variáveis do rotor estão referidas ao circuito do estator. A velocidade angular do sistema de coordenadas é dada por ω e a velocidade angular elétrica do rotor é dada por ω_r sendo que ambas as velocidades são dadas em (rad/s). Reescrevendo as equações em sua forma expandida, têm se:

$$v_{qs} = r_s i_{qs} + \omega \lambda_{ds} + \frac{d}{dt} \lambda_{qs} \quad (3.17)$$

$$v_{ds} = r_s i_{ds} - \omega \lambda_{qs} + \frac{d}{dt} \lambda_{ds} \quad (3.18)$$

$$v_{0s} = r_s i_{0s} + \frac{d}{dt} \lambda_{0s} \quad (3.19)$$

$$v'_{qr} = r'_r i'_{qr} + (\omega - \omega_r) \lambda'_{dr} + \frac{d}{dt} \lambda'_{qr} \quad (3.20)$$

$$v'_{dr} = r'_r i'_{dr} - (\omega - \omega_r) \lambda'_{qr} + \frac{d}{dt} \lambda'_{dr} \quad (3.21)$$

$$v'_{0r} = r'_r i'_{0r} + \frac{d}{dt} \lambda'_{0r} \quad (3.22)$$

Onde os enlaces de fluxo são dados por:

$$\lambda_{qs} = L_{ls} i_{qs} + M(i_{qs} + i'_{qr}) \quad (3.23)$$

$$\lambda_{ds} = L_{ls} i_{ds} + M(i_{ds} + i'_{dr}) \quad (3.24)$$

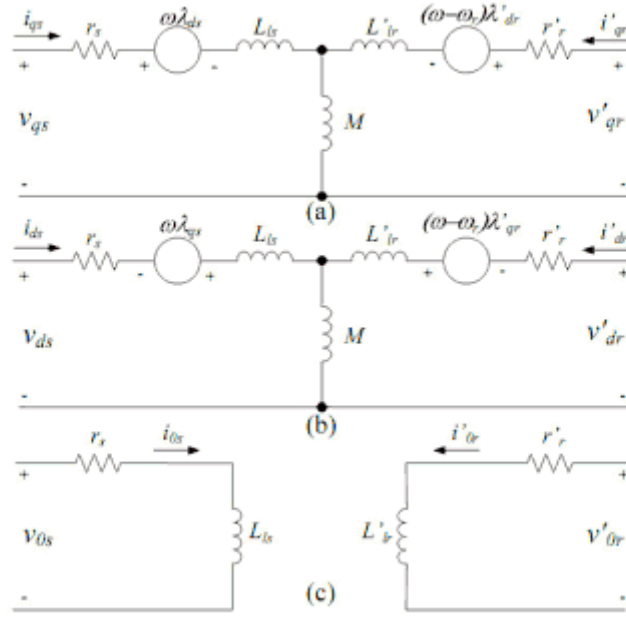
$$\lambda_{0s} = L_{ls} i_{0s} \quad (3.25)$$

$$\lambda'_{qr} = L'_{lr} i'_{qr} + M(i_{qs} + i'_{qr}) \quad (3.26)$$

$$\lambda'_{dr} = L'_{lr} i'_{dr} + M(i_{ds} + i'_{dr}) \quad (3.27)$$

$$\lambda'_{0r} = L'_{lr} i'_{0r} \quad (3.28)$$

O circuito elétrico apresentado é o equivalente nas coordenadas dq0, obtidos a partir das equações anteriores para máquina de indução.



3-10: Circuito elétrico equivalente (Oliveira, et al., 2012)

A potência ativa gerada pela máquina é:

$$P = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} + v'_{dr} i'_{dr} + v'_{qr} i'_{qr}) \quad (3.29)$$

$$P = \frac{3}{2} [r_s (i_{ds}^2 + i_{qs}^2) + r'_r (i'^2_{dr} + i'^2_{qr}) - \omega M i_{ds} i'_{qr} + \omega M i_{qs} i'_{dr} - \omega_m M i_{qs} i'_{dr} + \omega_m M i_{ds} i'_{qr}] \quad (3.30)$$

onde $r_s (i_{ds}^2 + i_{qs}^2)$ é a potência ativa dissipada na resistência do estator, $r'_r (i'^2_{dr} + i'^2_{qr})$ representa a potência ativa dissipada na resistência refletida do rotor e o termo $-\omega M i_{ds} i'_{qr} + \omega M i_{qs} i'_{dr} - \omega_m M i_{qs} i'_{dr} + \omega_m M i_{ds} i'_{qr}$ é a parcela de potência ativa convertida na máquina de indução.

A potência reativa Q é expressa como:

$$Q = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} + v'_{qr} i'_{dr} - v'_{dr} i'_{qr}) \quad (3.31)$$

$$Q = \frac{3}{2} [(\omega L_{ls} + \omega M)(i_{ds}^2 + i_{qs}^2) + (\omega M + \omega_m M)(i_{ds} i'_{dr} + i_{qs} i'_{qr}) + (\omega_m L'_{lr} + \omega_m M)(i'^2_{dr} + i'^2_{qr})] \quad (3.32)$$

onde, $\omega L_{ls}(i_{ds}^2 + i_{qs}^2)$ e $\omega_m L'_{lr}(i'_{dr}{}^2 + i'_{qr}{}^2)$ são as potências reativas na indutância de dispersão do estator e rotor respectivamente, $\omega M(i_{ds}^2 + i_{qs}^2)$ e $\omega_m M(i'_{dr}{}^2 + i'_{qr}{}^2)$ são as potências reativas na indutância de magnetização devido à circulação das correntes de estator e rotor respectivamente, e $(\omega M + \omega_m M)(i_{ds}i'_{dr} + i_{qs}i'_{qr})$ é a potência reativa na indutância de magnetização devido à interação entre as correntes que circulam no estator e rotor.

Os fenômenos mecânicos que ocorrem na máquina também são descrito por essa modelagem, sendo que:

$$T_e = \frac{3}{2} \left(\frac{P}{2} \right) \left(\frac{1}{\omega_b} \right) (\psi_{ds}i_{qs} + \psi_{qs}i_{ds}) \quad (3.33)$$

$$\frac{d}{dt} \omega_m = \frac{1}{J} (T_e - T_m) \quad (3.34)$$

onde, T_e é o conjugado eletromagnético desenvolvido pela máquina em (N.m), T_m é o conjugado mecânico aplicado no eixo do rotor em (N.m); P é o número de polos da máquina de indução; $\omega_m = (\omega - \omega_r)$ é a velocidade mecânica do eixo do rotor em (rad/s) e J é a inércia do rotor em (kg.m²).

3.4.2 MODELO DE TERCEIRA ORDEM

Se ignorarmos a dinâmica das variáveis estatóricas, igualando a zero a derivada dos fluxos nas equações (3.17) a (3.22) teremos o modelo de terceira ordem, descrito pelas seguintes equações:

$$V_{sd} = -R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} \quad (3.35)$$

$$V_{sq} = -R_s i_{sq} - \omega_s \psi_{sd} \quad (3.36)$$

$$V'_{rd} = -R'_r i'_{rd} - s \omega_s \psi'_{rq} + \frac{d\psi'_{rd}}{dt} \quad (3.37)$$

$$V'_{rq} = -R'_r i'_{rq} - s \omega_s \psi'_{rd} + \frac{d\psi'_{rq}}{dt} \quad (3.38)$$

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{2H_g} (T_m - T_e) \quad (3.39)$$

3.4.3 GERADORES DE INDUÇÃO EM GAIOLA DE ESQUILO

O gerador de indução em gaiola de esquilo, que é usado pelo modelo genérico tipo 1 do software PSLF, tem rotor curto circuitado, sendo o sistema balanceado e equilibrado, as tensões rotóricas são nulas, portanto a partir das equações 3.25 a 3.28 tem-se :

$$V_{sd} = -R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} \quad (3.40)$$

$$V_{sq} = -R_s i_{sq} - \omega_s \psi_{sd} \quad (3.41)$$

$$0 = -R'_r i'_{rd} - s\omega_s \psi'_{rq} + \frac{d\psi'_{rd}}{dt} \quad (3.42)$$

$$0 = -R'_r i'_{rq} - s\omega_s \psi'_{rd} + \frac{d\psi'_{rq}}{dt} \quad (3.43)$$

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{2H_g} (T_m - T_e) \quad (3.44)$$

A potência ativa e reativa são dadas pelas equações:

$$P_s = V_{sd} i_{sd} + V_{sq} i_{sq} \quad (3.45)$$

$$Q_s = V_{sq} i_{sd} - V_{sd} i_{sq} \quad (3.46)$$

3.4.4 MODELO DO GERADOR DE INDUÇÃO EM REGIME PERMANENTE

Em regime permanente, todas as derivadas no tempo existentes, no estator e no rotor, em (3.35) a (3.38) irão se anular, resultando em:

$$V_{sd} = -R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} \quad (3.47)$$

$$V_{sq} = -R_s i_{sq} - \omega_s \psi_{sd} \quad (3.48)$$

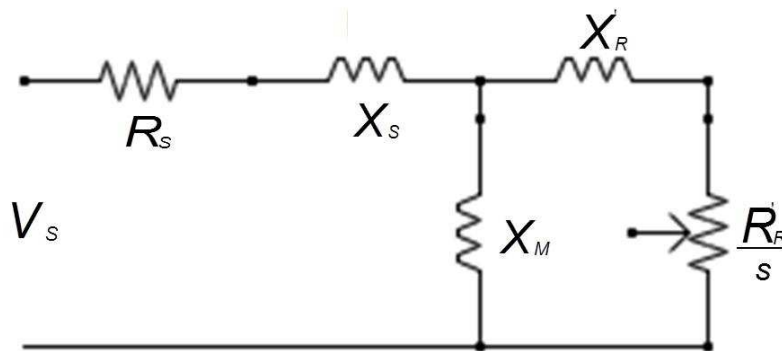
$$V'_{rd} = -R'_r i'_{rd} - s\omega_s \psi'_{rq} \quad (3.49)$$

$$V'_{rq} = -R'_r i'_{rq} - s\omega_s \psi'_{rd} \quad (3.50)$$

Substituindo-se os fluxos pela função da indutância conforme pode ser visto em (Vega, 2005) temos as equações seguintes, cujo o circuito equivalente esta representado na Figura (1-1).

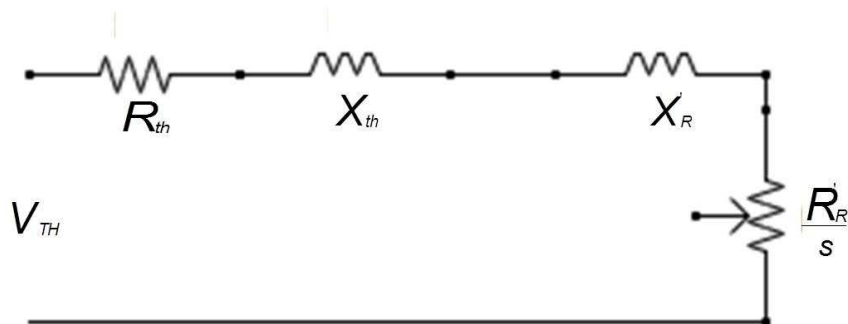
$$V_s = R_s i_s + jX_s i_s + jX_m(i_s + i_r) \quad (3.51)$$

$$0 = V_r = R_r i_r + jsX_r i_r + jsX_m(i_s + i_r) \quad (3.52)$$



3-11: Circuito equivalente da máquina de indução

Para simplificar podemos substituir V_s , R_s , X_s e X_m pelos valores do circuito equivalente de Thévenin V_{th} , R_{th} e X_{th} , como mostra a figura.



3-12: Circuito equivalente de Thévenin

Onde:

$$V_{th} = \frac{X_m}{[R_s^2 + (X_s + X_m)^2]^{\frac{1}{2}}} V_s \quad (3.53)$$

Se $R_s^2 \ll (X_s + X_m)^2$ então,

$$V_{th} = \frac{X_m}{X_s + X_m} V_s = K_{th} V_e \quad (3.54)$$

$$Z_{th} = \frac{jX_m(R_s + jX_s)}{R_e + j(X_s + X_m)} = R_{th} + jX_{th} \quad (3.55)$$

Se $R_s^2 \ll (X_s + X_m)^2$ então,

$$R_{th} = \left(\frac{X_m}{X_s + X_m} \right)^2 R_s \quad (3.56)$$

Considerando o circuito equivalente de Thévenin,

$$T_{mec} = \frac{1}{\omega_s} \frac{V_{th}^2}{\left(R_{th} + \frac{R'_r}{s} \right)^2 + (X_{th} + X'_r)^2} \frac{R'_r}{s} \quad (3.57)$$

Esse circuito permite estudos de aspectos importantes do desempenho de máquinas de indução em regime permanente, tais como variações de corrente, escorregamento, velocidade do rotor e potência elétrica fornecida ao sistema em função do conjugado mecânico aplicado ao seu eixo.

