



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPT - 07
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO II
GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS - GPT**

UMA COMPARAÇÃO ENTRE MODELOS DA MÁQUINA DFIG PARA GERAÇÃO EÓLICA

Eduardo Sodré *
Jurandir Cavalcanti
Ney Leal
Paulo César Câmara
Gustavo Melo

Wellington Mota
(Senior Member, IEEE)

Fábio Medeiros
Flávia Ferreira

J. Peças Lopes
(Senior Member, IEEE)
Rogério Almeida

CHESF

UFCG

ONS

INESC-PORTO

RESUMO

Este trabalho apresenta uma descrição da filosofia de operação do gerador eólico de indução de dupla alimentação (DFIG), sendo considerado somente os controles do sistema de excitação modulando potência ativa e tensão terminal. Não serão considerados neste trabalho a modelagem dos controles de Pitch e a modelagem do CROWBAR. Uma comparação qualitativa e quantitativa entre as diversas modelagens (CEPEL, UFCG, INESC-Porto) para simulação dinâmica de geradores eólicos ligados às redes de energia elétrica será também efetuada com o propósito de esclarecer os principais aspectos das várias abordagens aqui tratadas.

PALAVRAS-CHAVE

Geração Eólica, Simulação Eletromecânica, DFIG e Sistema de Controle.

1.0 - INTRODUÇÃO

O potencial eólico brasileiro, pela qualidade e distribuição dos ventos, vem estimulando importantes iniciativas políticas para o desenvolvimento tecnológico, industrial e de projetos de parques eólicos nas diferentes regiões do País, institucionalizadas através da Lei 10438 de 2002 que criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA. Atualmente o PROINFA determina a instalação de 482,75 MW de geração eólica no Nordeste, 163,05 MW no Sudeste e 454,2 MW no Sul do Brasil, com o objetivo de atingir 10% da geração de energia elétrica através das fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa em até 20 (vinte) anos.

A máquina mais instalada nos atuais parques eólicos é a DFIG (Double Feed Induction Generator), contendo particularidades de construção e operação que fazem dela uma máquina com características próprias bastante peculiares. O rotor é alimentado por um conversor PWM utilizando um back-to-back para controle da tensão aplicada aos seus circuitos (Figura 1) (1). O controle desta tensão possibilita que as gerações de potência ativa e reativa da máquina sejam determinadas, favorecendo a maior extração de potência do vento.

O principal objetivo deste trabalho é descrever e exemplificar de forma sucinta o controle da potência ativa e reativa efetuada pela máquina DFIG, utilizando os modelos implementados pelo CEPEL, pela UFCG e pelo INESC-Porto (2,3,4). Cabe ressaltar que o modelo da máquina implementado pelo CEPEL encontra-se hoje em fase de testes com sua versão Beta disponibilizada apenas para um grupo de estudo formado para este fim. Espera-se que muito em breve seja disponibilizada a versão oficial do ANATEM com a máquina DFIG. Compreende-se que a versão final da modelagem do CEPEL não diferirá de forma ampla desta versão Beta utilizada na elaboração deste trabalho.

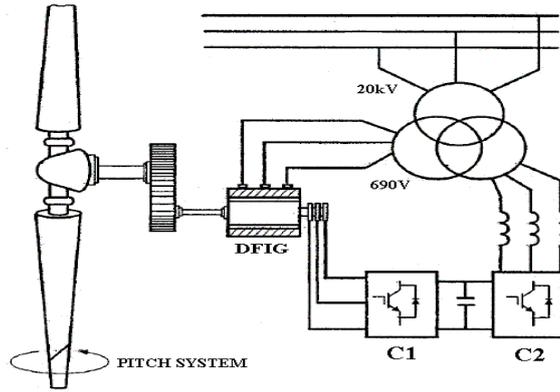


FIGURA 1 – Gerador de Indução de Dupla Alimentação (DFIG)

O segundo propósito deste trabalho é explicitar as diferenças e semelhanças entre as três implementações efetuadas pelas equipes de pesquisa referidas acima, tendo seus desempenhos analisados através de simulações de um caso de inserção eólica máquina-barras infinita. Os aspectos positivos das abordagens serão cotejados, obtendo-se uma compreensão das modelagens e dos seus controles, que seja ao mesmo tempo suficientemente realista e prática para utilização da máquina DFIG em análises eletromecânicas de sistemas de potência.

