

ANÁLISE DINÂMICA DA CONEXÃO AO SISTEMA ELÉTRICO DE USINAS EÓLICAS USANDO O ATPDRAW

Antonio Samuel Neto[†], Eduardo Luiz Reis Pinheiro[‡], Francisco de Assis dos Santos Neves[†], Selênio Rocha Silva[‡], Pedro André Carvalho Rosas[†]

[†]Departamento de Engenharia Elétrica e Sistemas de Potência – Universidade Federal de Pernambuco
CEP 50.740-530, Recife – PE – Brasil

[‡]Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Engenharia Elétrica– Universidade Federal de Minas Gerais
CEP 31.270-010, Belo Horizonte-MG – Brasil

e-mail: asneto01@yahoo.com.br, edulrp@yahoo.com, fneves@ufpe.br, selenios@eee.ufmg.br, prosas@ufpe.br

Resumo – Neste artigo, apresentam-se a modelagem de aerogeradores e a análise dos efeitos da sua conexão em redes elétricas. São contempladas três diferentes topologias de turbinas: com gerador de indução com rotor tipo gaiola, com gerador de indução de dupla alimentação e com gerador síncrono a ímãs permanente. Em todos os casos, foi considerada a conexão à rede através de conversor de frequência e operação a velocidade variável com implementação do controle de forma tal a maximizar a extração de potência. Os algoritmos de simulação foram desenvolvidos em ATPDraw, tendo em vista atender aos interesses das empresas do setor elétrico, devido à facilidade de representação do sistema elétrico, bem como pelo aproveitamento do banco de dados já existente. São apresentados resultados de simulação de uma usina eólica composta por 10 aerogeradores de 1MW cada, conectada a um ponto de acoplamento comum em que a potência de curto-circuito é de aproximadamente 100MVA. São avaliados os efeitos de distúrbios na fonte primária, no sistema de conexão da usina à rede e na própria rede.

Palavras-Chave – Controle, conversores de frequência, estabilidade, qualidade de energia, usinas eólicas.

DYNAMIC ANALYSIS OF CONNECTING WIND FARMS TO THE GRID USING ATPDRAW

Abstract – In this paper models of grid connected wind generation systems are presented and analyzed. The models of three different topologies of wind power plants are described: using squirrel cage induction generator, doubly fed induction generator and permanent magnet synchronous generator. In all three cases the connection to the power system through a static converter was considered, aiming variable speed operation for maximum power extraction. In order to allow immediate application in most power utility companies, the simulation algorithms were developed using ATPDraw, since this is one of the most popular softwares for transient studies and many companies already have their

data input in ATP programs. Simulation results of a wind farm with 10 turbines of 1 MW each, connected to a system with a short-circuit power capacity of 100 MVA are presented. The effects of disturbances in the primary energy source, in the electrical system between the grid and the turbines and in the electrical grid are evaluated.

Keywords – Control systems, frequency converters, stability, power quality, wind farms.

NOMENCLATURA

P	Potência ativa
Q	Potência reativa
p	Número de pólos do gerador
V_T	Velocidade do vento
ρ	Densidade do ar
A	Área varrida pelas pás da turbina eólica
C_p	Coefficiente de potência da turbina
ω_{rotor}	Velocidade de rotação do rotor aerodinâmico
\vec{v}_s	Vetor tensão de estator
\vec{v}_r	Vetor tensão de rotor
\vec{i}_s	Vetor corrente de estator
\vec{i}_r	Vetor corrente de rotor
$\vec{\lambda}_s$	Vetor fluxo de estator
$\vec{\lambda}_r$	Vetor fluxo de rotor
ω_r	Velocidade do rotor do gerador
ω_{eixo}	Velocidade do sistema de referências dq
T_e	Conjugado eletromagnético
T_l	Conjugado mecânico
J	Inércia total da turbina eólica
R_T	Raio da turbina e
λ	Relação de Velocidade
β	Ângulo da pá
λ_F	Fluxo rotórico produzido pelos ímãs
θ_r	Posição angular do rotor do gerador

I. INTRODUÇÃO

A energia proveniente dos ventos é renovável, limpa e viável à geração elétrica em diversas regiões do planeta. Em decorrência da crescente preocupação ambiental no processo