4 SISTEMA TESTE

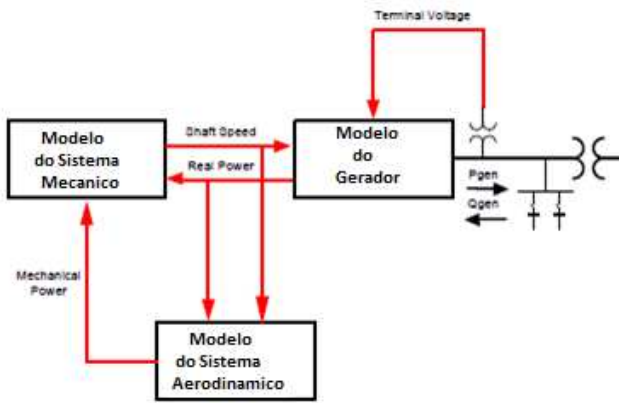
Atualmente na maioria dos países, a geração de energia elétrica por meio de turbinas eólica não é a principal componente da matriz energética. Com tendência de crescimento dessa modalidade de geração, as turbinas eólicas passaram a substituir os tradicionais geradores síncronos aumentando a penetração de energia eólica nos sistemas de potência e alterando o comportamento destes. O impacto dessa penetração na dinâmica dos sistemas de potência deve ser investigado a fim de identificar problemas e propor soluções.

Existem no mercado *softwares* que colaboram na investigação das redes de transmissão de energia elétrica e performance dos equipamentos, como *Positive Sequence Load Flow* (PSLF) da GE. Ele é capaz de realizar análises com grande volume de dados.

Em resposta às necessidades da indústria e ao crescimento de energia eólica na matriz energética mundial, o grupo de estudos de energia eólica *Wind Generation Modeling Group* (WGMG) integrado ao *Western Electricity Coordinating Council* (WECC), desenvolveu e especificou modelos genéricos para as quatro principais topologias de aerogeradores, já apresentadas no Capítulo 3. Esses modelos foram validados e implementados na biblioteca do *software* PSLF, e podem ser usados em diversos tipos de simulações.

4.1 MODELO GENÉRICO TIPO A

O modelo genérico de uma turbina tipo A é composto por três módulos: modelo do gerador, modelo do sistema mecânico e modelo do sistema aerodinâmico. Na figura a seguir pode se observar o diagrama de bloco desse modelo, conforme desenvolvido por (WECC, 2011)

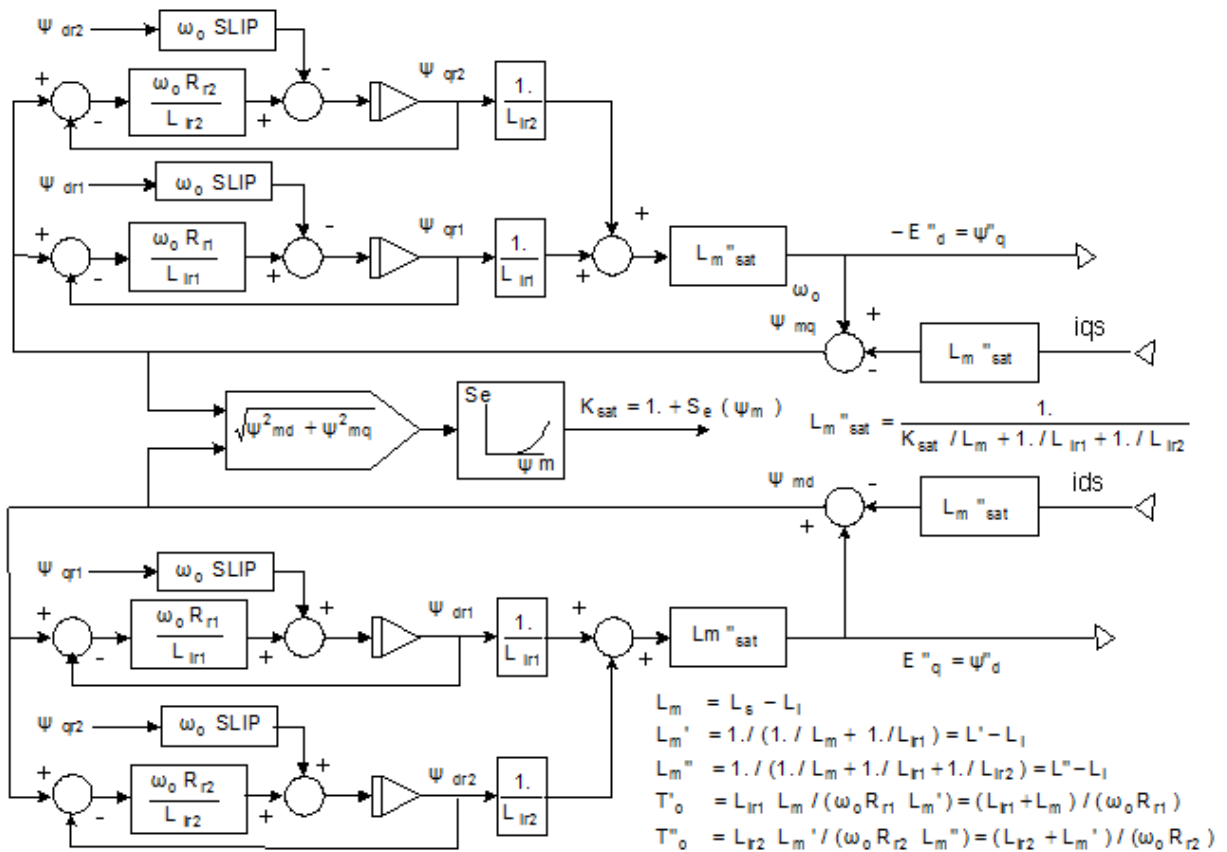


4-1: Diagrama de unidade eólica tipo A

Modelo Gerador:

O modelo do gerador retrata os componentes elétricos de um gerador de indução, as componentes mecânicas são retratadas pelo modelo do sistema mecânico.

Entradas: velocidade oriunda do modelo do sistema aerodinâmica e variáveis de fronteira da rede elétrica.



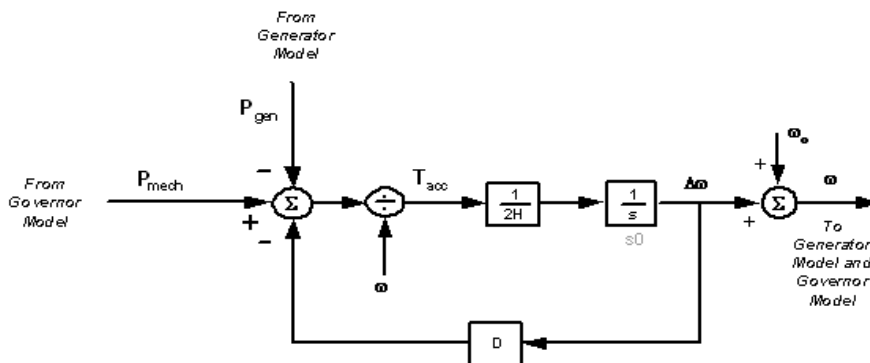
4-2: Diagrama de blocos do gerador

Como saída temos V_t (tensão nos terminais do gerador em p.u.), P_g (potência ativa em MW), Q_g (potência reativa em MVAR), I_t (corrente no terminal do gerador em p.u.) e T_e (torque elétrico em p.u.)

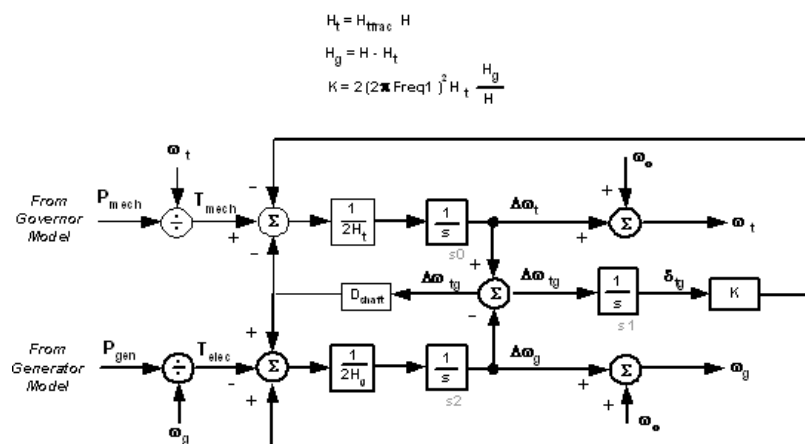
Sistema Mecânico:

O modelo da turbina representa um sistema de duas massas. Ele calcula a velocidade derivada do rotor na parte da máquina e na parte das pás. Alterando a variável de inércia o modelo se transforma em uma representação de uma massa. Na figura que esta disponível no manual do PSLF temos os diagramas de bloco para uma e duas massas.

Entradas: Potencia elétrica do gerador e potencia mecânica.



4-4: Diagrama de blocos do sistema mecânico para modelo de uma massa

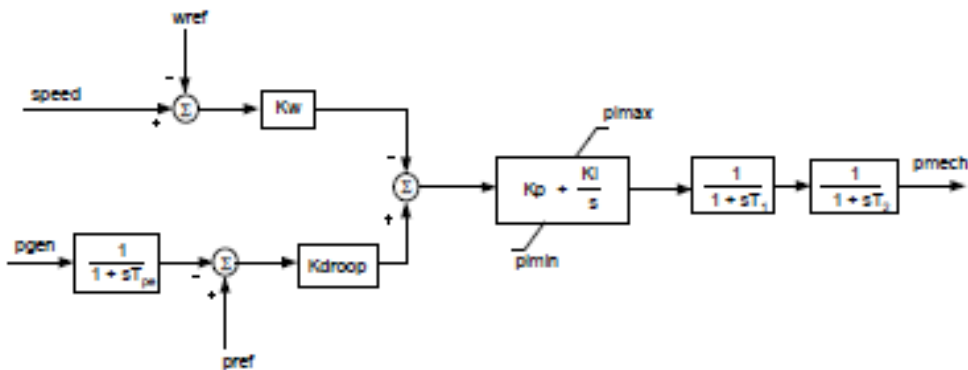


4-3: Diagrama de bloco do sistema mecânico para modelo de duas massas

Como saída temos spd (velocidade do gerador em p.u.) e w_{tur} (velocidade da turbina em p.u. no modelo de duas massas)

3.Sistema aerodinâmico.

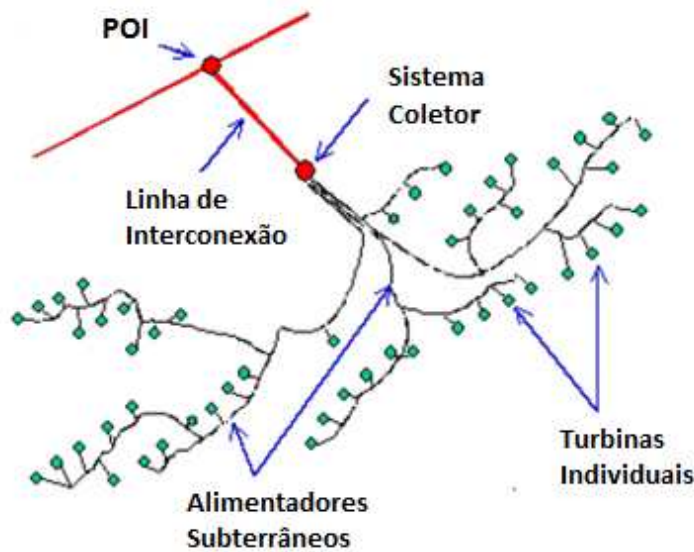
O modelo do sistema aerodinâmico é usado para simplificar e generalizar o aerotorque. No diagrama de blocos da Figura (4-5), podemos observar que as entradas do sistema são: velocidade da turbina e potência elétrica do gerador. A saída é a potência mecânica.



