



GRUPO IV

GRUPO DE ESTUDOS DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT

MODELAGEM DE GERAÇÃO EÓLICA EM PROGRAMAS DE FLUXO DE POTÊNCIA E DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE ELETROMECÂNICA

Ricardo Diniz Rangel*
CEPEL

Júlio César Rezende Ferraz
CEPEL

Sérgio Gomes Jr.
CEPEL

Ricardo Mota Henriques
CEPEL

RESUMO

Com a implantação de parques eólicos no Brasil, torna-se necessário dispor de ferramentas de análise que considerem estes equipamentos. Este artigo descreve os esforços na modelagem de aproveitamento eólico nos programas de análise de redes (ANAREDE) e de análise de estabilidade eletromecânica (ANATEM) do CEPEL, usados oficialmente pelas empresas do setor elétrico em estudos de planejamento e operação. Os principais elementos envolvidos são a turbina eólica e o gerador elétrico. A representação de máquina de indução convencional e com dupla alimentação no programa ANATEM foi feita através de modelos pré-definidos, enquanto os respectivos controles e a turbina eólica usaram o recurso de controladores definidos pelo usuário (CDU).

PALAVRAS-CHAVE

Geração eólica, máquina de indução, análise de redes, dinâmica, transitórios eletromecânicos.

1.0 - INTRODUÇÃO

O PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira e a busca por soluções de cunho regional, através da utilização de fontes renováveis de energia e com uma meta inicial de instalação de 3.300 MW no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN) até 30/12/2006. Com a perspectiva de implantação de vários parques eólicos no Brasil torna-se necessário dispor de ferramentas de análise que considerem este tipo de equipamento. O CEPEL desenvolve vários programas para a análise de sistemas elétricos de potência, usados oficialmente pelas empresas do setor elétrico brasileiro em estudos de planejamento e operação. Portanto é importante a inserção nestes programas de modelos apropriados de aerogeradores, de forma a permitir que os agentes realizem estudos confiáveis sobre o impacto destes equipamentos no SIN.

Uma quantidade muito grande de esquemas para aproveitamento eólico é apresentada na literatura [1,2]. Alguns destes esquemas são apresentados na FIGURA 1. Foi criado um Grupo de Trabalho, coordenado pelo CEPEL e envolvendo as empresas do grupo ELETROBRÁS e o ONS, que definiu os modelos a serem prioritariamente implementados. Este Grupo se reúne periodicamente com o objetivo de discutir e testar os modelos ao longo do seu desenvolvimento. Alguns dos trabalhos referentes aos estudos de cada empresa são relatados em outros artigos neste seminário. Os modelos descritos a seguir são aqueles com maior utilização. Outros esquemas podem ser modelados a partir de variações relativamente pequenas destes. Neste trabalho são apresentados os desenvolvimentos referentes aos modelos 1 e 2.

1) Gerador de indução convencional conectado diretamente à rede CA (GIDC)

Neste tipo de esquema o gerador de indução não possui nenhum tipo de controle e, devido ao elevado consumo de potência reativa em situações de subtensão, pode apresentar problemas na operação em redes com baixo nível de curto-circuito. Para este tipo de máquina a geração ocorre sempre com velocidade de rotação acima da velocidade síncrona e a operação se dá com velocidade de rotação praticamente constante (a curva potência elétrica versus escorregamento é bem íngreme na região de operação).

2) Gerador de indução com dupla alimentação pelo rotor (GIDA)

Neste esquema um elo de corrente contínua (CC), com conversores de tensão, ligado entre o rotor e o estator permite a aplicação de uma tensão ao enrolamento trifásico do rotor bobinado. Usando um controle do tipo vetorial

* CEPEL/DSE – Av. Um s/n – Cidade Universitária – Rio de Janeiro, RJ – 21941-598

pode-se controlar as potências ativa e reativa no estator da máquina de indução, fazendo com que esta opere de forma similar a uma máquina síncrona. A potência ativa necessária a ser injetada no rotor é drenada do estator através do elo CC. O objetivo final é controlar a tensão terminal (ou o fator de potência) e a velocidade de rotação para otimizar a geração de potência. Este tipo de equipamento em geral usa controle da inclinação da pá (ângulo de "pitch"), que atua principalmente quando se ultrapassa o limite máximo de velocidade da faixa de otimização de potência pelo conversor. A geração ocorre tanto para velocidade de rotação acima quanto abaixo da velocidade síncrona, em função da potência ativa ser drenada ou injetada no rotor. Como apenas uma fração da potência ativa gerada flui através do elo CC (aproximadamente proporcional ao escorregamento se desprezadas as perdas da máquina), este pode ser dimensionado em função do escorregamento máximo adotado no projeto.

3) Gerador síncrono conectado à rede CA por conversores de tensão (GSCT)

Neste caso o gerador síncrono poderá possuir frequência diferente da frequência da rede, uma vez que os conversores do elo CC farão o acoplamento da máquina. O controle da tensão ou do fator de potência no lado da rede se fará por meio dos conversores que, da mesma forma que no GIDA, é do tipo vetorial. A grande vantagem deste tipo de esquema é o desacoplamento "total" em frequência do gerador em relação à rede. A desvantagem é a necessidade de utilização de conversores com potência nominal igual ou superior à máxima potência a ser gerada, diferentemente dos conversores de um GIDA, os quais têm potência nominal tipicamente da ordem de 25% da potência nominal do gerador [3]. É comum no GSCT a eliminação da caixa de engrenagens usada no acoplamento da turbina eólica com o gerador síncrono, aumentando-se o número de pólos do gerador para se obter a frequência elétrica desejada.