Artigo submetido em 04/02/2005. Primeira revisão em 03/04/2005.
Segunda revisão em 01/06/2005. Aceito sob recomendação dos editores da seção especial Marcelo G. Simões e Humberto Pinheiro.

de conversão de energia elétrica, a energia eólica vem se destacando como uma forma bastante viável e competitiva de geração de energia elétrica. Recentes avanços tecnológicos no campo da eletrônica de potência aumentaram a eficiência das turbinas, reduzindo assim, o preço do quilowatt-hora da energia eólica. Assim, a utilização de usinas eólicas tem contribuído de forma intensa na alteração da matriz energética mundial, sobretudo nos países europeus, os quais experimentaram um crescimento anual de 30% nos últimos anos. Em decorrência disso, as turbinas eólicas passaram a receber mais atenção no que se refere às normas e procedimentos para sua devida inserção na rede elétrica, de forma a garantir aos consumidores qualidade da energia fornecida.

A integração de usinas eólicas ao sistema elétrico apresenta uma influência direta sobre a qualidade da energia elétrica entregue ao consumidor, podendo, em alguns casos, interferir na estabilidade do sistema elétrico como um todo. A instalação em larga escala de turbinas eólicas demanda, pois, estudos especiais para determinar o nível de impacto das mesmas sobre a estabilidade e a qualidade do suprimento da energia elétrica. Desta forma, ferramentas computacionais que permitam a simulação do comportamento do sistema elétrico considerando o uso de turbinas eólicas, tanto em regime permanente, quanto sob distúrbios transitórios, tornam-se imprescindíveis para avaliar o impacto da inserção dessas novas fontes de energia.

Algumas ferramentas computacionais foram empregadas para a modelagem e simulação de sistemas eólicos conectados a redes elétricas [1], [2]. Porém, o nível de detalhe da representação dinâmica da turbina eólica, sistema de transmissão mecânica, gerador, conversor de frequência e todos os controles é insuficiente para permitir uma avaliação de fenômenos transitórios. Em outros trabalhos recentes [3]-[5], enfoca-se principalmente as estratégias de controle das injeções de potência ativa e reativa, necessitando-se, portanto, da modelagem detalhada dos elementos do sistema eólico. Entretanto, nestes casos, utilizam-se ferramentas computacionais específicas para a simulação de sistemas dinâmicos, como o MATLAB, por exemplo, sendo difícil a representação de redes elétricas de porte médio ou grande. Recentemente, alguns trabalhos têm sido publicados sobre a modelagem e simulação de fazendas eólicas conectadas a redes elétricas de médio e grande porte com nível de detalhe suficiente para realizar estudos transitórios de curta duração [6]. As ferramentas computacionais utilizadas são, todavia, caras e pouco conhecidas pela grande maioria dos usuários das empresas do setor elétrico.

O ATPDraw é uma ferramenta de simulação de transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência gratuita e amplamente difundida nas empresas do setor elétrico. Neste trabalho, são apresentados modelos computacionais desenvolvidos em ATPDraw para a avaliação do impacto da conexão de turbinas eólicas em redes elétricas. Três diferentes topologias de turbinas eólicas foram modeladas, todas considerando a operação em velocidade variável: com Gerador Síncrono a Ímã Permanente (GSIP), com Gerador de Indução com Rotor tipo gaiola (GIRG) e com Gerador de Indução de Dupla Alimentação (ou *Doubly Fed Induction Generator - DFIG*).

II. MODELAGEM DO SISTEMA

A modelagem do sistema a ser simulado deve ser suficientemente detalhada para que todos os fenômenos capazes de influenciar significativamente o comportamento do sistema elétrico e/ou o parque eólico seja representados. Por outro lado, a escolha de um modelo demasiadamente detalhado pode demandar um esforço computacional elevado para representar fenômenos que praticamente não afetam o sistema, trazendo dificuldades ao usuário pela obtenção de dados inócuos. A escolha da modelagem mais adequada é, portanto, uma decisão difícil e varia de acordo com os objetivos da simulação.

Os modelos aqui apresentados visam o estudo desde fenômenos transitórios rápidos, como faltas no sistema elétrico, até fenômenos um pouco mais lentos como variações na velocidade do vento. Deste modo, pode-se limitar o intervalo de simulação a cerca de alguns segundos. Os modelos de turbinas eólicas devem contemplar o comportamento dos componentes elétricos, como geradores, conversores estáticos de potência, a rede elétrica juntamente com as cargas e o sistema de controle, assim como os elementos mecânicos da turbina, considerando o efeito da conversão eólico-mecânica para estudos de transitórios eletromecânicos [7].