4-5: Diagrama de blocos do sistema aerodinâmico

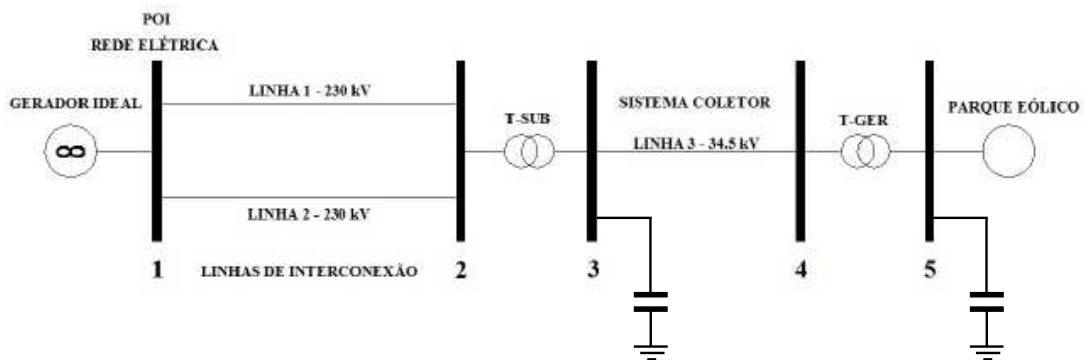
4.2SISTEMA ELÉTRICO

Um parque eólico típico é composto por dezenas ou até centenas de turbinas, essas turbinas são unidas por um sistema coletor, que é ligado ao ponto de conexão à rede elétrica *Point of interconnection* (POI) através de linhas de transmissão. Este trabalho estudou e avaliou um sistema equivalente de um parque eólico típico, conforme ilustra a Figura (4-6):



4-6: Esquema de um parque eólico típico

Com a possibilidade de um número tão grande de turbinas, o sistema coletor de um parque eólico pode ter milhares de linhas. Modelar em detalhe cada turbina individual e o sistema coletor, para o uso em simulações típicas de projetos pode não ser muito prático. Para simplificar, é comum representarmos todas as turbinas de um parque eólico em um pequeno grupo de turbinas, ou mesmo em uma única turbina. Para os estudos realizados nesse trabalho a representação do sistema foi feita com uma única turbina, o sistema elétrico equivalente está representado na Figura (4-7) e pode ser encontrado em (WEEC, 2011).



4-7: Sistema elétrico equivalente

Os geradores eólicos em questão são do tipo A, cada unidade individual tem potência nominal de 1MW, a potência nominal do parque é aproximadamente soma das potências individuais, no caso em estudo 100MW.

Cada parte do esquema do parque eólico, e as formas como estão representadas no sistema, são descrito a seguir:

POI:

É a barra, nó, onde são feitas as medidas no fluxo de potência no parque eólico, por ela se determina a qualidade de energia a demanda e também mede o fator de potência requerido. No caso em questão temos o POI no barramento 1, como é usual para em projetos grandes.

Linhas de interconexão:

São linhas de alta tensão, representadas pelo modelo π usadas para conectar a subestação de transformadores (entre o barramento 2 e 3) até a rede que é representada pelo barramento 1, que também pode servir como nó coletor de outros parques eólicos.

Subestação de transformadores:

Localizado entre o barramento 3 (ponto que coleta toda a energia gerada no parque eólico) e o barramento 2, os transformadores elevam a tensão de 34,5kV para o nível de transmissão, 230kV.

Capacitor:

O banco de capacitores é dimensionado de forma a compensar o consumo de potência reativa do gerador de indução, calculado a partir do fator de potência do mesmo.

Sistema Coletor:

O sistema coletor de um parque eólico é uma complexa rede de alimentadores, porém, por simplificação é representado por uma linha equivalente entre os barramentos 3 e 4. Os parques mais modernos utilizam sistema coletor subterrâneo. A resistência representa as perdas de potência ativa no parque eólico, a reatância representa as perdas de potência reativa, e a capacitância representa a capacitância shunt do parque. Em (WEEC, 2011) podemos encontrar o dimensionamento dos parâmetros da linha de acordo com o tamanho do parque eólico.

Barramento infinito:

A rede é representada por um gerador ideal conectada a POI por uma impedância equivalente. O gerador ideal é representado pelo modelo de um gerador clássico disponível na biblioteca do PSLF, onde a frequência e tensão injetadas podem ser controladas tornando possível a análise do comportamento do sistema frente a vários tipos de perturbações.

Transformador do Gerador:

O transformador do gerador está localizado na base da turbina, ele eleva a tensão de saída da turbina para atingir um nível adequado ao sistema coletor. O transformador equivalente representa dezenas de transformadores e sua impedância pode ser calculada dividindo a impedância de um único transformador pelo total de turbinas.

Para o sistema em estudo, que representa um parque eólico com 100 turbinas de 1MW do tipo A, foram usados os seguintes parâmetros apresentados (WECC, 2011) seguir tabelas, típicos de um parque desta proporção.

Gerador

Tipo	Unidades	Potência	Potência Total
1	100	1 MW	100 MW

Transformador

Transformador	Tensão	Resistência	Reatância
T-GER	0.69 kV – 34.5 kV	0 p.u.	0.05 p.u.
T-SUB	34.5 kV – 230 kV	0 p.u.	0.1 p.u.

Linhas

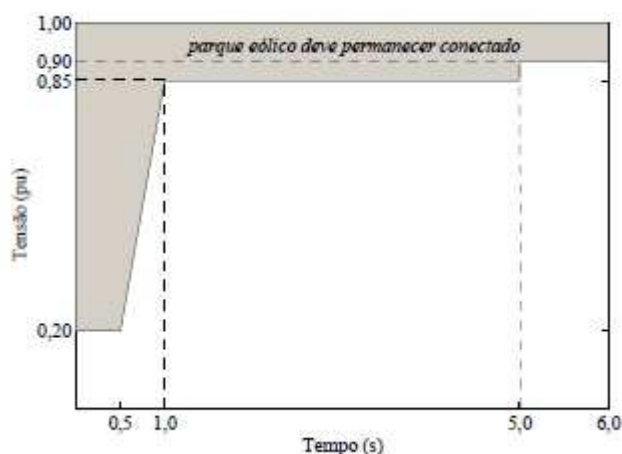
Linha	Resistência	Reatância	Susceptância Shunt
1	0.02 p.u.	0.25 p.u.	0.05 p.u.
2	0.02 p.u.	0.25 p.u.	0.05 p.u.
3	0.015 p.u.	0.025 p.u.	0.01 p.u.

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

5.1 SUPORTABILIDADE

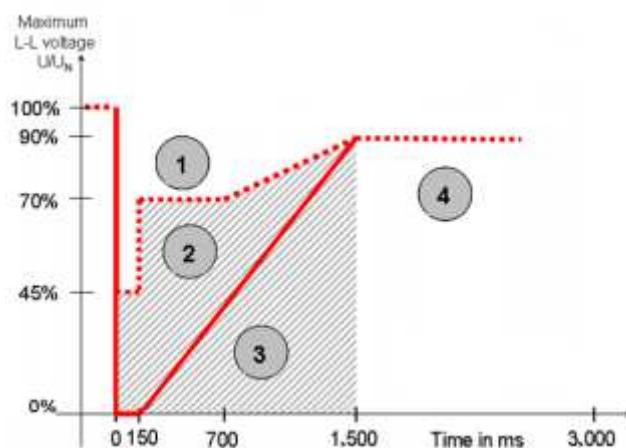
Com aumento da penetração de geração eólica, a suportabilidade à afundamento de tensão se tornou uma exigência básica. Na ocorrência de um de tensão o gerador deve continuar contribuindo com a entrega de potência ativa proporcionalmente ao valor de tensão no POI. Isso significa que os fabricantes de aerogeradores devem garantir que seus equipamentos sejam capazes de suportar todos os estresses elétricos causados pela ocorrência de distúrbios na rede.

No Brasil, por exemplo, o Operador Nacional do Sistema (ONS) determina que caso haja um distúrbio na rede, a central eólica deve permanecer conectada caso a tensão em seus terminais esteja dentro da região hachurada da Figura (5-1), abaixo desse nível estipulado é obrigatório a desconexão.



5-1: Requisito de sustentação de falta. (Submódulo 3.6 - Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão à Rede Básica, 2009)

Existem estudos que propõem alterações na legislação afim de que os parques eólicos permaneçam o maior tempo possível conectados. Na Figura (5-2) temos a proposta apresentada por (Bachmann, et al., 2006) onde são sugeridas revisões com base na legislação alemã a respeito da conexão à rede de grandes parques eólicos.



5-2: Sugestão de relação entre tensão e duração de falta. (Bachmann, et al., 2006)

Enquanto a tensão terminal estiver na área 1 os geradores eólicos de grande porte podem permanecer conectados, na área 2 o gerador pode ser desconectado por 1,5 seg e depois reconectado, com um incremento de potência de até 10% da potência nominal pro segundo. Já a permanência nas áreas 3 e 4 causa grandes impactos portanto devem ser desconectados, a não ser, que na área 3 a tensão seja reestabelecida antes de 1,5 seg, podendo reconectar o gerador.

5.2 TESTES REALIZADOS

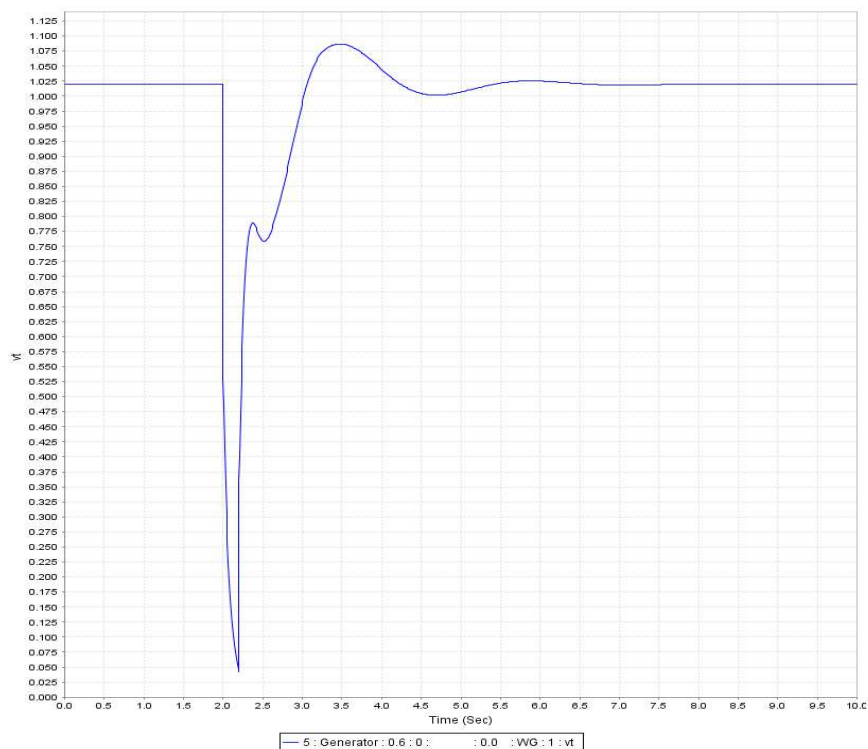
Com o *software* PSLF, que é capaz de simular o comportamento dinâmico do sistema em estudo Figura (4-7), foram realizados testes que mostram a resposta dos aerogerador mediante problemas oriundos da rede elétrica para o modelo genérico tipo A representado por uma e por duas massas.

1. simulação 1: análise do comportamento dos aerogeradores representado por uma massa para curto circuito trifásico sólido na barra 2 para tempos de abertura distintos
2. simulação 2: análise do comportamento dos aerogeradores representado por duas massas para curto circuito trifásico sólido na barra 2 para tempos de abertura distintos
3. simulação 3: Busca do tempo crítico de duração da falta para aerogeradores representados por uma massa.
4. simulação 4: Busca do tempo crítico de duração da falta para aerogeradores representados por duas massas.

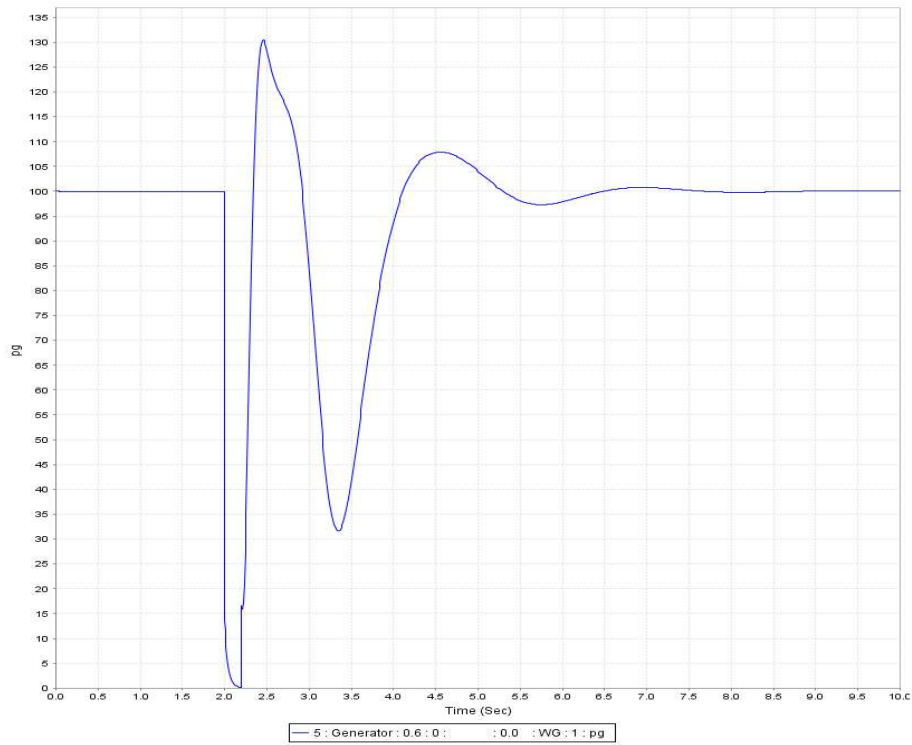
Para cada simulação, analisam-se as saídas dos diagramas de bloco mostradas no capítulo anterior, para os casos com duas massas também é analisado a velocidade da turbina. O objetivo é verificar os mecanismos de instabilidade dos aerogeradores frente aos distúrbios aplicados. Como já mencionado os modelos genéricos disponibilizados pelo software foram desenvolvidos para analisar a resposta dos aerogeradores frente a distúrbios da rede elétrica e não relativos a oscilações no vento, portanto a velocidade do vento é considerada constante.