Na seção 2.0 do artigo serão expostas as características de operação da DFIG, particularmente, a forma como a máquina consegue extrair a máxima energia disponível num fluxo de vento. Na seção 3.0 serão apresentados os modelos dos sistemas de controle e a parte mecânica da turbina utilizados pelos três programas de análise: CEPEL, UFCG e INESC-Porto. Na seção 4.0 serão apresentados os resultados obtidos, com as respectivas conclusões apresentadas na seção 5.0.

2.0 - CARACTERÍSTICAS GERAIS DE OPERAÇÃO E CONTROLE DA MÁQUINA DFIG

A máquina DFIG é construída a partir de um motor de indução de rotor bobinado. A operação em velocidade variável é obtida através da injeção de tensão nos terminais do rotor à frequência de escorregamento. A tensão injetada é obtida utilizando-se dois conversores fonte de tensão back-to-back. Os nominais dos conversores determinam a faixa de operação da velocidade variável. A máquina DFIG rodando à velocidade super-síncrona irá entregar potência à rede pelo rotor (através dos conversores) e pelo estator. À velocidades sub-síncronas o rotor da DFIG absorve potência. As relações entre as potências mecânicas, do rotor e do estator, desprezando-se as perdas são:

$$P_r = -s P_s \quad P_m = (1-s)P_s \quad P_g = P_s + P_r$$

onde P_r é a potência entregue pelo rotor, P_s é a potência entregue pelo estator, P_m é a potência mecânica entregue ao gerador e P_g é a potência total gerada e entregue para a rede. Sendo s o escorregamento do rotor.

2.1 Controle de velocidade para extração máxima de potência

As turbinas eólicas operam extraindo energia a partir do vento. A energia disponível numa determinada massa de vento é dada por $P_{vento} = (1/2)\rho AV_w^3$ em (W), onde ρ é a densidade do ar (kg/m^3), V_w é a velocidade do vento (m/s) e A é a área compreendida pelas lâminas da turbina (m^2). Entretanto a energia que pode ser extraída pela turbina é menor do que a energia total disponível pela massa de vento. Portanto, a potência extraída é expressa da seguinte forma:

$$P_m = C_p \times P_{vento} \quad (1)$$

onde C_p é o chamado *coeficiente de performance* e depende da taxa de velocidade de extremidade (tip speed ratio). A taxa de velocidade de extremidade é uma variável adimensional denominada λ , sendo a razão entre a velocidade em m/s do ponto mais extremo da lâmina e a velocidade do vento, definida por:

$$\lambda = \frac{\omega_m R}{V_w}$$

onde ω_m é a velocidade da lâmina (rad/s); V_w é a velocidade do vento (m/s) e R é o raio da lâmina (m).

As variáveis C_p e λ estão relacionadas entre si através de uma curva, normalmente obtida em testes de laboratórios ou medições em campo. A Figura 2 exemplifica uma curva de uma turbina hipotética.

Mostra-se na Figura 2 o ponto de operação de uma máquina de indução com o rotor curto-circuitado para um vento de 7m/s. Para este ponto de operação têm-se um C_p de 0,317. Com o controle da tensão aplicada à essa mesma máquina, tendo agora o rotor bobinado, pode-se operá-la no ponto de máximo C_p , ou seja, $C_p = 0,402$. Com isso haveria um ganho de geração de energia de 27%. A partir desse mesmo raciocínio, pode-se concluir que para cada velocidade de vento há uma e somente uma velocidade de rotação das turbinas que garante uma operação no ponto de máximo C_p da Figura 2.