A usina eólica simulada é composta por 10 turbinas de 1MW cada, sendo representada por um gerador de 10MW com dinâmica mecânica equivalente à das máquinas de 1MW. Para tanto, todas as grandezas da turbina são representadas em valores por unidade (p.u.), considerando uma turbina eólica de 1 MW. Em seguida, convertem-se os valores para grandezas reais considerando uma potência base igual à da usina eólica total. Vale salientar que tal procedimento não corresponde à simulação de um gerador e/ou conversor de 10 MW, e sim a uma representação aproximada das 10 máquinas por uma única, com dinâmica equivalente, cuja potência nominal é igual à da usina. A utilização do equivalente dinâmico, do ponto de vista de resultados, mostra-se um procedimento conservativo, uma vez que se considera um fator de coincidência de 100% das turbinas. No entanto, este procedimento tem sido empregado em trabalhos de pesquisa recentes [7]-[9]. A Figura 1 apresenta as três topologias analisadas, onde a rede elétrica inclui o transformador de integração.

A. Rede elétrica

Na Figura 2 é apresentado o sistema elétrico simulado, em ATPDraw. O sistema possui uma potência de curto circuito de aproximadamente 100MVA, correspondente a 10 vezes a potência da usina eólica.

A biblioteca do ATP não dispõe de modelos adequados para a simulação da turbina, ventos e conversores. Esses elementos, assim como todo o sistema de controle e o gerador, foram modelados utilizando-se a ferramenta TACS (Transient Analysis of Control Systems) [10]. Apenas a rede elétrica foi modelada no ATP empregando os elementos de circuitos disponíveis na sua biblioteca. Chaves ideais foram usadas para representar o conversor, sendo os comandos dessas chaves também implementados através de ferramentas TACS.

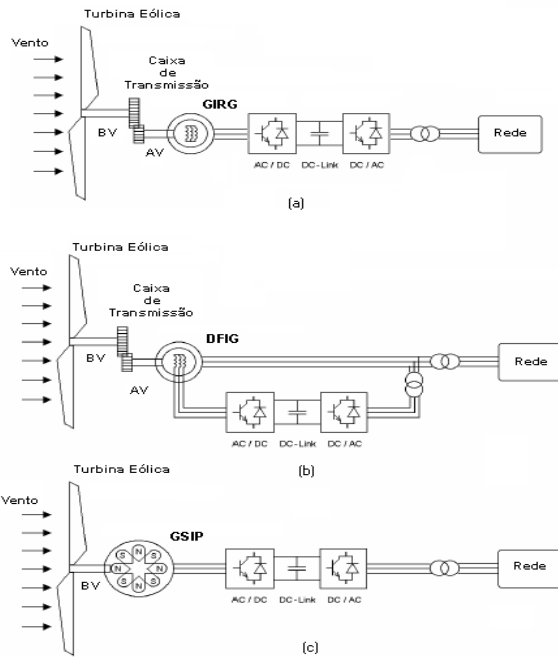


Fig. 1. Topologias de turbinas eólicas. (a) Gerador de indução com rotor tipo gaiola. (b) Gerador de indução de dupla alimentação. (c) Gerador síncrono a ímã permanente

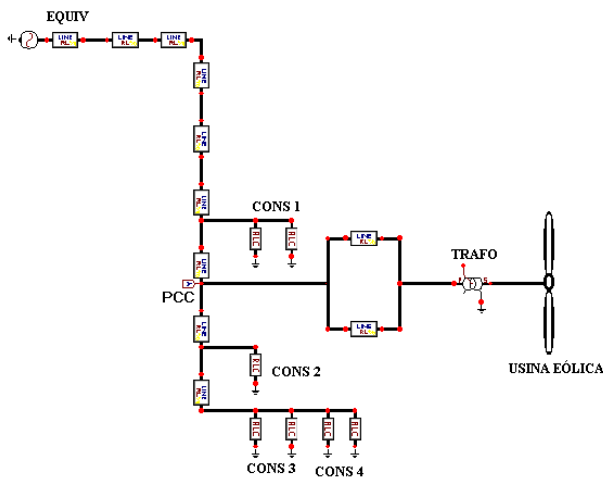


Fig. 2. Sistema elétrico em ATP.