Simulação 1.a:

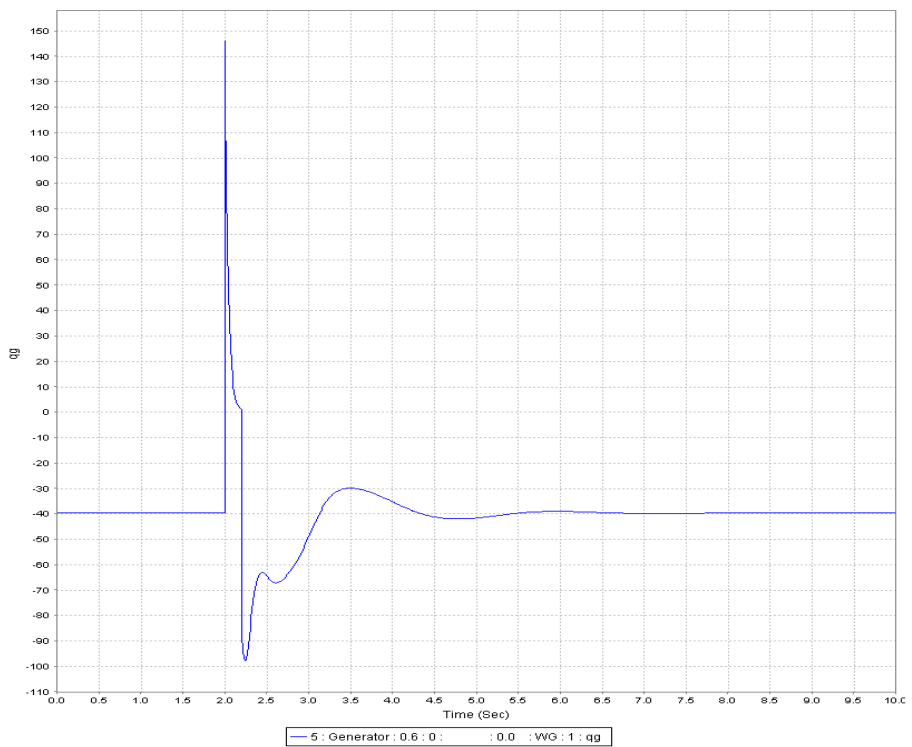
Falta aplicado ao barramento 2 por um período de 200ms com início em $t=2s$, para o aerogerador representado por 1 massa.



5-3: Tensão nos terminais, falta de 200ms, modelo de 1 massa

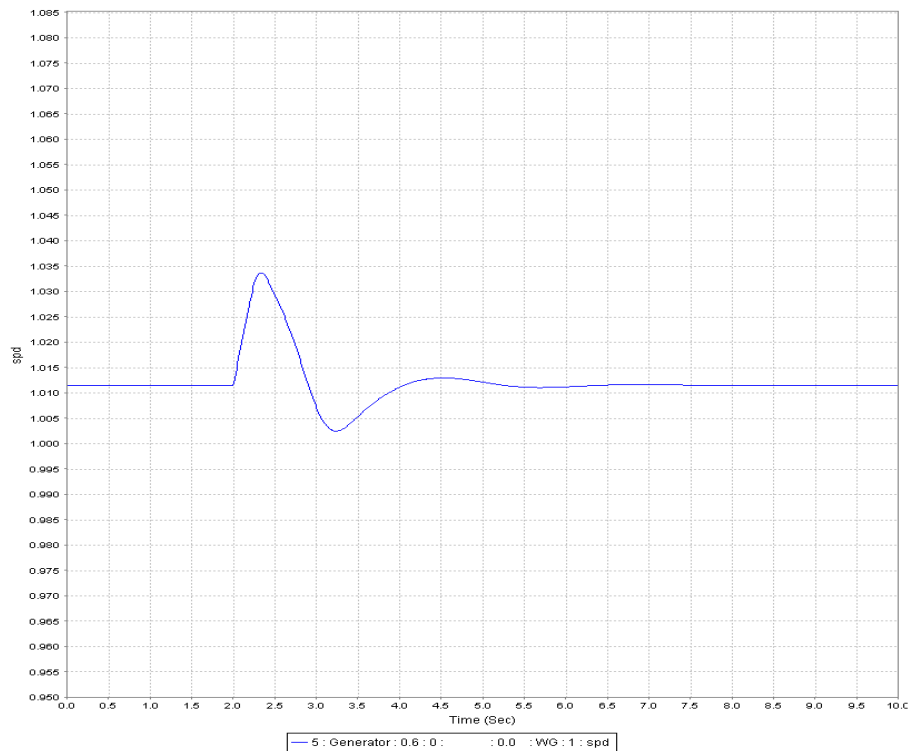


5-4: Potência ativa, falta de 200ms, modelo 1 massa

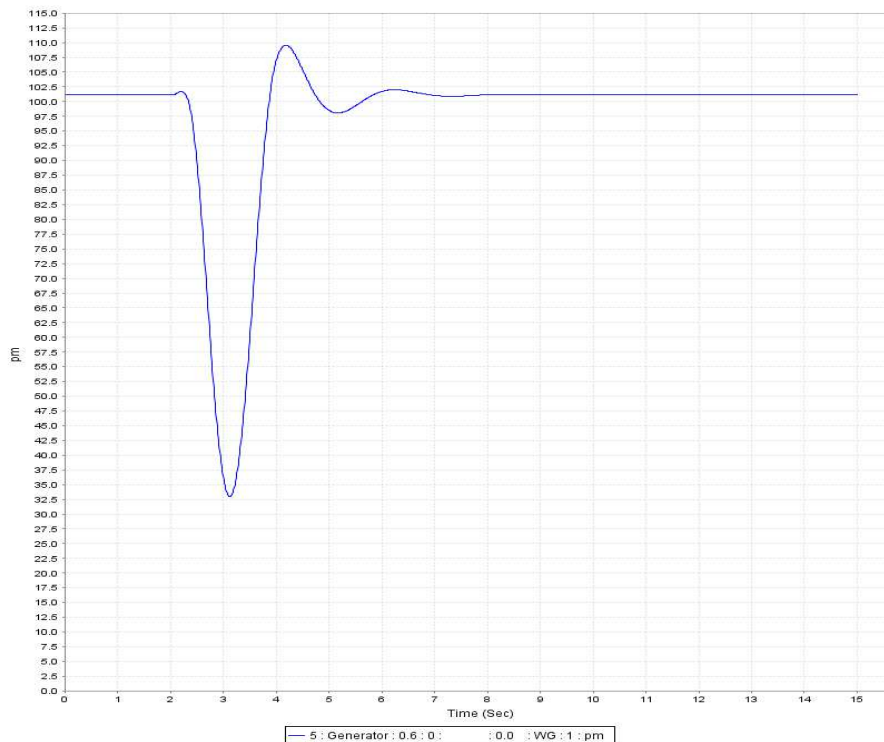


5-5: Potência reativa, falta de 200ms, modelo de 1 massa

No momento da falta, a tensão cai conforme mostra a Figura(5-3), porém o fluxo magnético continua elevado, então o gerador passa a fornecer potência reativa para a rede como mostra a Figura (5-5). Este fluxo decai exponencialmente até o momento em que a falta é eliminada em $t=2,2\text{seg}$. Após a eliminação da falta, o gerador passa a absorver potência reativa da rede, porém como no instante de eliminação da falta o fluxo estava abaixo do nominal, o gerador absorve mais potência reativa do que em absorvia regime.



5-6: Velocidade do rotor, falta de 200ms, modelo de 1 massa



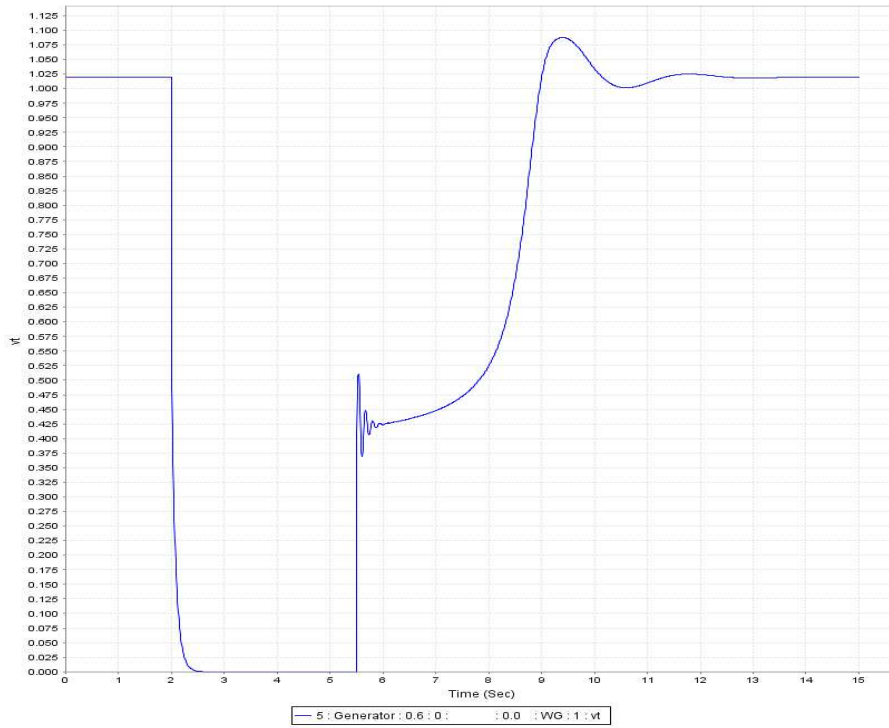
5-7: Potencia mecânica, falta de 200ms, modelo de 1 massa

A queda da potência elétrica provoca a aceleração do rotor, fazendo com que o controle de potência mecânica seja acionado, conforme mostra a Figura (5-7)

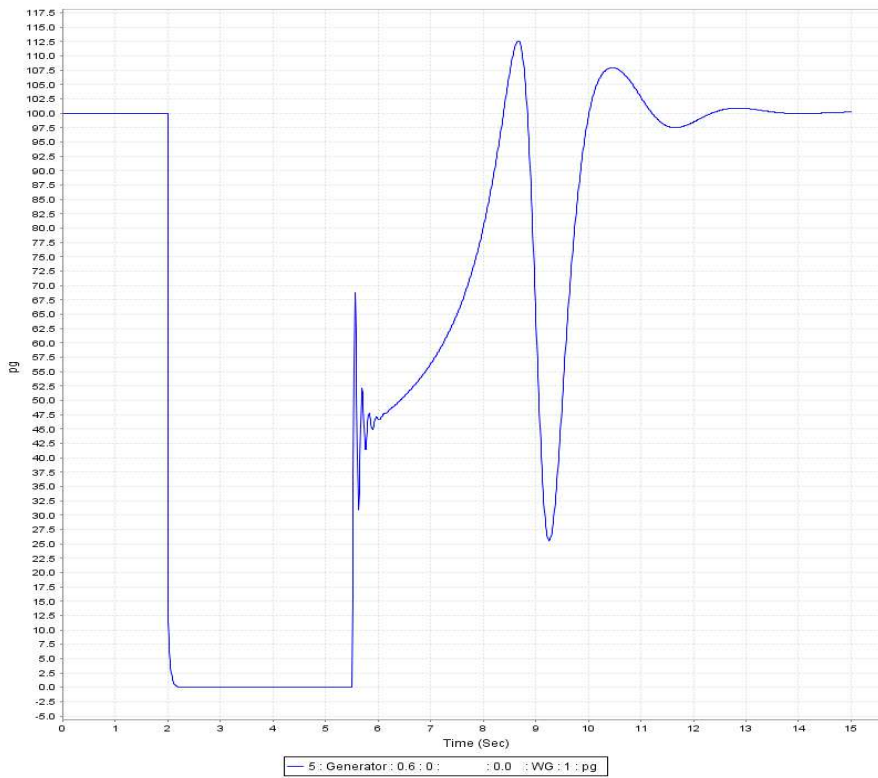
Durante a falta a máquina e o banco de capacitor fornecem reativos para alimentar o curto, com sua eliminação em $t= 2,2$ seg a máquina retoma os seus valores nominais.