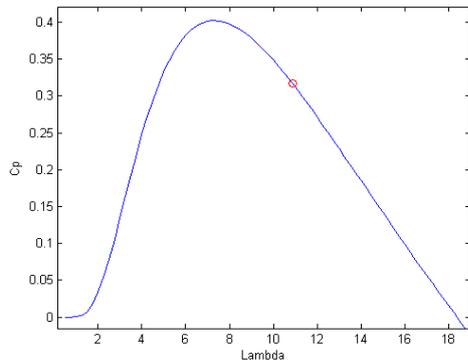


FIGURA 2 – Curva $C_p \times \lambda$

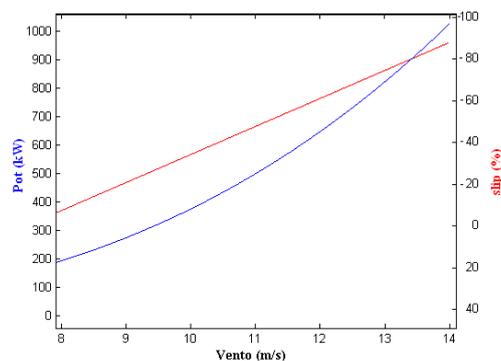


FIGURA 3 – Curvas $Pot \times Vento$ e $Slip \times Vento$

A Figura 3 mostra a curva de Escorregamento x Vento, em % da velocidade síncrona, para uma variação de vento de 8 m/s a 14 m/s, com operação no máximo C_p . Essa curva está plotada em vermelho e têm a sua escala no lado direito da Figura 3. Na Figura 3 pode-se ver também a curva Potência x Vento, calculada através da Equação (1), considerando que o C_p está sempre em seu valor máximo de 0,402. A curva Potência x Vento está plotada em azul e tem a sua escala no lado esquerdo, em kW.

A partir da Figura 3 considerando que a máquina em análise, para a qual foi plotada a curva $C_p \times \lambda$ da Figura 2, é de 600 kW de potência nominal, vê-se que é necessário um vento de 11,7 m/s e um escorregamento acima da velocidade síncrona de 57% para garantir a operação de máxima extração de potência do vento com a máquina gerando o nominal.

Para garantir essa condição de operação (máxima extração de potência para o vento de 11,7 m/s) é necessário um par de conversores cujos nominais sejam de 218 kW. Normalmente os fabricantes de turbinas eólicas ao avaliarem questões econômicas optam por acoplar ao rotor bobinado pares de conversores com potências menores. O que leva a máquina a operar com o C_p máximo apenas para um “range” de vento limitado. Este tipo de comportamento pode ser verificado na Figura 4, que representa uma turbina hipotética, em que estão mostrados o C_p e a potência gerada em função do vento. A curva em azul é a potência gerada e a curva em vermelho é o C_p . Nessa Figura pode ser visto que para a máquina operando em sua potência nominal, o C_p equivale a 0,23, para um vento de aproximadamente 13 m/s.

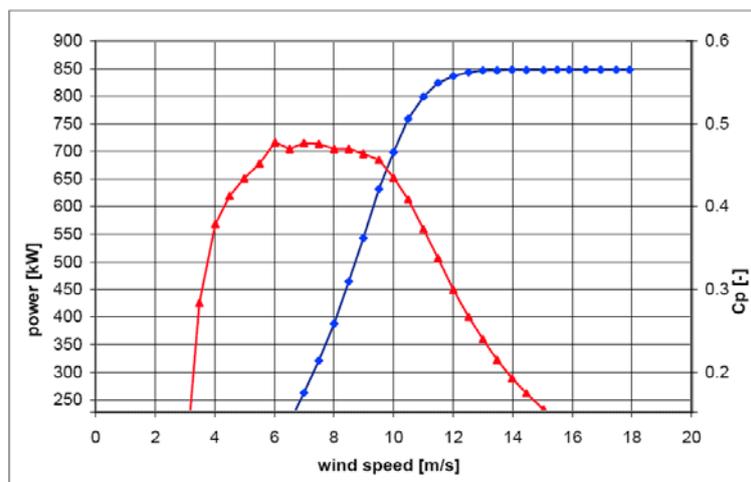


FIGURA 4 – Turbina Hipotética

2.2 Esquema conceitual dos controles de velocidade e de tensão

Segue na Figura 5 um desenho esquemático dos controles disponíveis numa máquina DFIG. Conforme citado anteriormente, pode-se controlar a tensão do rotor para se obter um determinado valor de velocidade da máquina e/ou o controle da tensão terminal.