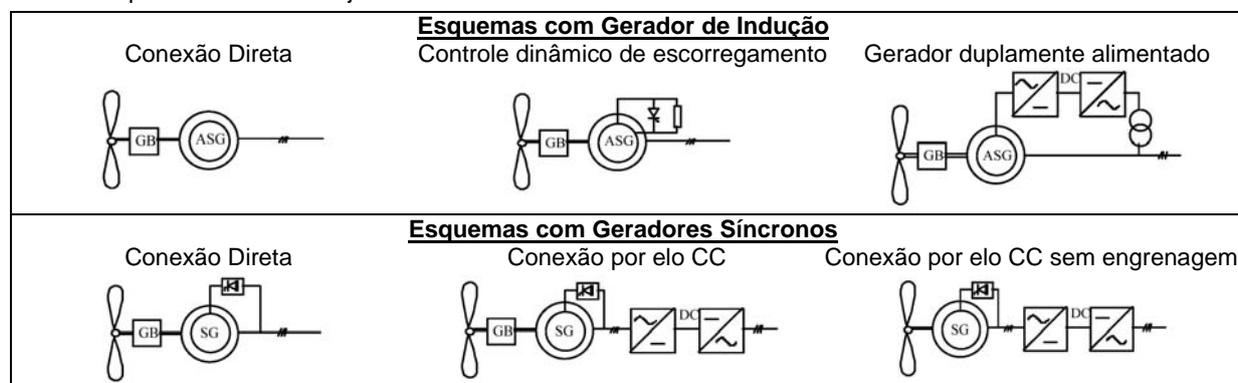


FIGURA 1 – Esquemas de aproveitamento eólico.

2.0 - MODELO DA TURBINA EÓLICA

A modelagem da turbina eólica em geral é feita por uma equação algébrica que relaciona a potência gerada à velocidade do vento [4,33]:

$$P = 0,5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) ; \quad \lambda = \omega \cdot R / v \quad (1)$$

onde: P - potência gerada pela turbina (W) ρ - densidade do ar (Kg/m³) A - área varrida pelo rotor (m²)
 v - velocidade do vento (m/s) C_p - coeficiente de desempenho da turbina (adimensional)
 λ - razão de velocidade na ponta da pá (adimensional) R - raio do rotor (m)
 ω - velocidade angular de rotação das pás(rad/s) β - ângulo de inclinação da pá (grau)

Em algumas turbinas o ângulo β é fixo e a limitação de ω e de P para ventos com velocidade elevada é feita unicamente através da curva $C_p \times \lambda$ (controle por "stall"), enquanto em outras faz-se este controle variando-se o ângulo β . A FIGURA 2 apresenta curvas típicas de desempenho da turbina em função do ângulo β . Essas curvas são usualmente obtidas por medição, sendo que na literatura diversas funções analíticas são propostas [2,4,5,6]. O controle do ângulo β pode ser utilizado tanto para aumento do desempenho da turbina quanto para a limitação de P para ventos com velocidade muito alta. A FIGURA 3 mostra o diagrama de blocos do controle de um possível controle de pá [5,6] juntamente com a equação eletromecânica para massa concentrada do conjunto turbina-gerador. Algumas referências [7,8] sugerem uma modelagem com 2 massas (1 para a turbina e outra para o gerador), principalmente no caso de equipamento GIDC.

3.0 - AEROGERADOR COM MÁQUINA DE INDUÇÃO DIRETAMENTE CONECTADA À REDE (GIDC)

Um dos aproveitamentos eólicos mais simples baseia-se na conexão direta de um gerador de indução à rede elétrica [2]. No entanto, uma das características deste tipo de esquema é o elevado consumo de potência reativa tanto em regime permanente como dinamicamente. Isto faz com que haja restrições no seu uso em pontos da rede eletricamente fracos (com baixos valores de potência de curto-circuito), devido à possibilidade de colapsos de tensão na rede CA ou perda de estabilidade do gerador no caso de variações de tensão na rede. Há um certo consenso na literatura quanto ao modelo de GIDC para estudos de fluxo de potência e estabilidade [1,9].

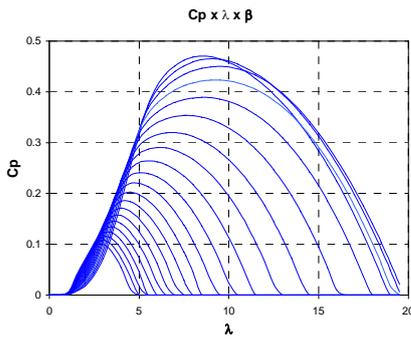


FIGURA 2 – Curva de desempenho da turbina.

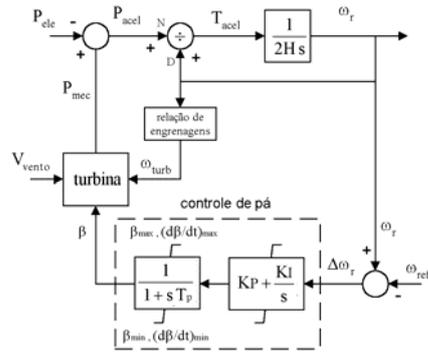


FIGURA 3 – Controle da posição da pá e equação eletromecânica

3.1 Modelo para Estudos em Regime Permanente

A modelagem proposta para representação das máquinas de indução inclui a implementação do seu modelo no problema de fluxo de potência, utilizando-se o método de Newton-Raphson, aplicado às equações de potência em coordenadas polares [10]. Um modelo de circuito elétrico amplamente utilizado para representar as máquinas de indução é o que contém 3 barras, como mostrado na FIGURA 4. Contudo, o modelo de 2 barras mostrado na FIGURA 5 é mais adequado para a implementação em um programa de fluxo de potência [11].