Simulação 1.b:

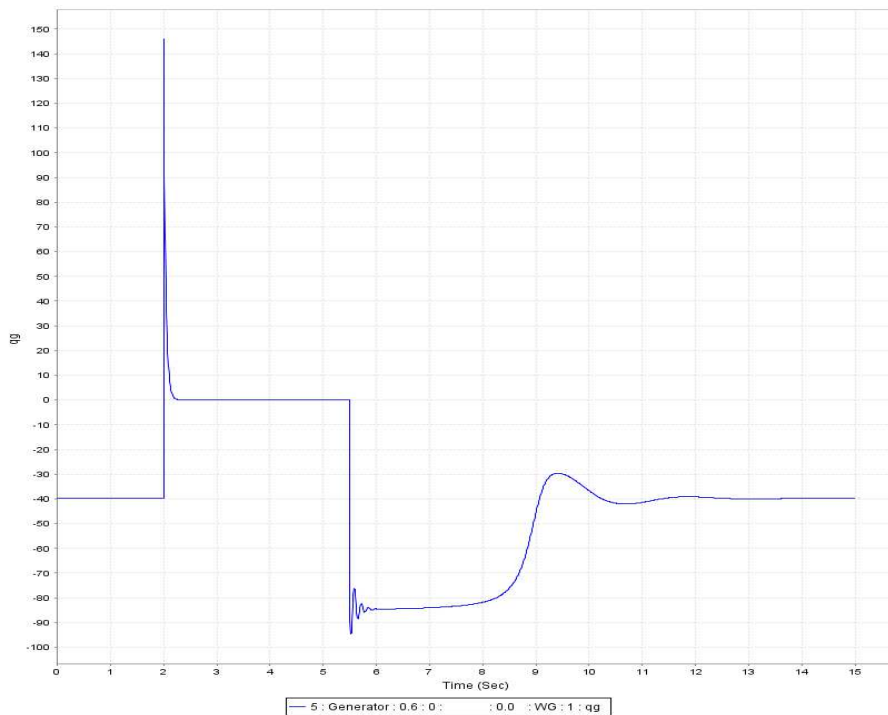
Com o intuito de melhor observar o comportamento do sistema, foi aumentado o tempo da falta aplicado ao barramento 2 para um período de 3,5 seg com início em $t=2$ seg, para o aerogerador representado por 1 massa. Embora este tempo de falta não seja realístico, as simulações evidenciam a dinâmica do gerador e a robustez da estabilidade de frequência.



5-8: Tensão terminal, falta de 3,5seg, 1 massa

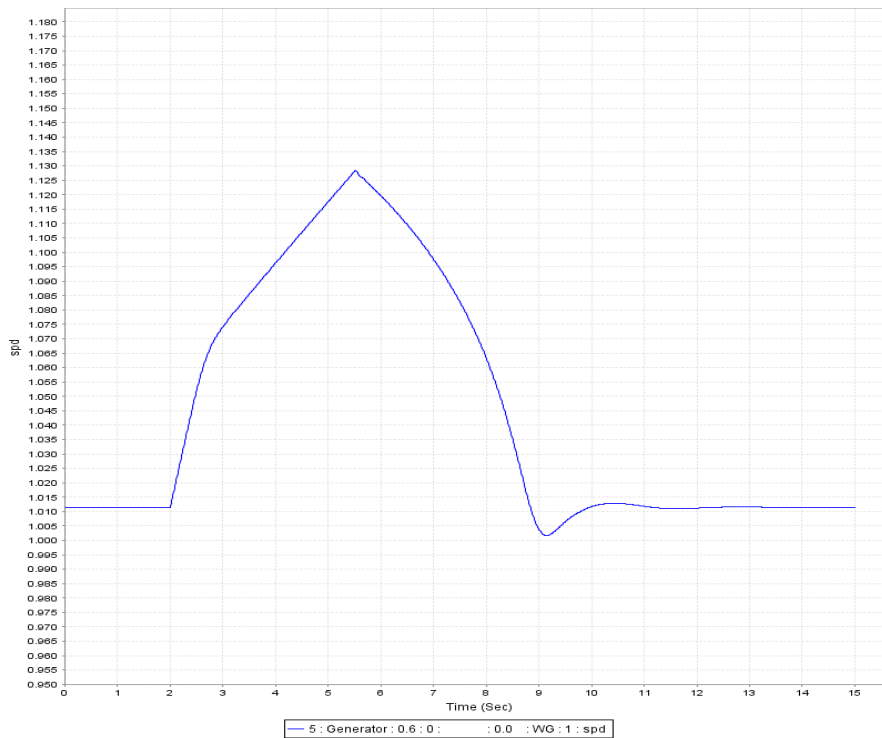


5-9: Potência ativa, falta de 3,5 seg, 1 massa

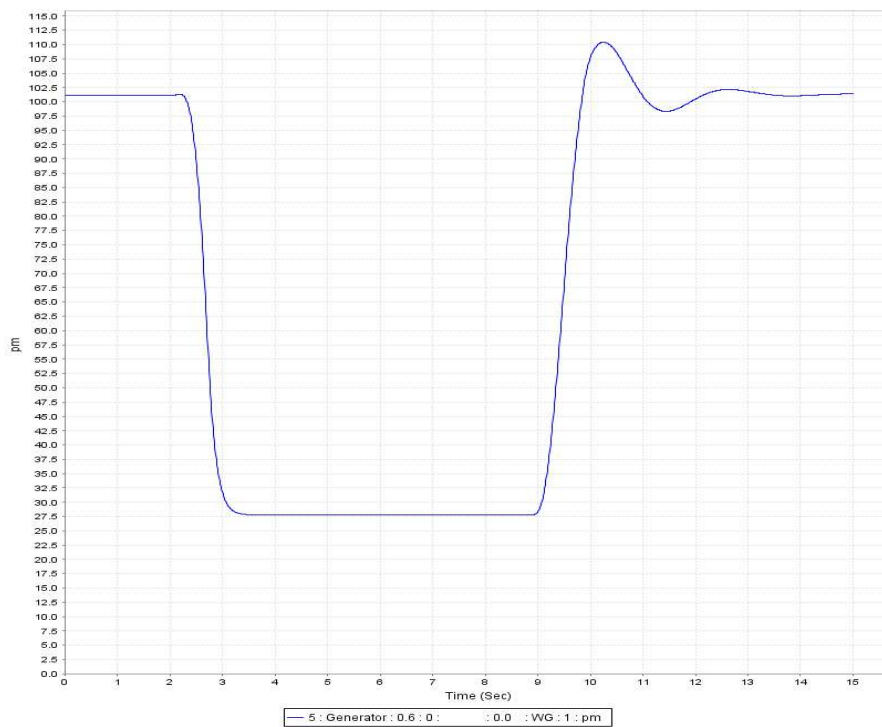


5-10:Potência reativa, falta de 3,5 seg, modelo de 1 massa

Para a falta de 3,5 seg, mostrada na Figura (5-10), podemos observar com maior clareza o comportamento dinâmico da potência reativa. Após o início da falta em $t=2$ seg o fluxo magnético decai até chegar a zero em aproximadamente $t=2,3$ seg e se mantém até o final da falta, período em que o gerador não absorve nem fornece potência reativa. Com a eliminação da falta em $t=3,5$ seg o gerador voltar a absorver potência reativa até voltar a condição pré-falta.



5-11: Velocidade do rotor, falta de 3,5 seg, modelo de 1 massa



5-12: Potência mecânica, falta de 3,5 seg, 1 massa

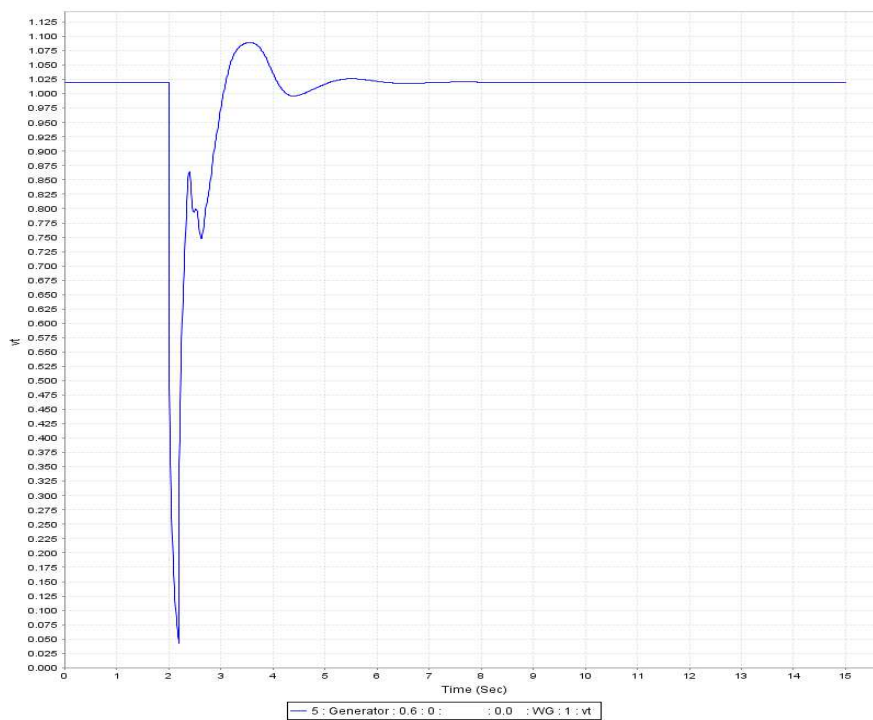
Na figura (5-12) percebe-se claramente a atuação do controle de potência. Com o início da falta a potência elétrica diminui e o rotor acelera, como apresentado na Figura (5-11), para evitar que o rotor continue acelerando o controle atua, fazendo com que a potência mecânica diminua..

Simulação 2.a:

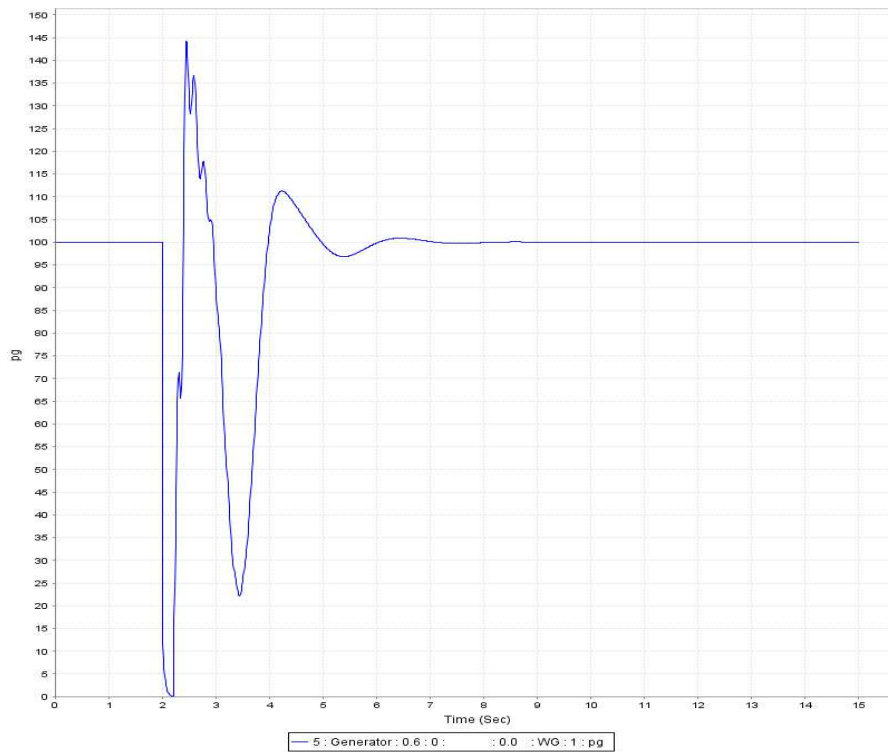
O modelo com massa única despreza a dinâmica do eixo que interliga a turbina ao gerador, o que resulta em um aumento da margem de estabilidade transitória da resposta diante de faltas ou perturbações na rede elétrica.

Já no modelo de duas massas consideramos a frequência de oscilação do modo torcional, que é maior que a frequência eletromecânica, o que permite que oscilações provenientes de outras fontes sejam separadas das oscilações provenientes da dinâmica do eixo.