B. Representação dos ventos

Os ventos podem ser caracterizados como uma complexa estrutura composta de diversos fenômenos. Dentre eles, pode-se destacar os fenômenos determinísticos, relacionados com a velocidade média do vento e efeitos de: sombra da torre, variação vertical das velocidades do vento etc, e os fenômenos estocásticos, relacionados com a turbulência do vento.

No modelo aqui apresentado, as características da geração da turbina eólica foram estudadas considerando ventos que incluem: rajadas (V_{rajada}), o seu valor médio (V_{Const}) e uma rampa (V_R), conforme sugerido em [11]. Adicionalmente, foi incluída uma componente senoidal ($V_{senoide}$) para representar a turbulência.

Foi considerado que a velocidade do vento é a mesma em

tudo o rotor e os fenômenos de alisamento devidos à correlação da turbulência foram desprezados. Desta maneira, as variações da potência eólica simulada podem ser consideradas mais severas do que as presentes em uma turbina eólica real. A representação do modelo analítico do vento é apresentada na equação (1).

$$V_T = V_{Const} + V_R + V_{rajada} + V_{senoide} \quad (1)$$

C. Representação da parte mecânica

A potência mecânica convertida no rotor aerodinâmico da turbina eólica pode ser caracterizada através da equação (2):

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A C_p V_T^3 \quad (2)$$

A partir da potência mecânica no eixo de baixa velocidade calculada de acordo com a equação (2), pode-se determinar o conjugado de “entrada” no sistema de transmissão como sendo:

$$T_l = \frac{1}{2} \frac{\rho A C_p V_T^3}{\omega_{rotor}} \quad (3)$$

Para representar o coeficiente de potência, foi utilizado um modelo não polinomial, que é expresso através da relação entre a velocidade do vento incidente e a velocidade rotacional da pá (λ) e do ângulo de passo (β), conforme indicado nas equações a seguir [12]:

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

onde o fator λ_i é dado pela equação (5)

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (5)$$

e λ é dado por

$$\lambda = \frac{\omega_r R_T}{V_T} \quad (6)$$

O conjugado de carga imposto ao gerador é dado pelo conjugado obtido no rotor da turbina, expresso pela equação (3), dividido pela relação de transmissão da caixa de engrenagem para as topologias GIRG e DFIG. Na topologia GSIP, que não possui caixa de engrenagem, o conjugado de carga é dado diretamente da equação (3).

D. Modelagem do Gerador de Indução com Rotor tipo Gaiola ou do Gerador de Indução de Dupla alimentação

Uma vez que o objetivo principal do algoritmo é o estudo de fenômenos transitórios de curta duração, procurou-se representar a máquina de indução utilizando o modelo vetorial de quinta ordem [13], conforme mostrado nas equações a seguir, em referencial arbitrário girante à velocidade ω_{eixos} :

$$\vec{v}_s = R_s \vec{i}_s + \lambda_s + j\omega_{eixos} \vec{\lambda}_s \quad (7)$$

$$\vec{v}_r = R_r \vec{i}_r + \lambda_r + j(\omega_{eixos} - \omega_r) \vec{\lambda}_r \quad (8)$$

$$\frac{2J}{p} \dot{\omega}_r = T_e - T_l \quad (9)$$

onde os subscritos *s* e *r* são empregados para designar grandezas de estator e rotor. As relações fluxo-corrente e a expressão do conjugado eletromagnético são:

$$\vec{\lambda}_s = L_s \vec{i}_s + L_m \vec{i}_r \quad (10)$$

$$\vec{\lambda}_r = L_m \vec{i}_s + L_r \vec{i}_r \quad (11)$$

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{p}{L_r} \frac{L_m}{L_r} (\lambda_{rd} i_{sq} - \lambda_{rq} i_{sd}) \quad (12)$$

No modelo descrito, utilizou-se notação de motor, ou seja, as correntes são consideradas positivas quando entram nos enrolamentos e o conjugado eletromagnético positivo tende a fazer o rotor girar no sentido positivo. Esta convenção precisa ser levada em conta quando do controle do sistema e deve-se considerar o conjugado imposto pelo vento como negativo.