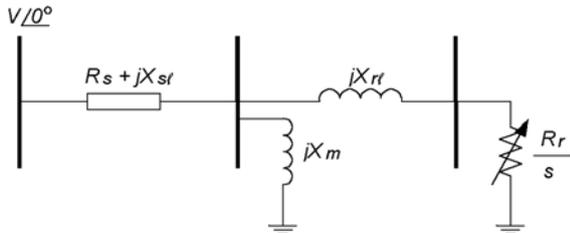


FIGURA 4 – Modelo de circuito equivalente para representação de máquinas de indução.

- s → escorregamento do rotor
- R_s → resistência do estator
- X_{sl} → reatância de dispersão do estator
- X_m → reatância de magnetização
- X_{rl} → reatância de dispersão do rotor
- R_r → resistência do rotor

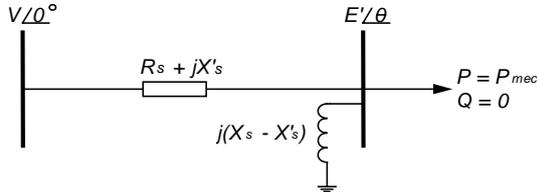


FIGURA 5 – Modelo de regime permanente de 2 barras para as máquinas de indução.

- P_{mec} → Potência mecânica
- $X_s = X_{sl} + X_m$ → Reatância própria do estator
- $X'_s = X_{sl} + \frac{X_{rl} X_m}{X_{rl} + X_m}$ → Reatância transitória

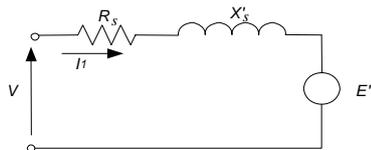


FIGURA 6 – Circuito Equivalente Dinâmico da Máquina de Indução.

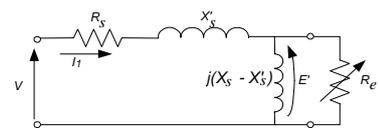


FIGURA 7 – Circuito Equivalente de Regime Permanente do Motor de Indução.

A FIGURA 6 mostra o circuito equivalente da máquina de indução considerando suas características dinâmicas. O valor em regime permanente para a tensão interna E' é calculado através da corrente I_1 , que flui através de dois ramos que estão em paralelo na FIGURA 7: um puramente indutivo e outro puramente resistivo [10]. A resistência equivalente do rotor R_e (FIGURA 7) e a potência mecânica P_{mec} (FIGURA 5) obedecem às equações (2) e (3). A rede elétrica é aumentada de uma barra PQ ($P = P_{mec}$; $Q = zero$) para cada máquina que é individualmente modelada, com um elemento em derivação adicional acoplado, sendo esta barra PQ conectada à barra terminal do motor através de uma impedância adicional $R_s + jX'_s$. Portanto, para um sistema com "m" máquinas, "m" barras PQ adicionais serão criadas, juntamente com "m" ramos em derivação adicionais e outros "m" ramos série. Uma vez obtida a solução do fluxo de potência, o escorregamento "s" do rotor para cada máquina pode ser calculado através das equações (2) e (3).

$$R_e = \frac{(X_s - X'_s)}{s \omega_0 T_0'} \tag{2}$$

$$P_{mec} = \frac{(E')^2}{R_e} \tag{3}$$

3.2 Modelo para Estudos de Transitórios Eletromecânicos

A representação de máquinas de indução para análise de transitórios eletromecânicos pode ser feita de acordo com o diagrama de blocos geral da FIGURA 8. As equações são deduzidas desprezando-se os transitórios do estator e considerando eixo de referência alinhado com a referência síncrona do sistema CA [9]. As saídas \bar{e}'_R e \bar{e}'_I são as componentes real e imaginária da tensão transitória E' , que é conectada à representação algébrica da rede CA de acordo com a FIGURA 6. No caso de equipamento GIDC as partes 1, 2 e 3 da FIGURA 8 são ignoradas e as componentes \bar{v}_{Rr} e \bar{v}_{Ir} da tensão aplicada ao rotor são zeradas. Os índices "R", "I", "s" e "r" referem-se respectivamente às componentes real e imaginária e aos enrolamentos de estator e de rotor. Variáveis encimadas por "-" indicam grandezas em p.u. e apóstrofo indica grandeza transitória.