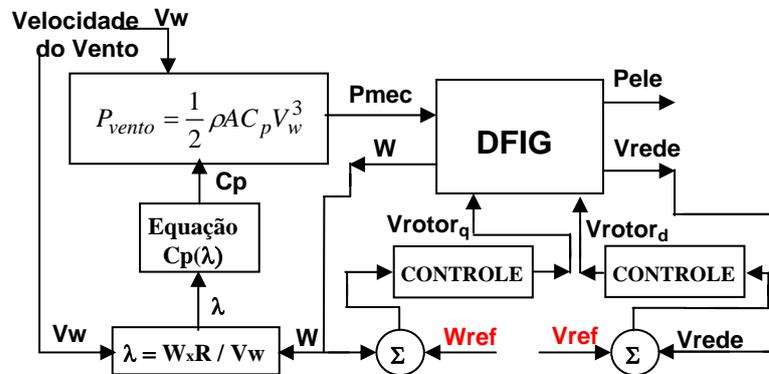


FIGURA 5 – Esquema de Controle

Através da tensão em quadratura aplicada ao rotor pode-se controlar a velocidade da máquina. O conversor do rotor (C1, Figura 1.) é usado para controlar a velocidade e a tensão / fator de potência. O conversor ligado à rede (C2, Figura 1.) tem a função principal de transmitir a potência ativa que está fluindo pelo rotor e pode em alguns casos também colaborar com a geração de potência reativa. O uso do conversor do rotor C1 para esquemas de controle de tensão é preferível ao uso do Conversor C2, devido à redução nos nominais dos conversores causada pela amplificação da injeção de potência reativa através do circuito do rotor (5).

O controle da tensão do capacitor dos conversores é o que garante que a potência ativa entregue à rede pelo conversor C2 seja igual à potência ativa entregue ao capacitor pelo rotor da máquina. A lógica da operação está baseada simplesmente no fato de quando não há descarga de energia sobre o capacitor, devido à igualdade das potências, conseqüentemente não há variação da tensão do capacitor. Quando há diferença no valor destas potências a tensão do capacitor será diferente de seu valor de referência. Esse erro de tensão é que alimenta a malha de controle da tensão do capacitor pelo conversor C2. Este conversor tem a função de fazer a tensão do capacitor retornar ao seu valor original retirando ou entregando maior potência ativa. Esta malha de controle não é mostrada na Figura 5.

Alguns programas de simulação não consideram os transitórios do capacitor, notadamente (3, 6), enquanto outras modelagens consideram detalhadamente estes transitórios e contabilizam a tensão para o cálculo do fator de modulação dos conversores operando com chaveamento PWM (2). Mesmo naquelas em que não são considerados os transitórios do capacitor há que se considerar a igualdade de potência ativa fluindo entre os conversores C1 e C2.

3.0 - MODELOS CEPEL, UFCG E INESC-PORTO

Nesta seção serão explicitadas as várias abordagens de controle nos vários pacotes de simulação analisados. Basicamente todas as abordagens prezam pelo controle de duplo PI em cascata, da teoria do controle vetorial (7). As diferenças estão relacionadas aos aspectos particulares de implementação que resultam em diferentes respostas para os mesmos distúrbios analisados.

3.1 Modelagem da Turbina Eólica

A modelagem da turbina eólica é a mesma nos três programas.

A parte do cálculo da potência mecânica entregue ao rotor da máquina já está mostrada na Figura 5. A equação que representa a curva $C_p \times \lambda$ utilizadas nos testes realizados foi a mesma implementada pelo INESC-Porto (4).

$$C_p(\lambda) = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 5,8 \right) \exp\left(\frac{-12,5}{\lambda_i} \right), \text{ sendo } \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,16} - 0,005$$

3.2 Modelo UFCG

Os modelos de geração eólica desenvolvidos pelo Prof. Wellington Santos Mota (3) foram implementados num programa de estabilidade transitória denominado “Estabeolica”, produto de dois P&D’s entre a UFCG e a CELPE (Companhia Energética de Pernambuco). Este programa já conta com máquinas de conexão direta e atualmente está em fase de testes e validações da máquina DFIG. O cálculo da potência mecânica possui o mesmo equacionamento mostrado acima e nas malhas de controle de velocidade e tensão a abordagem escolhida foi baseada nos trabalhos do Poller (7). Segue na Figura 6 as duas malhas de controle implementadas pela UFCG.

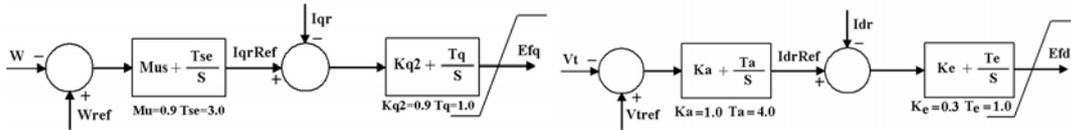


FIGURA 6 – Controles UFCG

3.3 Modelo INESC-Porto

O Modelo DFIG apresentado pelo INESC-Porto num software de demonstração para o ONS, utiliza as seguintes malhas de controles abaixo (3).