E. Modelagem do Gerador Síncrono a Ímã Permanente

Na modelagem do gerador síncrono a ímã permanente, também foi utilizada a convenção de motor. Além do mais, utilizou-se a teoria de vetores espaciais [13], orientados pelo fluxo do ímã de rotor. Assim, tem-se em (13) a equação de tensão do estator e em (14) as equações de fluxo de estator.

$$\vec{v}_s = R_s \vec{i}_s + \dot{\vec{\lambda}}_s - j\omega_r \vec{\lambda}_s \quad (13)$$

$$\begin{cases} \lambda_{sd} = L_{sd} i_{sd} + \lambda_F \\ \lambda_{sq} = L_{sq} i_{sq} \end{cases} \quad (14)$$

As equações de conjugado eletromagnético e da dinâmica mecânica são dadas por (15) e (16).

$$T_e = \frac{3}{2} p (\psi_F i_{sq} + (L_{sd} - L_{sq}) \dot{i}_{sd} i_{sq}) \quad (15)$$

$$\frac{2J}{p} \dot{\omega}_r = T_e - T_l \quad (16)$$

F. Modelagem dos Conversores Estáticos

Os conversores foram representados por chaves ideais, mas os comandos dessas chaves foram implementados através de ferramentas TACS.

O conversor responsável pela injeção de potência no sistema elétrico possui um sistema de controle especial para evitar sobretensões no barramento CC e, adicionalmente, pode ser usado para o controle do nível de tensão no lado da rede elétrica através do controle da potência reativa. O conversor responsável pelo controle da geração da turbina eólica possui como característica importante o controle do fluxo de potência do gerador para o barramento CC de modo a maximizar o coeficiente de rendimento da turbina.

A descrição detalhada dos algoritmos de controle implementados é realizada na seção a seguir.

III. ESTRATÉGIAS DE CONTROLE

A. Conversor do Lado da Rede – CLR

O controle do conversor do lado da rede para as três topologias estudadas se apresenta da mesma forma. A conexão do CLR ao sistema de potência exige o uso de um filtro, o qual pode ser composto apenas de indutores série. No entanto, em aplicações de elevada potência, para filtrar harmônicas de corrente em torno da frequência de

chaveamento podem ser requeridas indutâncias com valores elevados. Uma alternativa atraente consiste no uso de um filtro LCL, que tem uma configuração simples e reduz significativamente o índice de THD do sistema, a um custo competitivo com o filtro indutivo puro [14]. Neste trabalho, foi considerado o uso de filtro LCL projetado segundo [14], tendo sido encontrados os valores indicados na Tabela I.

TABELA I

Parâmetros do Filtro LCL

	L do lado do sistema (mH)	C (µF)	L do lado do conversor (mH)
GSP	0,254	39,8	0,51
GIRG	0,254	39,8	0,51
DFIG	L do transformador	70	0,075

Considerando o uso de um filtro LCL para realizar a conexão do conversor de frequência ao sistema elétrico, a seguinte relação vetorial pode ser obtida, em referencial *dq* girante em uma velocidade arbitrária:

$$\vec{v} - \vec{v}_C = R\vec{i} + L \frac{d\vec{i}}{dt} + j\omega_{eixos} L\vec{i} \quad (17)$$

onde \vec{v} , \vec{v}_C e \vec{i} são o vetor tensão na entrada do conversor, o vetor tensão nos capacitores do filtro LCL e o vetor corrente na entrada do conversor, respectivamente.

O principal objetivo é controlar os fluxos de potência ativa e reativa entre o CLR e a rede. Para realizar este controle, será utilizado um referencial síncrono, orientado pelo vetor tensão do capacitor do filtro, tornando a componente de eixo *q* nula ($\vec{v} = v_d$). Com isso, a potência ativa e a potência reativa entregues pela rede ao conversor serão dadas respectivamente pelas equações (18) e (19):

$$P = \frac{3}{2} v_d i_d \quad (18)$$

$$Q = \frac{3}{2} v_d i_q \quad (19)$$

Nos resultados apresentados, foi considerado que se deseja a injeção de potência reativa nula, ou seja, procura-se impor corrente de eixo em quadratura nula. Porém, o sistema permite que o conversor tenha a função adicional de compensador estático de reativos, auxiliando na manutenção da tensão da rede em níveis adequados. O uso de referencial síncrono faz com que as componentes *d* e *q* da corrente sejam contínuas em regime permanente, tornando adequado o uso de controladores do tipo proporcional-integral (PI). Por esta razão, optou-se pelo controle PI, embora outros tipos de controladores pudessem ser empregados.