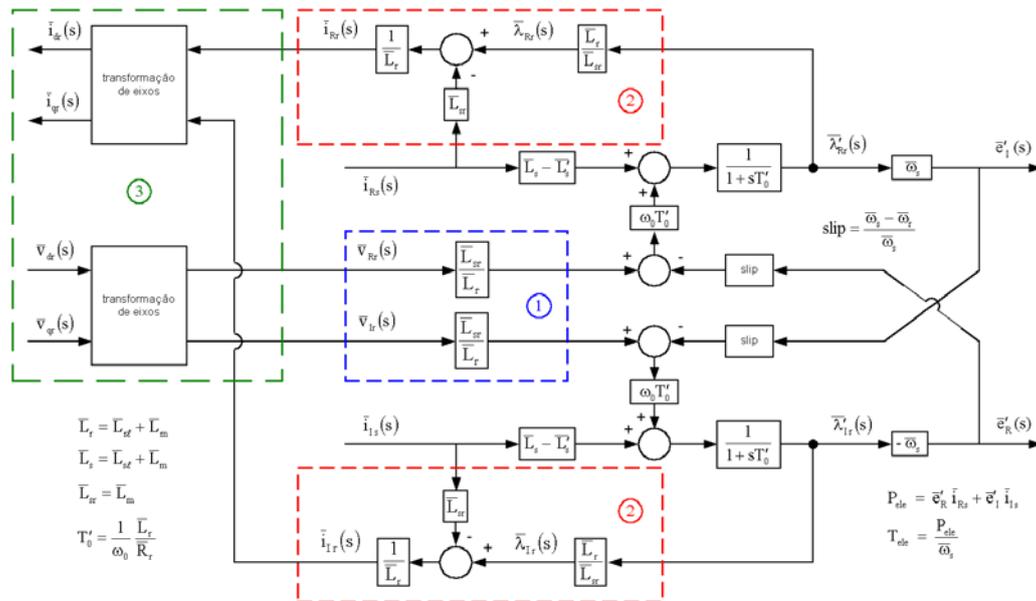


FIGURA 8 – Modelo dinâmico para máquina de indução (incluindo controle pelo rotor).

4.0 - AEROGERADOR COM MÁQUINA DE INDUÇÃO COM DUPLA ALIMENTAÇÃO (GIDA)

No gerador de indução duplamente alimentado [1,3,6,12,13], o rotor do gerador é bobinado e alimentado por um conversor trifásico na frequência correspondente ao escorregamento do rotor. A principal vantagem deste equipamento é que o controle do conversor possibilita, na sua faixa de operação, maximizar a potência para cada velocidade de vento que incide sobre a turbina.

4.1 Modelo para Estudos em Regime Permanente

O modelo utilizado para GIDA em estudos de regime permanente é o de barra PV, pois este tipo de equipamento permite o controle independente de potência ativa e reativa. Na barra PV são dados P_k (injeção líquida de potência ativa) e V_k (magnitude da tensão nodal), enquanto Q_k (injeção líquida de potência reativa) e θ_k (ângulo da tensão nodal) são calculados. Este tipo de barra é usado para representar usinas geradoras e compensadores de tensão e se caracteriza pelo controle da tensão através da variação da injeção de potência reativa.

4.2 Modelo para Estudos de Transitórios Eletromecânicos

A FIGURA 9 mostra o esquema típico de um GIDA. A máquina é controlada pelo conversor ligado ao rotor bobinado: sua velocidade é controlada através da injeção ou retirada de potência ativa do rotor e a tensão terminal através da potência reativa aplicada ao rotor. Isto é conseguido através de elo CC, baseado em inversores de tensão, conectado entre os enrolamentos de estator e rotor. O conversor do estator fornece a potência ativa necessária ao controle da máquina e pode ser usado também para um suporte adicional de potência reativa ao sistema CA. A FIGURA 10 apresenta o esquema geral simplificado do controle deste tipo de aerogerador. A curva de referência de velocidade ($\omega_{ref} \times P_{elemed}$) é que determina a característica de operação do equipamento e é específica do projeto de cada fabricante. A representação da máquina de indução foi feita no programa ANATEM através de modelo prédefinido enquanto o elo CC e os controles foram modelados por CDU (controladores definidos pelo usuário).

4.2.1 Modelo da Máquina

A representação deste tipo de máquina se baseia também no diagrama de blocos geral da FIGURA 8. As diferenças em relação ao GIDC são: (1) componentes \bar{v}_{Rr} e \bar{v}_{Ir} não nulas são usadas para o controle da

máquina; (2) é necessário o cálculo das componentes \bar{i}_{Rr} e \bar{i}_{Ir} da corrente do rotor; (3) são usadas transformações de eixo para converter as componentes real e imaginária para eixos ortogonais "d" e "q" e vice-versa. O controle feito nestas componentes apresenta um relativo desacoplamento entre as partes ativa e reativa (controle vetorial [3,14]) e permite que o gerador de indução tenha um comportamento similar ao de uma máquina síncrona.

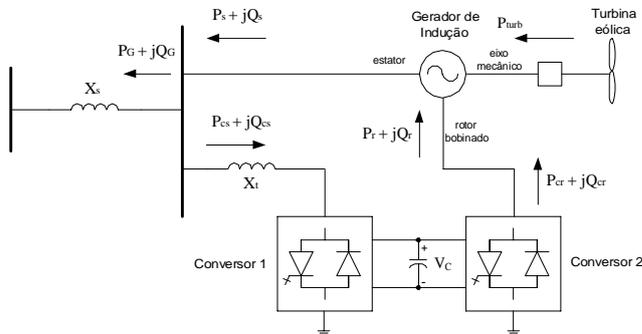


FIGURA 9 – Aproveitamento eólico utilizando gerador de indução com dupla alimentação.

Estratégia de Controle

Conversor 1 (conectado ao estator)

- Potência Ativa: controle da tensão no capacitor
- Potência Reativa: controle do fator de potência no conversor

Conversor 2 (conectado ao rotor)

- Potência Ativa: controle de velocidade (escorregamento) da máquina
- Potência Reativa: controle da geração de potência reativa (**Q** cte., **V** cte. ou **f.p.** cte.)