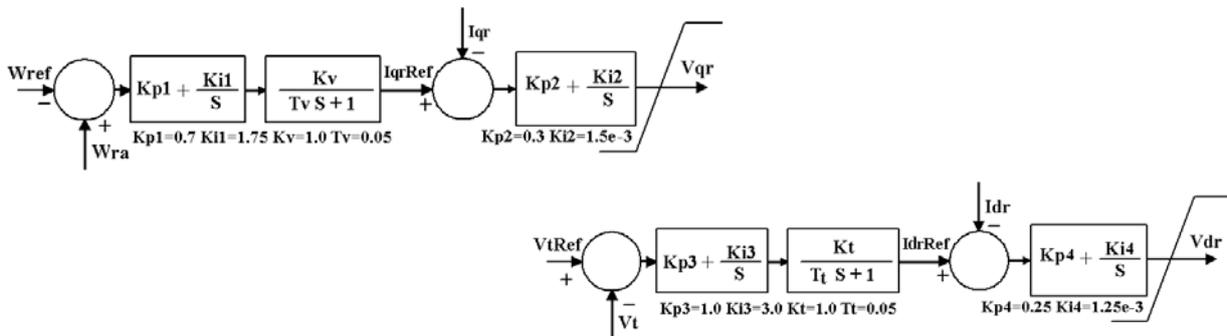


FIGURA 7 – Controles INESC-Porto

3.4 Modelo CEPEL

As malhas de controle implementadas nos programas do CEPEL utilizam-se do controle de duplo PI em cascata e lançam mão dos controles sugeridos pela GE para a modelagem de suas turbinas (2,6).

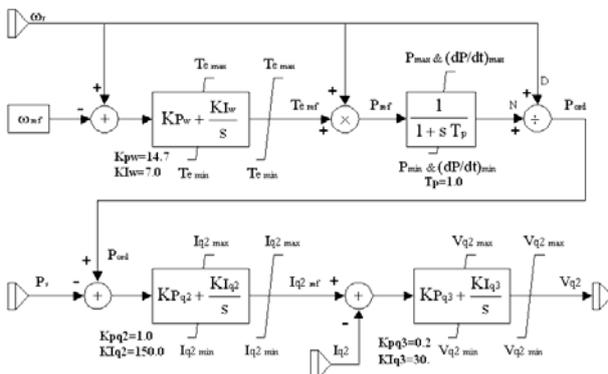


FIGURA 8 – Controle de Velocidade – CEPEL

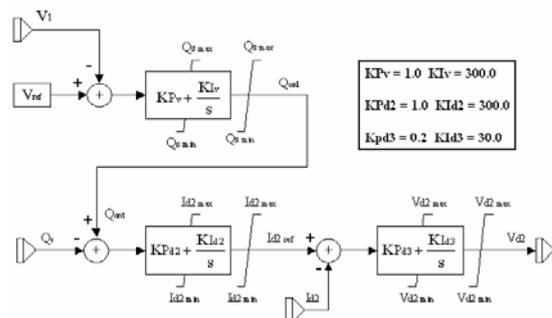


FIGURA 9 – Controle de Tensão - CEPEL

4.0 - RESULTADOS DE SIMULAÇÕES

Para a obtenção das respostas do vários modelos investigados neste trabalho utilizou-se a seguinte configuração mostrada na Figura 10 (4). Os parâmetros da máquina estão na tabela abaixo. Não se pode deixar de citar o fato de que as três implementações analisadas (CEPEL, UFCG, INESC-Porto) possuem métodos de integração diferentes. O software do INESC-Porto foi implementado em MATLAB, fazendo uso do método de integração Runge-Kutta de 6ª ordem (com coeficientes de Fehlberg) de passo variável. O Estabeolica faz uso do tradicional método de Euler Modificado e o ANATEM utiliza o método trapezoidal implícito.