Desprezando-se as perdas no conversor, a diferença entre a energia entregue pelo gerador ao conversor e a energia entregue pelo conversor à rede é armazenada no capacitor do barramento CC. Assim, a potência ativa entregue à rede é mantida igual à potência gerada realizando-se o controle da tensão do barramento CC. Pela equação (18), verifica-se que uma grandeza adequada para o controle da potência ativa injetada na rede é a corrente de eixo direto. É importante perceber que a manutenção da tensão do barramento CC fixa, significa forçar a injeção imediata na rede de toda a potência gerada. Assim, todas as oscilações de potência gerada devidas às variações na velocidade do vento aparecem na potência injetada na rede. Uma alternativa para contornar o problema é admitir alguma flutuação na tensão do

barramento CC para suavizar as flutuações de potência ativa injetada na rede.

As grandezas empregadas para o controle das componentes de corrente de eixos d e q foram as respectivas componentes de tensão a serem disponibilizadas no lado CA do CLR. Vale salientar que, para que essas tensões sejam capazes de forçar as variações desejadas nas correntes, seus valores devem ser superiores aos das componentes de tensão da rede. Quando da ocorrência de baixas velocidades de vento e nenhuma potência ativa flui do gerador para o elo CC, é possível ainda manter a tensão do barramento CC, tendo em vista que o próprio filtro faz o CLR se comportar como um conversor CA/CC do tipo “boost” (ou elevador de tensão). A fim de impor a tensão de referência, realiza-se o comando das chaves empregando um método de modulação por largura de pulso, ou Pulse Width Modulation (PWM). A Figura 3 apresenta o diagrama de blocos do controle do CLR.

B. Conversor do Lado do Gerador – CLG

As topologias contempladas nesse artigo apresentam malhas de controle bastante parecidas no que diz respeito ao controle do conversor do lado da máquina. O objetivo principal é otimizar a potência extraída da turbina para qualquer velocidade de vento incidente. De acordo com as equações (2) a (6), verifica-se que, para cada velocidade de vento, existe uma velocidade angular do rotor que permite extrair a máxima potência disponível. Tal velocidade angular deve ser usada como valor de referência e qualquer método de controle de velocidade é, então, empregado a fim de manter o coeficiente de potência C_p em seu valor máximo.

Na representação da topologia GSIP, considerou-se o controle sob orientação pelo fluxo de rotor, produzido pelo ímã [13], [15]. Na topologia GIRG simulou-se o emprego do método indireto de orientação pelo fluxo de rotor [13], [16].