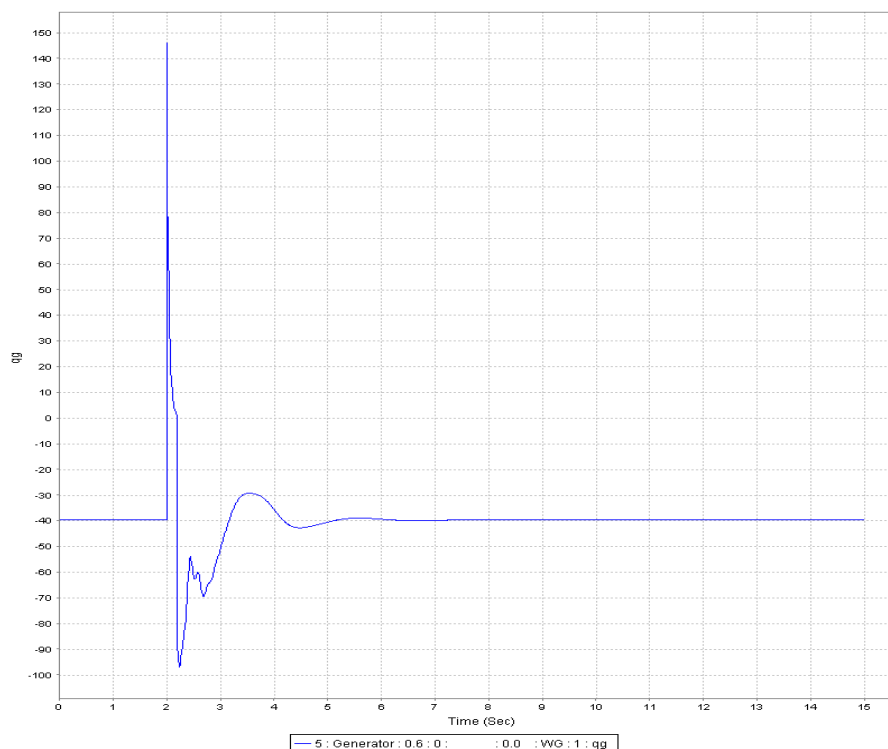
Para observarmos a dinâmica do modelos de 2 massas, foi aplicado uma falta ao barramento 2 por um período de 200ms com início em $t=2$ seg.



5-13: Tensão terminal, falta de 200ms, modelo de 2 massa

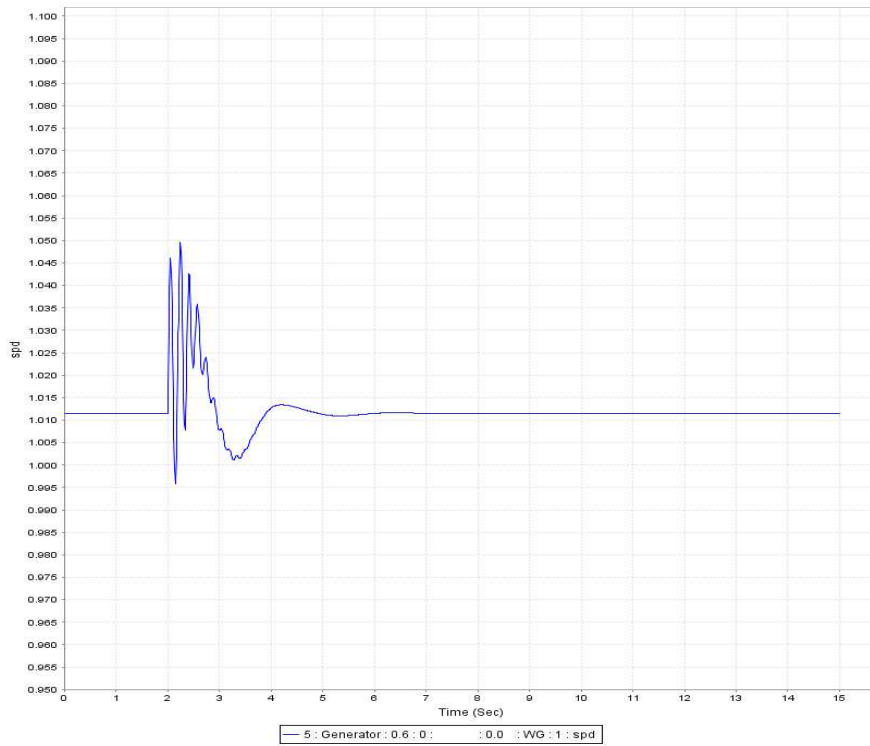


5-14: Potência ativa, falta de 200ms, modelo de 2 massas

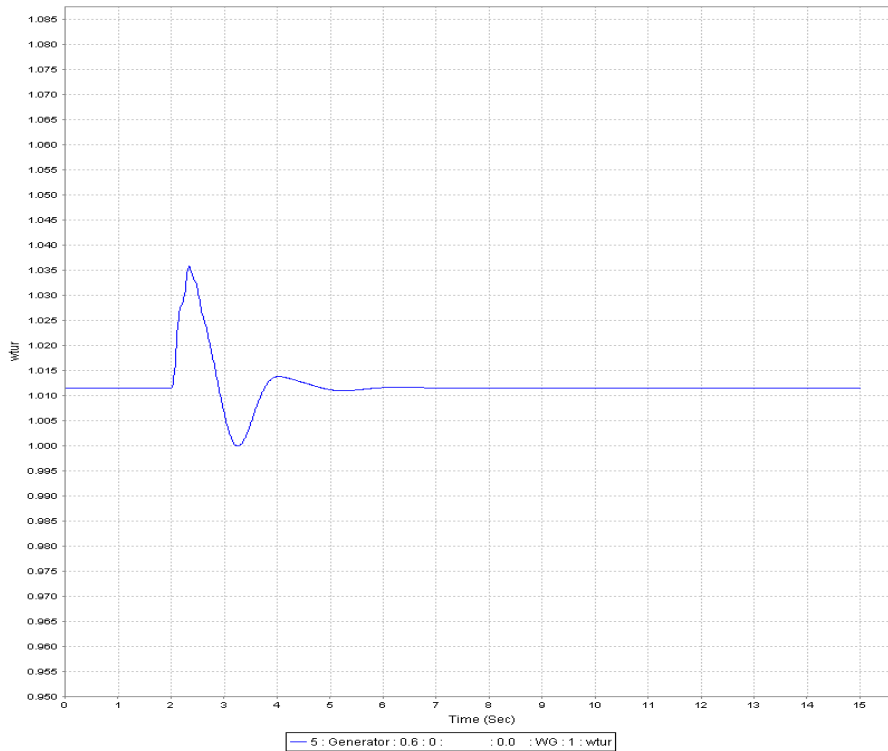


5-15: Potência reativa, falta 200ms, modelo de 2 massas

Os resultados obtidos para o sistema elétrico, considerando um modelo de 2 massas, são muito parecidos com os resultados que consideram o modelo de 1 massa, porém, no primeiro podemos perceber as oscilações do modo torcional.



5-16: Velocidade do rotor, falta de 200 ms, modelo de 2 massas



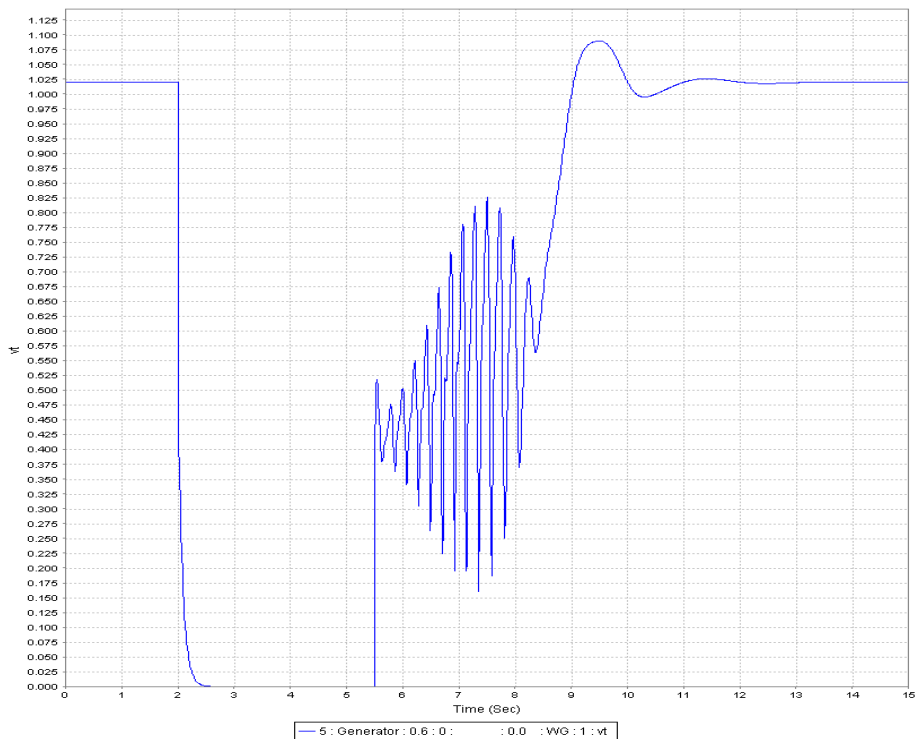
5-17: Velocidade da turbina, falta de 200ms, modelo de 2 massas

Para o modelo de 2 massas existe diferença entre a velocidade do rotor e a velocidade da turbina, conforme mostram as Figuras (5-16 e 5-17). As oscilações são claras na velocidade do rotor.

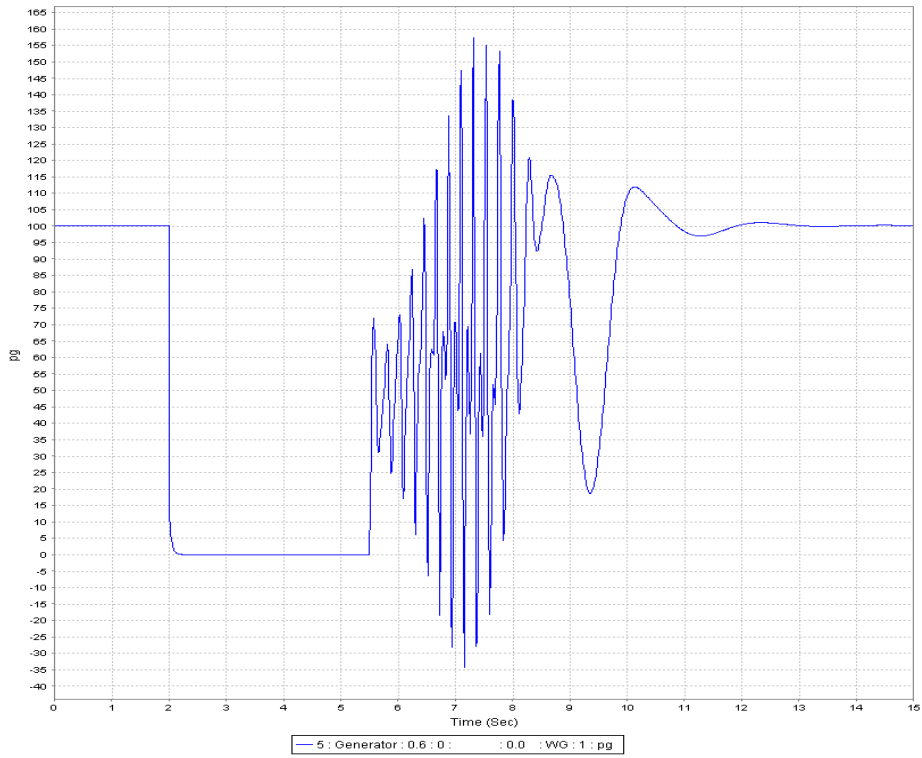
Simulação 2.b:

Falta aplicada ao barramento 2 por um período de 3,5s com início em $t=2$ s, para o aerogerador representado por 2 massas.

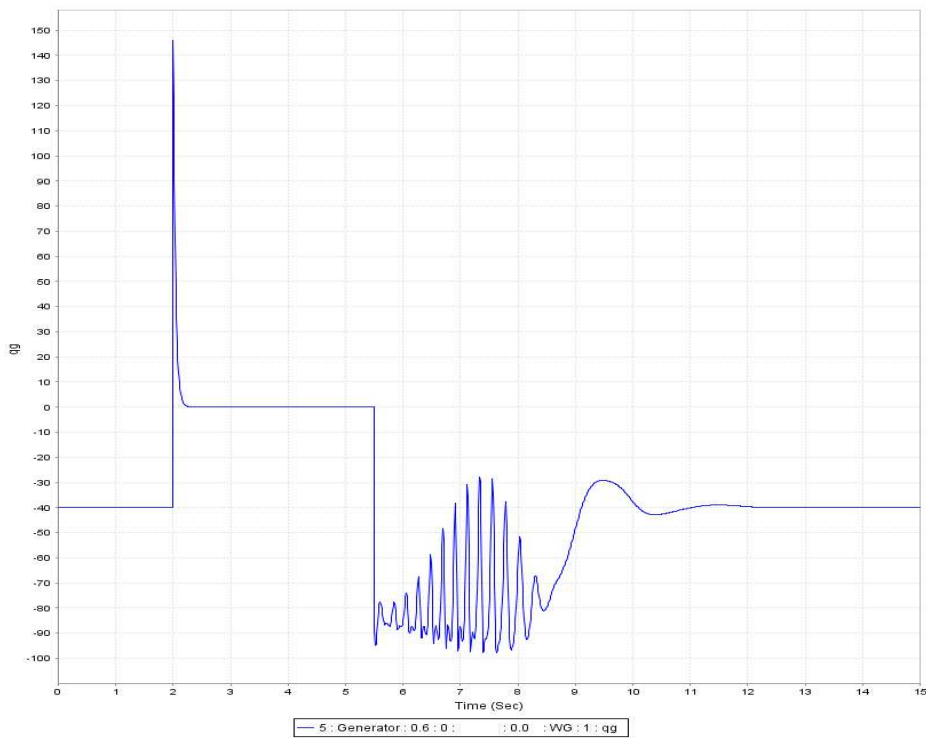
Com o intuito de melhor observar o comportamento do sistema de 2 massas, foi aumentado o tempo da falta aplicado ao barramento 2 para um período de 3,5 seg com início em $t=2$ seg.