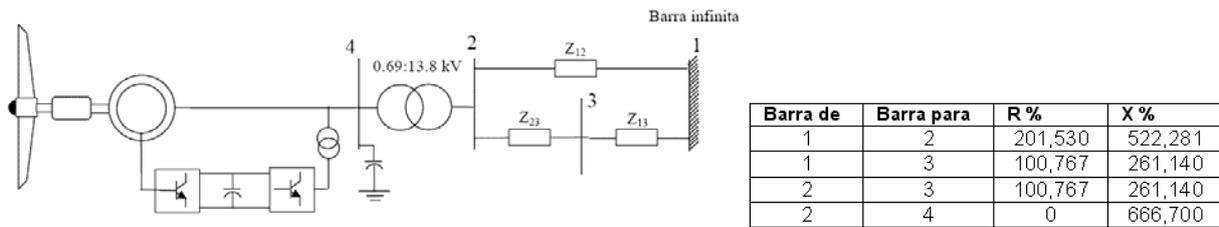


FIGURA 10 – Sistema DFIG x Barra Infinita

Gerador de Indução	Pnominal (kW)	Vnominal (kV)	Rs (%)	Xs (%)	Rr (%)	Xr (%)	Xm (%)
1	660	0,69	0,93055	4,1667	0,805	7,03	321,7
Nº de Pólos	H (s)	Capacitor barra 4 (kVar)	Nº de Pás	Raio (m)	Relação de Engrenagem	Dens. Ar (kg/m3)	
4	4	300	3	22	63,5	1,225	

4.1 Resultados de variação do vento

Nesta primeira série de comparação de resultados, o distúrbio considerado foi uma variação de vento, conforme a Figura 11. Para esse distúrbio vê-se na Figura 12 a Potência Ativa Total gerada pela DFIG. A curva em vermelho é a resposta do CEPEL, a curva em azul é a resposta da UFCG e a curva em verde é a resposta do INESC-Porto. A resposta dos três programas coincidem em termos gerais e as diferenças são devidas ao fato de terem os três programas implementados estruturas de controles diferentes entre si. A parte mais interessante para o distúrbio do vento é a resposta do escorregamento da máquina, que está mostrado na Figura 13. Nesta figura as curvas em vermelho (CEPEL) e azul (UFCG) têm sua escala no lado esquerdo da figura, enquanto a curva verde (INESC-Porto) tem sua escala no lado direito da figura. Estas curvas apesar de evidenciarem um aspecto qualitativo bastante semelhante, possuem quantitativamente diferenças extremas, o que caracteriza de forma bastante clara o papel chave das malhas de controle no desempenho da máquina DFIG.

4.2 Resultados de curto-circuito

Os resultados apresentados nas Figuras 14, 15 e 16 são para um curto trifásico sólido de 100 ms na barra 3 do sistema máquina barra infinita da Figura 10. Este curto resulta num afundamento de tensão da barra terminal da máquina DFIG, com a tensão atingindo valores de 0,34 pu. Na Figura 14 estão apresentados os escorregamentos dos três programas analisados. A curva em vermelho é a resposta do CEPEL, a curva em azul é a resposta da UFCG e a curva em verde é a resposta do INESC-Porto. Nesta figura pode-se ver que por estarem os conversores em operação (não há modelagem da atuação do CROWBAR), apresenta-se uma recuperação do escorregamento, mesmo durante os 100 ms do curto.

Na Figura 15 é apresentada a curva de Potência Ativa das máquinas DFIG para o mesmo curto. Para efeito de análise visual as curvas são apresentadas em escalas diferentes, verificando-se que o comportamento das máquinas é semelhante. As três máquinas recuperam potência ativa durante o curto, e após a eliminação do curto há o conseqüente pico de potência com os controles atuando para recuperar a velocidade de referência. Na Figura 16 é apresentada o comportamento da tensão terminal.

Para a confirmação do fato de que as diferentes respostas são devidas aos controles, foram efetuadas simulações do mesmo curto com a máquina operando com o rotor curto-circuitado (conexão direta), nos três programas. São então apresentados nas Figuras 17 e 18 o escorregamento e a potência ativa gerada, respectivamente. A igualdade das respostas ratifica a correta implementação das equações diferenciais das máquinas de indução, ficando claro que a diferença de resposta é devida à estrutura de controle utilizada, conforme já verificado em (8).

5.0 - CONCLUSÕES

As simulações e as análises realizadas neste trabalho renderam como principais frutos o conhecimento e a competência para empreender três estruturas de controle diferentes numa máquina DFIG. Como ficou evidente nos resultados apresentados, o comportamento diferenciado é resultante do controle empregado.