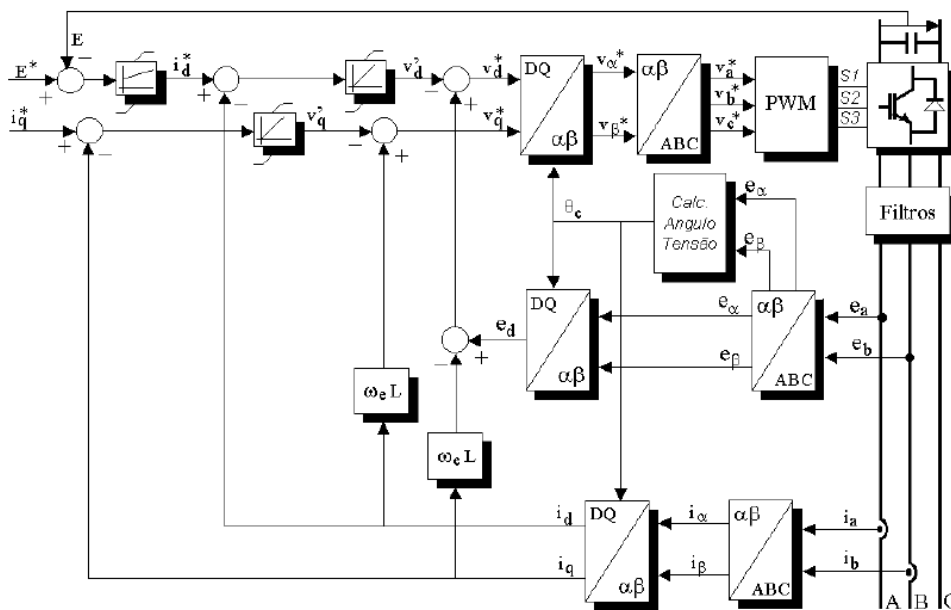


Fig. 3. Diagrama de blocos do CLR

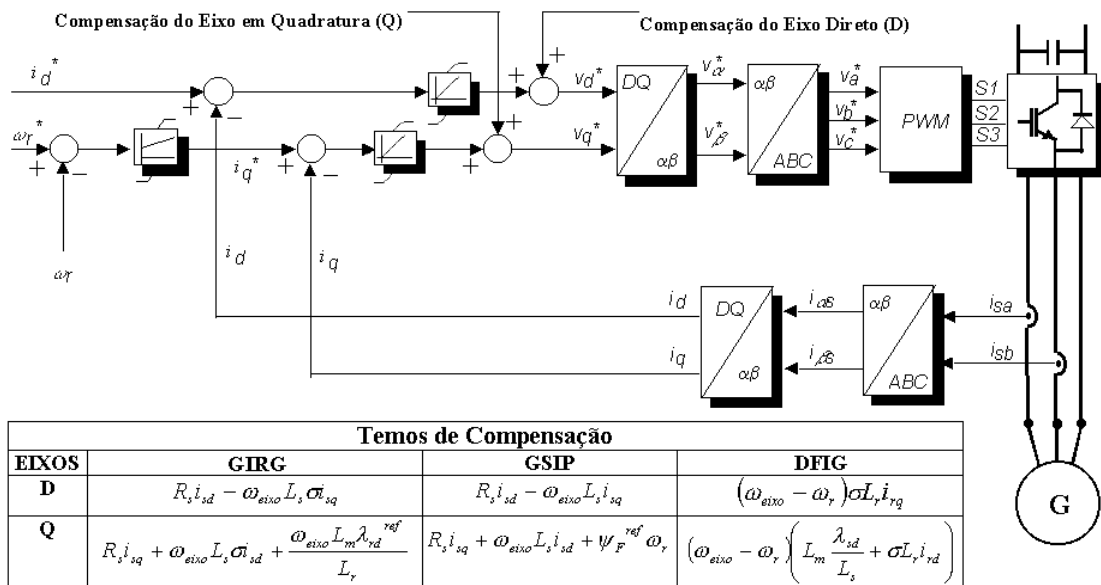


Fig. 4. Diagrama de blocos do CLG

Finalmente, para a topologia DFIG foi utilizada uma técnica de controle de velocidade em referencial orientado pelo vetor fluxo de estator [13], [17]. A Figura 4 apresenta o diagrama de blocos do controle do CLG para as três topologias. As diferenças de implementação referem-se somente aos termos de compensação, conforme indicado na tabela.

C. Controle do ângulo das pás

Quando da ocorrência de ventos com baixa velocidade, é desejável aproveitar ao máximo a potência eólica disponível, mantendo o ângulo β das pás da turbina no valor que maximiza o coeficiente de potência C_p , além de realizar o controle de velocidade conforme descrito na subseção anterior. No entanto, para ventos acima de um certo limite, a manutenção do ângulo das pás no valor de máximo aproveitamento da energia cinética do vento levaria à produção de potência acima da nominal. Tendo em vista que o conjugado eletromagnético é limitado para não causar sobrecarga no gerador, a absorção de potência acima da nominal acarretaria o aumento da velocidade angular da turbina para níveis perigosos. Sendo assim, torna-se necessário realizar o controle do ângulo das pás, reduzindo o rendimento aerodinâmico e, portanto, o conjugado mecânico produzido pela ação do vento.

Diversas são as propostas para realizar o controle do ângulo das pás de uma turbina eólica [18]. Neste trabalho, o sistema utilizado para o controle do ângulo das pás é realizado conforme mostrado na Figura 5 [7]. A potência de referência é comparada com a potência aerodinâmica disponível e o erro passa por um controlador do tipo PI. A potência de referência, devido à modelagem da máquina de indução ter empregado notação de motor, é um sinal negativo para o controle. O controlador é saturado em valores extremos para β , 0° para operação em regime permanente e 90° para o máximo ângulo das pás.