4.2.2 Modelo do Elo CC

O elo CC é representado conforme mostrado na FIGURA 11. Os conversores se apresentam para o lado CA como fontes de tensão e para o lado CC como fontes de corrente [15]. A tensão CA de cada conversor "k" possui módulo (E_{Tk}) e fase (ψ_k) controláveis. O módulo E_{Tk} é proporcional à tensão V_c do capacitor CC e ao fator de modulação do conversor (m_{ck}), o qual varia entre 0 e 1 na região linear de operação do conversor. As correntes CC podem ser calculadas a partir das correntes CA considerando o conversor sem perdas (estas podem ser consideradas por resistências série externas). As constantes K_{ck} e K'_{ck} consideram as relações de base e o fator de forma da onda gerada [16]. E_{Tk} e ψ_k podem ser determinados a partir das componentes "d" e "q" da tensão do conversor impostas pelo controle. O modelo desenvolvido considera também a dinâmica do capacitor CC.

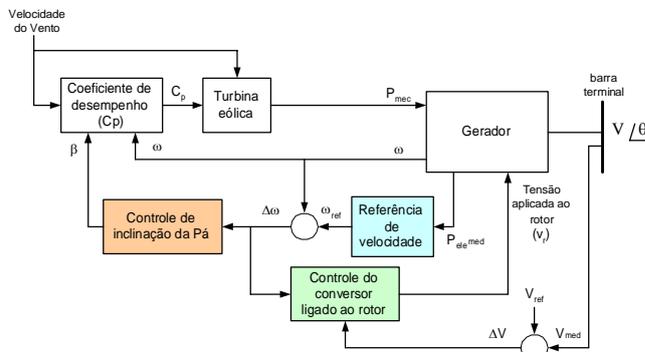


FIGURA 10 – Esquema simplificado de controle do aerogerador.

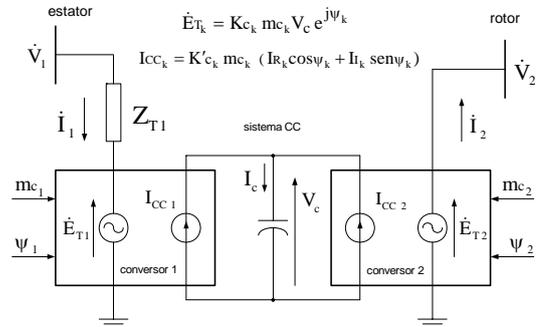


FIGURA 11 – Representação do elo CC.

4.2.3 Modelo do Controle dos Conversores

A FIGURA 12 (a) mostra o eixo de referência utilizado para o controle do conversor ligado ao estator da máquina (conversor 1): o eixo "q" encontra-se alinhado com a tensão terminal. No conversor 1 a componente V_d é usada para controlar a tensão no capacitor (FIGURA 13 (a)). A componente V_q da tensão (FIGURA 13 (b)) foi usada para controlar no valor zero ($Q_{ref}=0$) a potência reativa Q_{CS} drenada pelo conversor 1 do estator da máquina (conversor com fator de potência unitário). É possível também usar esta componente para dar um suporte adicional de reativo ao sistema CA.

A FIGURA 12 (b) mostra o eixo de referência utilizado para o controle do conversor ligado ao rotor da máquina (conversor 2): o eixo "d" encontra-se alinhado com o fluxo do estator. Outra possibilidade de controle é usar a direção do fluxo do rotor ou do fluxo mútuo para referência [14]. No conversor 2 a componente I_q da corrente do rotor ($I_{qr}=I_{q2}$, FIGURA 14) é usada para controlar a velocidade do rotor. A componente I_d da corrente do rotor ($I_{dr}=I_{d2}$, FIGURA 15) é usada para controlar a tensão terminal, o fator de potência ou a geração de potência reativa.

Como a resposta da máquina com controle vetorial depende essencialmente das malhas de controle de P e de Q (sinais de referência P_{ord} e Q_{ord}), é importante a inclusão de limites no controle para evitar esforços mecânicos exagerados e reversão transitória de potência ativa terminal.

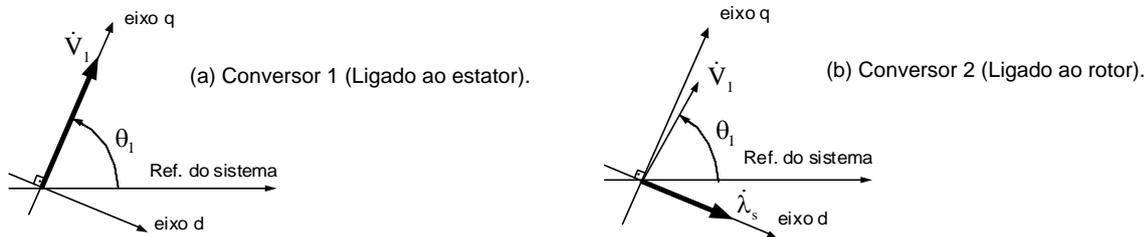


FIGURA 12 – Eixos de referência para o controle de cada conversor.

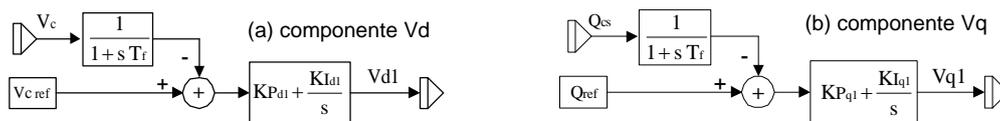


FIGURA 13 – Componentes da tensão do conversor 1 (ligado ao estator).