Em relação às várias formas de controle analisadas constata-se que o controle atualmente implementado no ANATEM com um maior número de controladores PI's demanda maior esforço e tempo para que o usuário possa ajustar o desempenho da máquina ou mesmo sua inicialização. Uma tarefa que se impõem ao grupo de trabalho da modelagem das máquinas eólicas junto ao CEPEL é efetuar uma versão mais simplificada dos controladores,

segundo a linha apresentada pela UFCG e pelo INESC-Porto. O comportamento dessas máquinas mostrou-se correto e bastante satisfatório para ser utilizado em análises de inserção eólica em sistemas de potência. Atualmente o INESC-Porto está trabalhando em implantar no programa PSS/E (Power System Simulator for Engineering) sua modelagem da máquina e dos controles, o que renderá uma grande vantagem para posteriores análises de desempenho de geradores e redes elétricas, conforme este programa é largamente utilizado pelas empresas de energia ao redor do mundo. Vale ressaltar que o *Estabeolica* já está sendo utilizado para análise de integração eólica em redes de distribuição (9).

Os estudos e as análises dos vários modelos continuam a serem empreendidos e espera-se que posteriores resultados sejam divulgados e que os ganhos advindos deste exercício possam ser compartilhados com todos os usuários de programas dessa espécie.