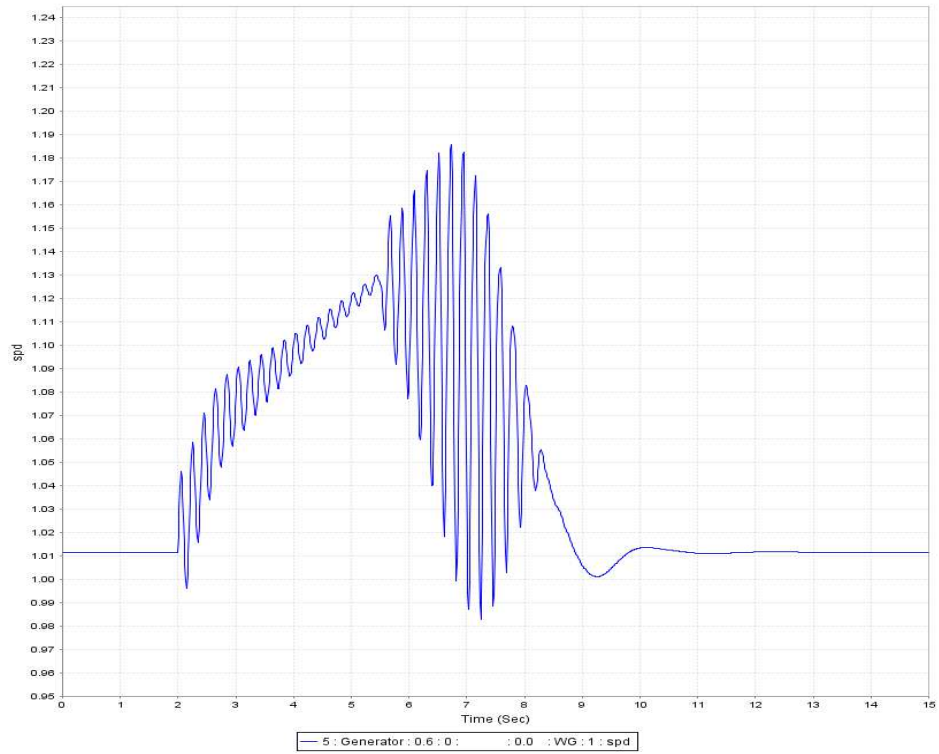
5-18: Tensão terminal; falta de 3,5 seg; modelo 2 massas



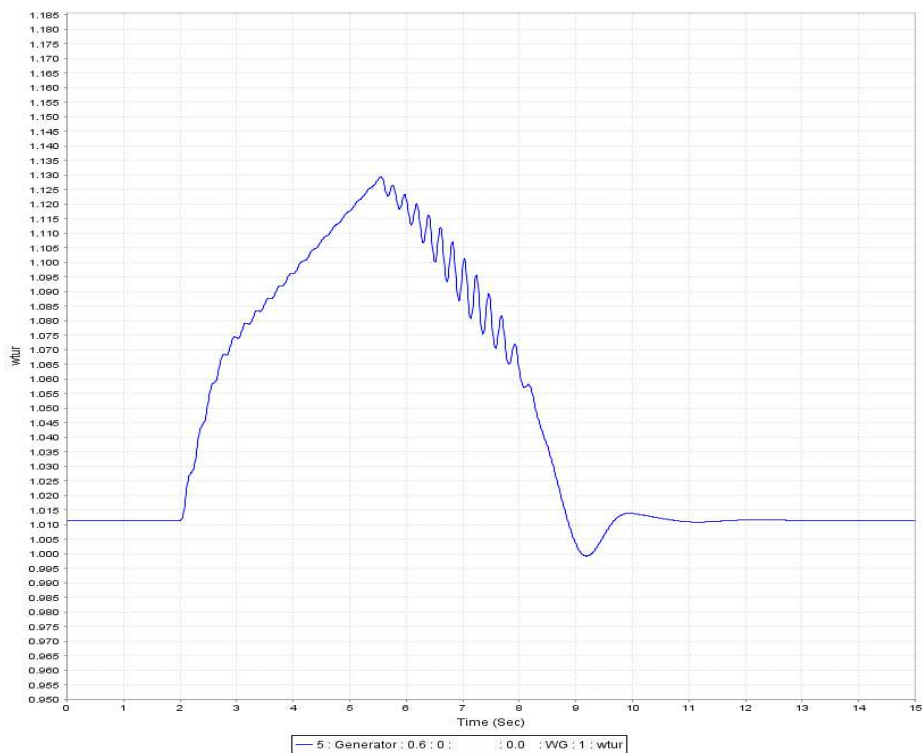
5-19: Potência ativa; falta de 3,5 seg; modelo de 2 massas



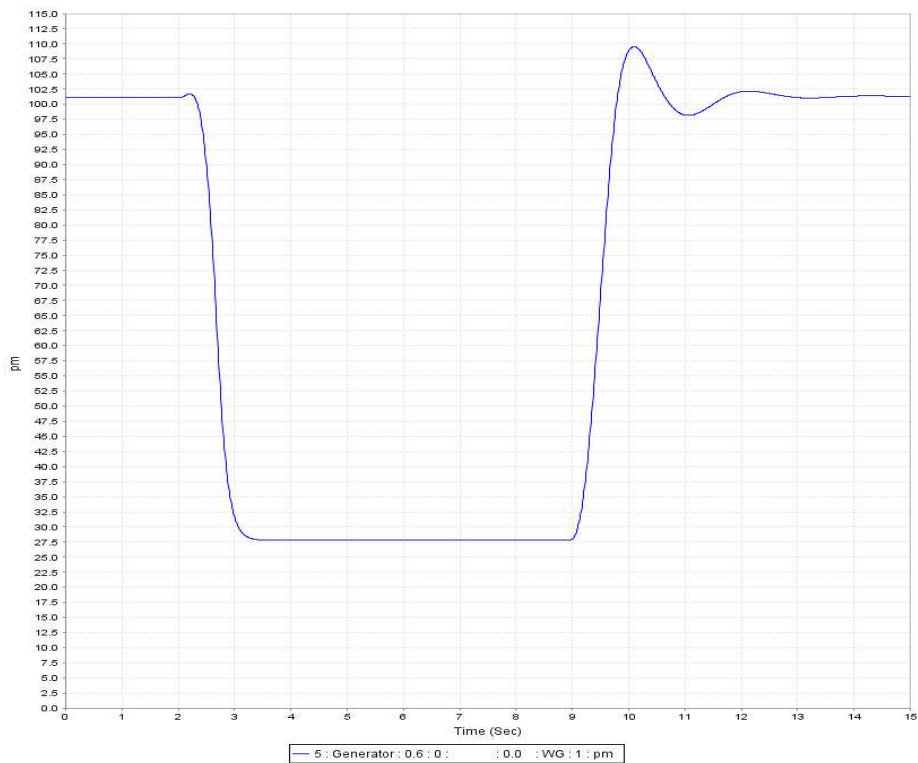
5-20: Potência reativa; falta de 3,5 seg; modelo de 2 massas



5-21: Velocidade do rotor; falta de 3,5 seg, modelo de 2 massa



5-22: Velocidade da turbina; falta de 3,5 seg; modelo de 2 massas



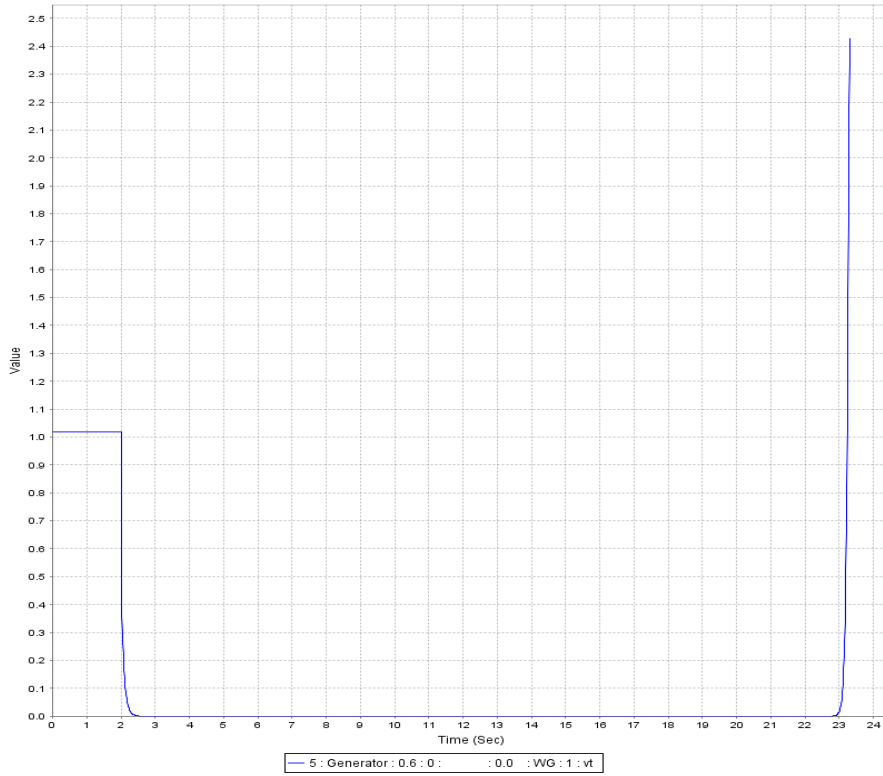
5-23: Potência mecânica; falta de 2,5 seg, 2 massas

Com uma falta aplicada em um período maior, as oscilações devido a consideração da dinâmica dos eixos são claramente percebidas em relação a simplificação de 1 massa. A diferença entre o comportamento da velocidade da turbina e da velocidade do gerador também fica clara nos gráficos, já que agora não são mais considerado como uma massa única.

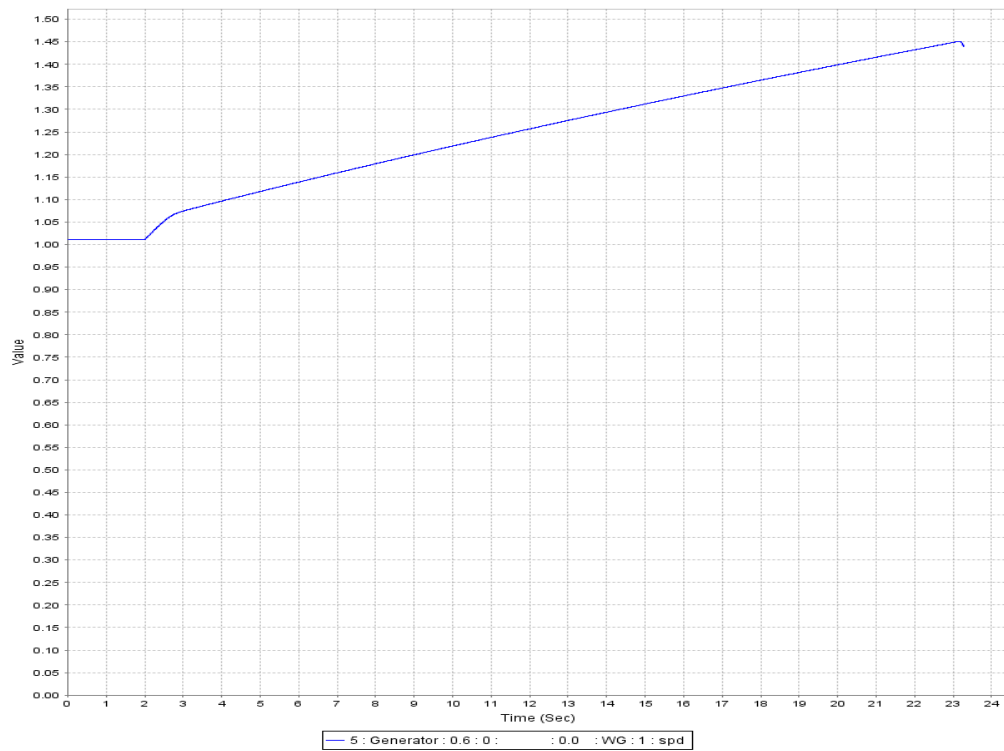
Simulação 3:

Na tentativa de violar a estabilidade do sistema foi aplicado uma falta no barramento 2 com período indeterminado e início em $t=2\text{seg}$, para o sistema de 1 massa.