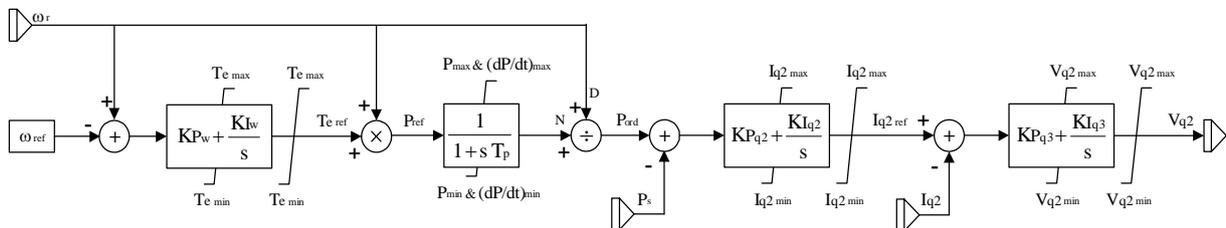


FIGURA 14 – Conversor 2: controle de ω (atuando na componente I_q da corrente do rotor $I_{qr}=I_{q2}$).

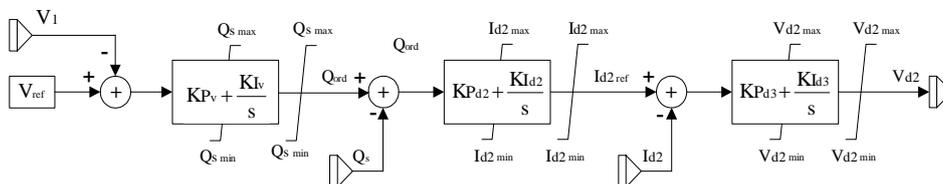


FIGURA 15 – Componente I_d da corrente do rotor ($I_{dr}=I_{d2}$).

4.2.4 Atuação da Proteção por "Crowbar"

A proteção por "crowbar" é importante para evitar danos aos conversores. Ela atua em situações de curto-circuito próximo à máquina, efetuando "by-pass" do conversor ligado ao rotor para evitar sobrecorrente nos elementos chaveadores eletrônicos. Para simulação da lógica de atuação do "crowbar" pode-se utilizar: a tensão na barra terminal (V_t), a tensão no capacitor (V_c), a corrente no estator (I_s) e a corrente no rotor (I_r).

O "crowbar" será ativado sempre que: ($V_t < V_{t_{minP}}$) ou ($V_c > V_{c_{maxP}}$) ou ($I_s > I_{s_{maxP}}$) ou ($I_r > I_{r_{maxP}}$)

Para desativação deve-se ter: ($V_t > V_{t_{minD}}$) e ($V_c < V_{c_{maxD}}$) e ($I_s < I_{s_{maxD}}$) e ($I_r < I_{r_{maxD}}$)

Os índices "P" e "D" referem-se às condições de "pick-up" e "drop-out" (entrada e saída de operação). Além desses parâmetros, o tempo de atuação do "crowbar" pode ser limitado por valores mínimo e máximo pré-estabelecidos. A proteção atuará por um tempo mínimo TD_{min} . Caso $TD < TD_{max}$ o "reset" da proteção só ocorrerá se as condições de tensão e corrente monitoradas permitirem. Caso $TD > TD_{max}$ o "reset" da proteção será incondicional e ela não mais atuará, independentemente das condições monitoradas. Pode também ser inserida uma resistência variável durante a atuação do "crowbar" para dissipar energia, limitando a corrente do rotor da máquina e sua sobrevelocidade (durante a atuação do "crowbar" o conversor ligado ao rotor não tem como controlar a máquina).

5.0 - RESULTADOS

Nesta seção são apresentados resultados obtidos num sistema teste onde a máquina é conectada numa barra infinita através de uma reatância de 17 % (base da máquina). Duas máquinas distintas são utilizadas: uma do tipo GIDC e outra GIDA, ambas com potência nominal de 0,85 MW e despacho inicial de 0,83 MW (0,98 p.u.). Foi

acrescentado um banco de capacitores na barra terminal do aerogerador no caso GIDC. Isto garante o valor de 1,0 p.u. para a tensão terminal do aerogerador, compensando o consumo de potência reativa do equipamento. No caso GIDA, o controle é ajustado para garantir o mesmo valor de 1,0 p.u. na tensão terminal do aerogerador. O equipamento utilizado no caso GIDA permite o controle da inclinação da pá, enquanto no caso GIDC a pá é fixa.

Dois distúrbios foram analisados: aplicação e retirada de um degrau positivo na velocidade do vento e chaveamento de bancos de reatores para simular a variação de tensão terminal causada por um curto-circuito próximo à barra terminal do aerogerador. Os resultados são apresentados nas Figuras 16 e 17, sempre com duas curvas em cada gráfico. Apesar dos equipamentos possuírem parâmetros e curvas características diferentes, é possível a avaliação qualitativa do desempenho de cada uma delas. Foi estabelecido que, no ponto inicial, as seguintes variáveis seriam iguais (dentro de uma determinada tolerância) para todos os casos simulados: potência ativa e reativa entregues ao sistema e tensão na barra terminal do aerogerador. Portanto é necessária a utilização de um banco de capacitores associados ao equipamento GIDC. Além disso, os valores iniciais da velocidade do vento (e conseqüentemente, de potência mecânica) devem ser ajustados para que o fornecimento de potência ativa seja o mesmo.