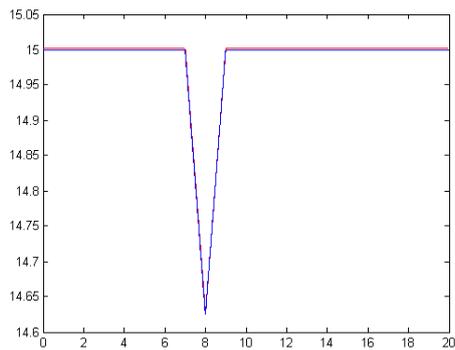


FIGURA 11 – Vento

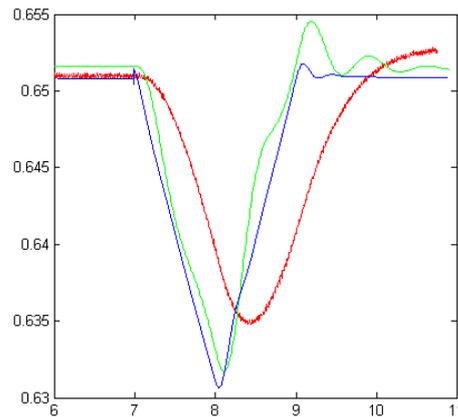


FIGURA 12 – VENTO - Potência Ativa Total

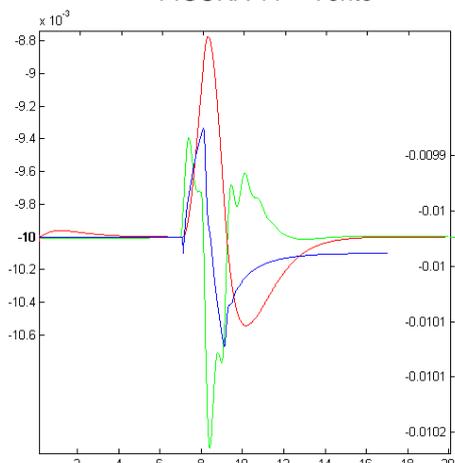


FIGURA 13 – VENTO – Escorregamento

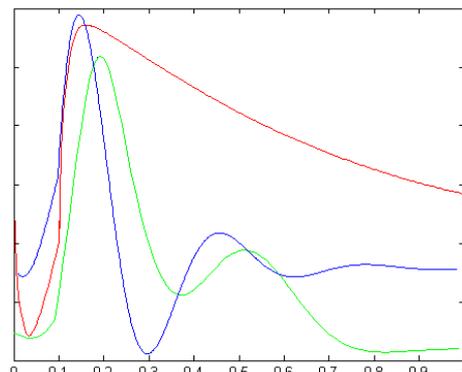


FIGURA 14 – CURTO – Escorregamento

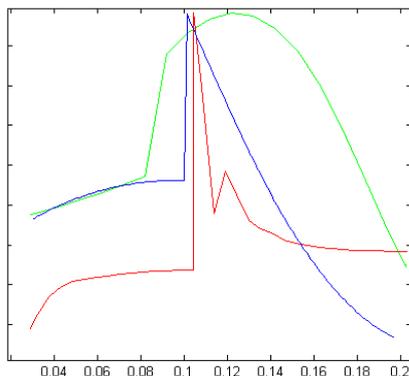


FIGURA 15 – CURTO - Potência Ativa Total

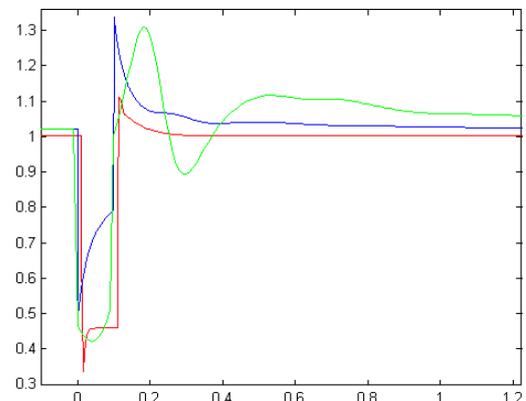


FIGURA 16 – CURTO – Tensão Terminal

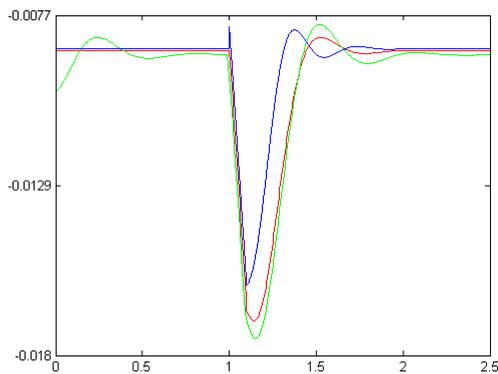


FIGURA 17 – SCIG - Escorregamento

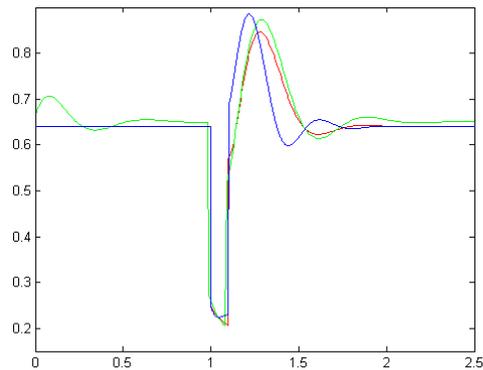


FIGURA 18 – SCIG - Potência Ativa Gerada

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem aos engenheiros do CEPEL: Ricardo Diniz, Júlio C. R. Ferraz e Sérgio Gomes; pelas inestimáveis discussões sobre o funcionamento das máquinas DFIG, que contribuíram de forma valiosa para a elaboração deste artigo.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) RODRÍGUEZ-AMENEDO, J., ARNALTE, S., and BURGOS, J. C. Automatic Generation Control of a Wind Farm With Variable Speed Wind Turbines, *IEEE Trans. on Energy Conversion*, VOL. 17, NO. 2, June 2002.
- (2) CEPEL, "Procedimentos para Preparação de Casos de Simulação com Máquina de Indução Duplamente Alimentada nos Programas ANAREDE e ANATEM", maio de 2004.
- (3) MOTA, W. S. e SODRÉ, E. Modelo para Simulação Dinâmica de Geradores Eólicos de Indução Ligados à Rede de Transmissão, XV Congresso Brasileiro de Automática – CBA, 21 a 24 de setembro de 2004 – Gramado – RS.
- (4) LOPES, J. A. P. e de ALMEIDA, R. G. Documentação do Programa de Simulação Dinâmica de Sistema de Potência com Geradores de Indução Duplamente Alimentados e Geradores Convencionais com Controle de Pitch – VERSÃO 2.0 (Trabalho elaborado para o Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro), 11 de julho de 2004.
- (5) EKANAYAKE, J., HOLDSWORTH, I. e JENKINS, N. Control of DFIG Wind Turbines. *IEE Power Engineer*, February 2003.
- (6) GE POWER SYSTEMS. Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 Wind Turbine-Generators – Version 3.0. October 2003.
- (7) POLLER, M. A. Doubly-Fed Induction Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms. *Bologna Power Tech Conference, June 23th,-26th, 2003 Bologna, Italy*.
- (8) de ALMEIDA, R. G., LOPES, J. A. P. and BARREIROS, J. A. L. Improving Power System Dynamic Behavior Through Doubly Fed Induction Machines Controlled by Static Converter Using Fuzzy Control, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 4, november 2004.
- (9) FORMIGA, A. M., MOTA, W. S. Simulação Dinâmica em Sistemas de Distribuição incluindo Geração Eólica, aceito para publicação no XVIII SNTPEE, 16 a 21 de outubro de 2005, Curitiba, Brasil.