Em $t=23,62\text{seg}$ o sistema divergiu. O tempo encontrado esta bem distante do que acontece em um sistema real, pois outras variáveis, como a carga, influenciaram a estabilidade de frequência do sistema, porém ele nos mostra a robustez de estabilidade de frequência do gerador de indução.

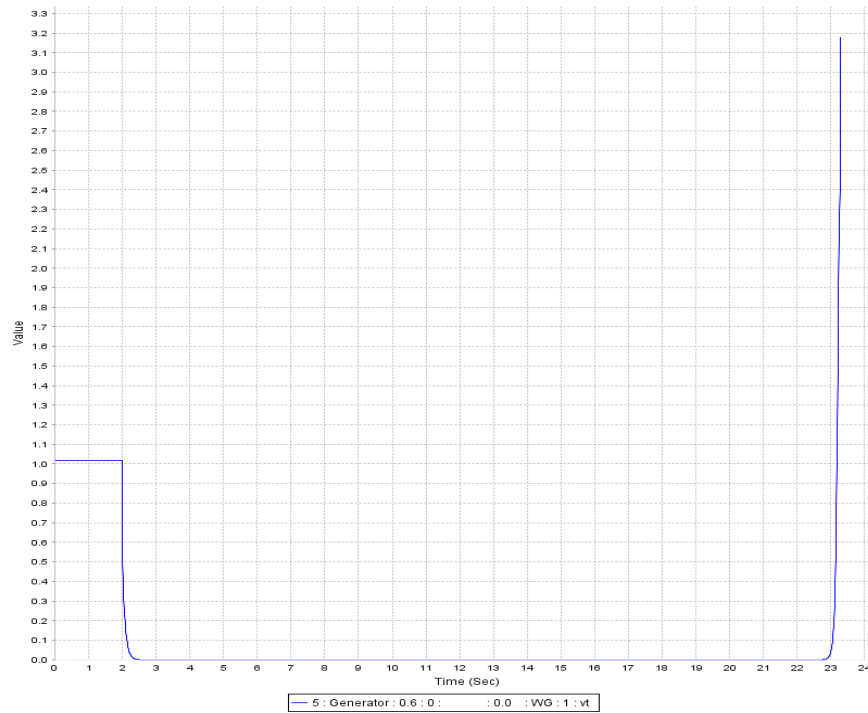


5-24: Tensão terminal; modelo 1 massa

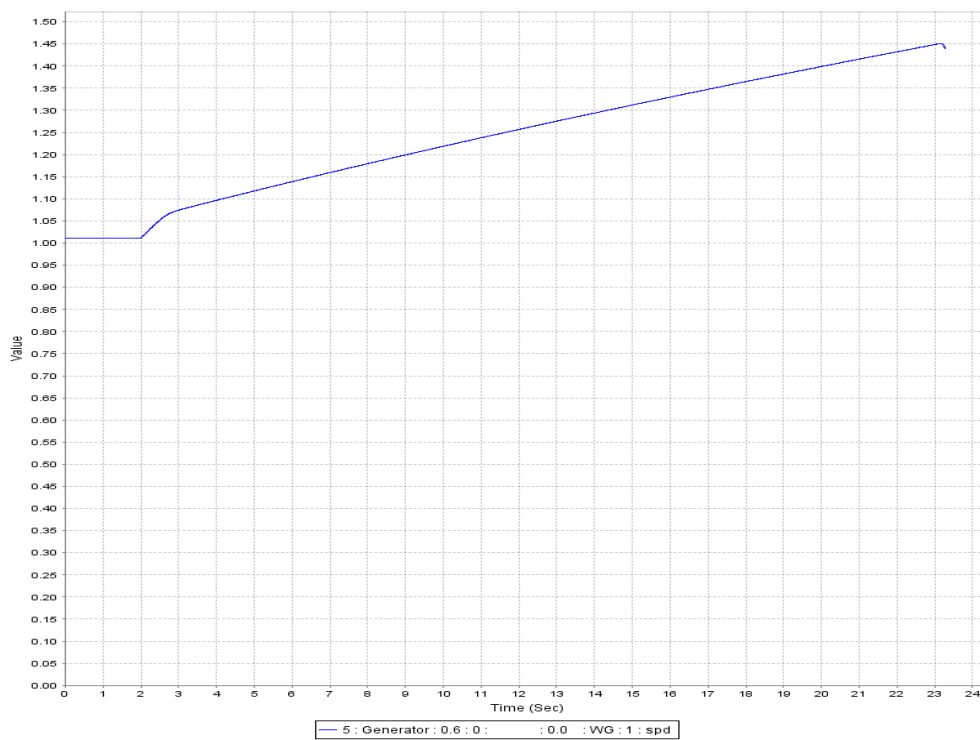


Simulação 4:

Nesse simulação é feita a busca pelo tempo crítico de duração da falta no **sistema** com duas massas. Em em $t=23,28\text{seg}$ o sistema divergiu, o que nos permite tirar as mesmas conclusões da simulação 3.



5-25: Tensão terminal; modelo 2 massas



5-26: Velocidade do rotor; modelo 2 massas

5.3 CONCLUSÕES DOS RESULTADOS:

A falta aplicada ao barramento 2, para todos os casos simulados, implicou em uma queda tensão inferior aos 80% do valor nominal estipulado como condição limite pelo ONS nos primeiros 0,5 seg, portanto o parque gerador eólico deveria ser desligado da rede segundo a curva de suportabilidade. Porém, segundo a proposta realizadas pelos autores (Bachmann, et al., 2006) para a simulação 1.a e 1.b os geradores poderiam ser religados, fazendo com que o parque eólico permaneça mais tempo conectado a rede.

Os aerogeradores sempre absorvem potência em regime permanente e não é capaz de fornecer potência reativa, o que faz com que não tenho controle sobre a tensão terminal.

Percebe-se que no momento da falta, a potência ativa sofre um decréscimo, acompanhada da aceleração do rotor do gerador e do afundamento da tensão terminal, para todas as simulações. Com a eliminação da falta a tensão retorna ao valor nominal após algumas oscilações que acontecem por falta de suporte a potência reativa.

Em relação aos tempos críticos buscados, eles são bastante altos o que faz com que o gerador seja desligado devido a violação da curva de suportabilidade, assim evitando danos mais severos ao sistema.

6 CONCLUSÃO

A expansão da energia eólica conseqüentemente acarretou na popularização dos geradores de indução. A necessidade de integrar essas máquinas assíncronas, com características elétricas particulares, a um sistema elétrico de potência composto principalmente por geradores síncronos, torna relevante o estudo da dinâmica do gerador de indução.

Com tal intuito, inicialmente foi realizado um estudo das diferentes topologias de aerogeradores, caracterizando e definindo cada uma delas. Por simplicidade foi escolhida a unidade eólica do tipo A como objeto de estudo, já que foi uma das primeiras a ser usada na geração eólica, e é muito estável, como mostrou o resultado das análises dinâmicas.

Para melhor entender essa unidade, realizou-se o estudo do gerador de indução desde seus aspectos construtivos, até seu modelo de 3ª ordem, representado para o sistema de coordenada dq que é constituído de duas equações diferenciais para as grandezas do rotor, sendo a dinâmica do estator desprezada, completado então, pela equação dinâmica referente à mecânica da máquina.

Com base em um esquema típico de um parque eólico, foi elaborado um sistema elétrico teste constituído por 5 barramentos, sendo um deles o barramento infinito que representa a rede, um gerador eólico equivalente, e dois bancos de capacitores. Com o software PSLF da General Electric, pudemos calcular o fluxo e de carga e posteriormente analisar o comportamento dinâmico do sistema.

No sistema teste foram aplicadas faltas de 200ms e 3,5 seg para sistemas que consideram modelo de 1 massa e 2 massas. Em todos os casos, após a eliminação da falta, o sistema retornou às condições pré-falta conforme já foi concluído no capítulo anterior, se mostrando um sistema muito estável.

Na tentativa de violar a estabilidade do gerador de indução, foi aplicada falta por tempo indeterminado nos sistemas de 1 e 2 massas, a divergência só ocorreu após aproximadamente 20 seg para os dois casos, o que mostra a estabilidade de frequência dessa máquina.

Em todos os casos simulados os resultados violam a curva de suportabilidade aprovada pela ONS, pois, os tempos de falta aplicados, em geral não condizem com a realidade, porém foram usados para evidenciar a dinâmica do gerador e a robustez da estabilidade de frequência.

Com tais estudos completou-se o objetivos desse trabalho de adquirir um conhecimento inicial dos problemas dinâmicos que acarretam a geração eólica dos dias atuais. Futuras estudos podem ser realizados para um maior aprofundamento no assunto, como a análise dinâmica dos outros tipos de aregeradores, a análise do emprego de sistemas de maior porte e a análise de geradores eólicos de diversos tipos em conjunto com geradores síncronos presentes na rede, podendo assim adiquirir conhecimento sobre os diversos problemas de estabilidade que cercam a geração de energia eólica.

BIBLIOGRAFIA

"PROPOSTA DE ARTIGO – RESUMO TEMA PREFERENCIAL: 7 – DINÂMICA E CONTROLE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA". **SOHN, ALEXANDRE PRODÓSSIMO e ALBERTO, LUÍS FERNANDO COSTA. 2014.** Foz do Iguaçu : s.n., 2014. Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica.

Ackermann, Thomas. 2005. *Wind Power in PowerSystems.* s.l. : Jonh Wiley & Sons, 2005.

Atlas. 2012. " Atlas de energia". 2012. Segunda Edição.

Bachmann, Udo, Erlich, Istwan e Winter, Wihelm. 2006. Advanced grid requirements for the integration of wind turbines into the German transmission system. *Power Engineering Society General Meeting.* 2006.

Camm, E.H, Behnke, M.R e Bolado, O. 2009. "Characteristics of Wind Turbine Generators for Wind Power Plants". *IEEE.* 2009.

Dutra, R. M. 2008. Proposta de políticas específicas para energia eólica no Brasil após primeira fase do Proinfa. *Universidade Federal do Rio de Janeiro.* 2008.

Ellis, A., et al. 2010. Generic Models for Simulation of Wind PowerPlants in Bulk System Planning Studies. *U.S. Department of Energy.* 2010.

GWEC. 2012. Global Wind Statistics 2011. [Online] 2012. [Citado em: 19 de março de 2013.] http://www.gwec.net/fileadmin/images/News/Press/GWEC_-_Global_Wind_Statistics_2011.pdf.

Heier, S. 1998. *Grid Integration of Wind Energy.* England : Wiley, 1998.

IPCC. 2012. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. [Online] 2012. [Citado em: 17 de Março de 2013.] http://srren.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Full_Report.pdf.

Kadam, D. P. e B.E., Kurshare. 2012. "Overview of Different Wind Generator Systems and Their Comparasions". *International Journal of Engineering Science and Advanced Technology*". 2012, Vol. II, 4.

McPherson, George. 1981. *An Introduction to Eletrical Machines and Transformers*. s.l. : Jonh Wiley & Sons , 1981.

Oliveira, M. O., et al. 2012. Geração com Máquinas de Indução: uma contribuição ao estudo de ;R. W. Orellana PaucarGeradores de Indução. *CEED*. 2012.

Overcapacity and new players keep wind energy sectors: An EU syudy .
Bloomberg. 2012. 2012, Bloomberg New Energy Finance.

P.C.Sen. 1997. "*Principles of Eletric Machine and Power Eletronics*". s.l. : John Wiley & Sons, 1997.

Renewable Energy Modeling Task Force WECC. 2010. WECC Wind Power Plant Dynamic Modeling Guide. *Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation*. 2010.

Simas, Manoa Silva. 2012. *Energia Eólica de Desenvolvimento Sustentável no Brasil*. s.l. : Universidae de São Paulo, 2012.

Submódulo 3.6 - Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão à Rede Básica.
ONS. 2009. Technical report, s.l. : Operador Nacional do Sistema, 2009.

Vega, Jorge Leonidas Lafitte. 2005. *Avaliação das Condiçõede Segurança de Tensão na Presença de Motores de Indução e Capacitores Chaveaveis*. s.l. : PUC-Rio, 2005.

WECC. 2011. Working Group on Dynamic Performance of Wind Power Generation; "Description and Technical Specifications for Generic WTG Models – A Status Report". *IEEE*. 2011.