Na FIGURA 16 pode ser observado em (a) a variação na velocidade do vento para cada sistema: no instante $t = 1$ s há um aumento de 1 m/s e em $t = 10$ s uma diminuição também de 1 m/s. A tensão terminal é mantida no caso GIDA, devido à componente reativa do controle do conversor ligado ao rotor. No caso GIDC a tensão não é controlada, sofrendo variações ao longo da simulação. A potência ativa (c) fornecida no ponto inicial da simulação é de 0,83 MW (0,98 p.u.). Ao atingir novo ponto de equilíbrio após a variação na potência mecânica, o fornecimento no caso GIDA é limitado ao valor nominal de 0,85 MW (1,0 p.u.). O equipamento GIDC consome potência reativa para fornecer potência ativa. Desta forma, quando há um aumento na potência mecânica (a) a potência ativa fornecida aumenta (c), assim como o consumo de potência reativa. Como existe um banco de capacitores na barra terminal, o que se observa é uma diminuição da potência reativa entregue à rede (d). O controle de potência ativa realizado no caso GIDA é feito através da alteração da velocidade do gerador. Como a velocidade do gerador também é controlada através da inclinação da pá, quando há mudança da velocidade do vento tanto a velocidade do gerador (e) quanto a inclinação da pá (f) sofrem alterações. No caso GIDC a operação se dá com velocidade praticamente constante (e) e geralmente não há controle de inclinação da pá da turbina (f).

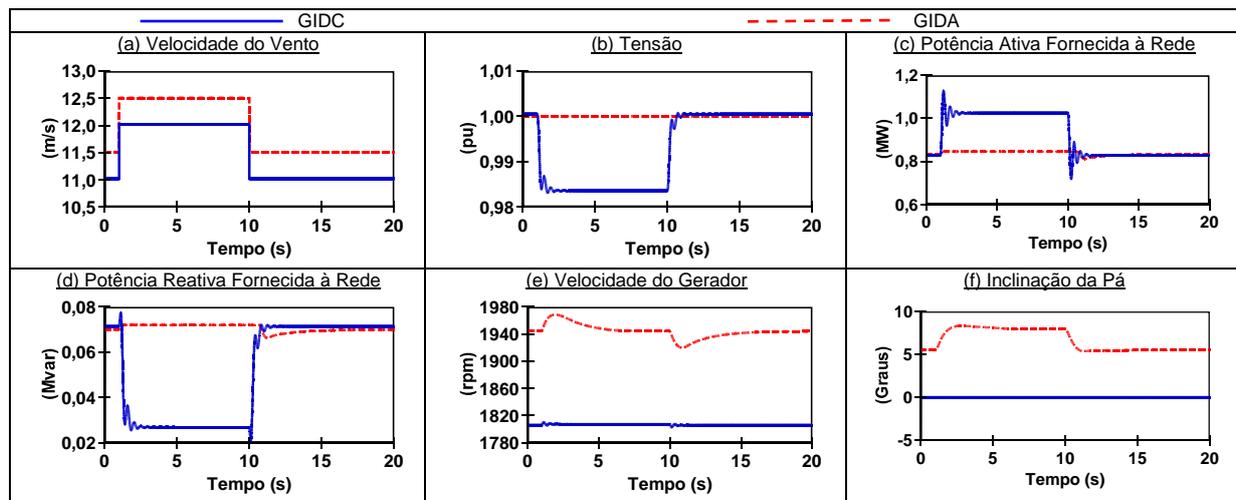


FIGURA 16 – Distúrbios em degrau na velocidade do vento.

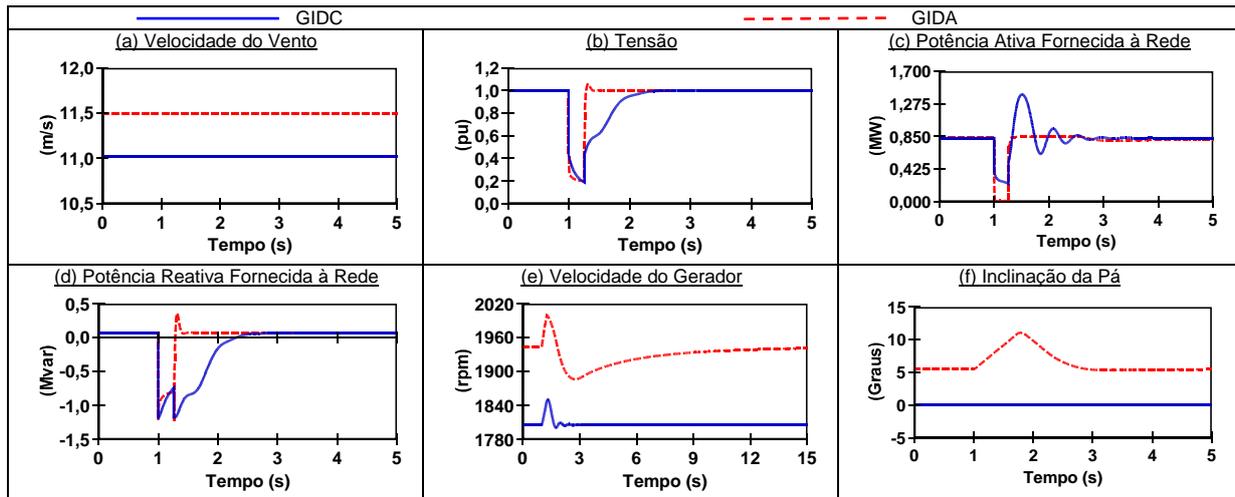


FIGURA 17 – Curto circuito próximo à barra terminal do parque eólico.

A FIGURA 17 mostra os resultados referentes à conexão de um banco de reatores em $t = 1,00$ s e desconexão em $t = 1,26$ s. Este procedimento simula a variação de tensão nos terminais do aerogerador causado por um curto-circuito nas proximidades. A tensão sofre queda de 0,8 p.u., atingindo 0,2 p.u. (b). No caso GIDA o retorno ao valor especificado no seu controle é praticamente imediato. O mesmo comportamento é observado para o fornecimento de potência ativa e reativa (c) e (d). No caso GIDC a tensão leva mais tempo para retornar ao valor original, a potência ativa entregue à rede oscila quando o distúrbio é eliminado. Além disso, durante cerca de um segundo após a retirada do distúrbio o gerador consome potência reativa da rede (d) e a tensão recupera o nível inicial (b). Durante o distúrbio a proteção de "crowbar" do GIDA é ativada (devido ao baixo nível de tensão) fazendo com que o gerador tenha o mesmo comportamento do GIDC. Após a retirada do distúrbio, com o restabelecimento da tensão terminal no GIDA, a proteção de "crowbar" é retirada. Mais uma vez as variações de potência e velocidade causam a variação da inclinação da pá da turbina no caso GIDA (f).

6.0 - CONCLUSÕES

As simulações apresentadas, bem como os testes realizados pelo Grupo de Trabalho coordenado pelo CEPEL, comprovaram o comportamento coerente dos modelos. A inclusão destes modelos nos programas do CEPEL visa prover os agentes do setor elétrico com uma ferramenta confiável para estudos de acesso e de operação. Convém ressaltar a importância do fornecimento pelos fabricantes de dados relativos aos equipamentos e respectivos controles, para que se possa ter uma representação precisa. A próxima etapa deste trabalho se concentrará na modelagem de geração eólica baseada em esquemas com máquinas síncronas.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CIGRÉ Task Force 38.01.10, Cigré Technical Brochure on Modeling New Forms of Generation and Storage, September 2000.
- (2) S. Heier, Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems, John Wiley & Sons, 1998.
- (3) S. Müller, M. Deicke, R.W. de Doncker, "Doubly Fed Induction Generator Systems", IEEE Industry Applications Magazine, pp. 26-33, May/June 2002.
- (4) J.G. Sloopweg, S.W.H. de Haan, H. Polinder, W.L. Kling, "General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations", IEEE Transactions on Power Systems, pp. 144-151, Vol. 18, No.1, February 2003.
- (5) P.M. Anderson, A. Bose, "Stability Simulation of Wind Turbine Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, pp. 3791-3795, Vol. PAS-102, No. 12, December 1983.
- (6) N.W. Miller, J.J. Sanchez-Gasca, W.W. Price, R.W. Delmerico, "Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 MW Wind Turbine-Generators for Stability Simulations", IEEE General Meeting 2003, July 13th-17th, Toronto, Ontario, Canada.
- (7) V. Akhmatov, H. Knudsen, A.H. Nielsen, "Advanced Simulation of Windmills in the Electric Power Supply", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 22, No. 6, 2000, pp. 421-434.
- (8) M.V.A. Nunes, H.H. Zürn, U.H. Bezerra, "Inclusão do Modelo de Duas Massas na Análise da Estabilidade Dinâmica de Sistemas Eólicos Integrados a Redes Elétricas", XIV – Congresso Brasileiro de Automática, Natal – RN, 2-5 de Setembro de 2002, pp. 1194-1199.
- (9) P. Kundur, Power System Stability and Control, EPRI Power System Engineering Series, 1 ed, New York, McGraw-Hill, 1994.
- (10) R.M. Henriques, N. Martins, J.C.R. Ferraz, H.J.C.P. Pinto, A.C.B. Martins, S. Carneiro Jr., "Impact of Induction Motors Loads into Voltage Stability Margins of Large Systems", Proceedings of PSCC 2002, Seville, Spain, June 2002.
- (11) IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, "Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 3, August 1995.
- (12) J.A. Peças Lopes, "Integration of Dispersed Generation on Distribution Networks – Impact Studies", IEEE Power Engineering Society, Winter Meeting, pp. 323-328, Vol. 1, 27-31 January 2002.
- (13) R.J. Koessler, S. Pillutla, L.H. Trinh, D.L. Dickmader, "Integration of Large Wind Farms into Utility Grids (Part 1 – Modeling of DFIG)", IEEE General Meeting 2003, July 13th-17th, Toronto, Ontario, Canada.
- (14) W. Leonhard, Control of Electrical Drives, 2nd completely revised and enlarged edition, Springer-Verlag, 1996.
- (15) N.G. Hingorani, L. Gyugyi, Understanding FACTS – Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems, 1 ed, New York, IEEE Press, 1999.
- (16) R.D. Rangel, "Modelagem de Equipamentos FACTS, Baseados em Inversores de Tensão, para a Análise de Fluxo de Potência e Fenômenos Eletromecânicos", tese de doutorado, COPPE/UFRJ, R.J., Brasil, Setembro de 2004.