IV. RESULTADOS

A fim de avaliar o desempenho, durante distúrbios, do sistema elétrico com a usina eólica em operação, diversos resultados de simulação empregando os algoritmos desenvolvidos foram coletados, sendo alguns deles apresentados nesta seção. Com o objetivo de representar situações críticas, três tipos de perturbações foram considerados: distúrbios na fonte primária, caracterizados como variações na velocidade do vento; contingências na usina eólica, tendo sido simuladas conexão e desconexão da usina e a perda de uma das LT's entre a usina e o PCC; contingência do sistema elétrico.

A Tabela II apresenta os principais dados usados para a realização do trabalho. Pode-se observar os valores mecânicos e elétricos para as três topologias utilizadas.

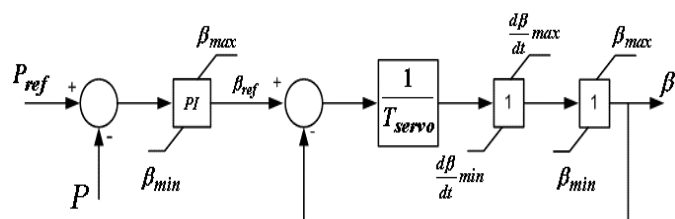


Fig. 5. Controle do ângulo das pás.

TABELA II
Parâmetros da Turbina Eólica

	GSIP	GIRG	DFIG
Potência de casa turbina	1 MW	1 MW	1 MW
Número de Pólos	64	4	4
Resistência do estator	0,02 Ω	0,0026 Ω	0,0047 Ω
Resistência do rotor	-	0,0031 Ω	0,0047 Ω
Indutância de magnetização	-	5,22 mH	4,6 mH
Indutância do estator	61 mH	0,1818 mH	0,1516 mH
Indutância do rotor	44 mH	0,3318 mH	0,1210 mH
Raio das pás	30	30	30
Momento de Inércia Total	1,47 MN m2	590 kgm2	590 kgm2
Relação de transmissão	-	61,3	100
$\frac{d\beta}{dt}$ max	10 %/s	10 %/s	10 %/s
$\frac{d\beta}{dt}$ min	-10 %/s	-10 %/s	-10 %/s

A. Distúrbios na fonte primária

Foi simulada uma variação do vento com o intuito de avaliar o controle das máquinas de acordo com a curva de máxima extração de potência (MPPT). Na Figura 6 é apresentado o controle de velocidade mecânica dos geradores para as três máquinas, onde pode-se verificar a velocidade de referência e dos geradores. A diferença entre as curvas do GIRG e do DFIG é decorrente da caixa de engrenagem das duas topologias serem diferentes. A escala da curva do GSIP foi aumentada de forma a possibilitar a comparação das três estratégias no mesmo gráfico, uma vez que a velocidade do gerador é baixa devido ao grande número de pólos e inexistência da caixa de engrenagem.

Percebe-se que o controle para todas as máquinas acompanha a referência de velocidade, possibilitando trabalhar sempre no ponto ótimo de operação. Verifica-se, no entanto, para o GSIP, que nos instantes de decréscimo de velocidade existe um atraso da velocidade mecânica com relação a de referência. Isto é devido à necessidade de uma alta injeção de potência para o sistema, superior aos limites de proteção do conversor. Dessa forma, o sistema é incapaz de produzir o conjugado eletromagnético necessário para acompanhar a desaceleração imposta pelo controle.

Na Figura 7 é apresentada a tensão no barramento CC para as três topologias, a qual se mantém no valor desejado, exceto no caso do GSIP. Isto ocorre porque, para acompanhar a desaceleração imposta pelo controle, seria necessário que o conjugado eletromagnético atingisse valores muito elevados. Temporariamente, a potência injetada no barramento CC, através do CLG, foi superior à potência transferida para a rede elétrica, sendo a energia não transferida armazenada nos capacitores do barramento CC, provocando o aumento da tensão. Uma alternativa viável para evitar o problema seria um controle que permitisse, em certas situações, não gerar potência máxima, saindo da curva MPPT e acumulando a energia excedente na forma de energia cinética no rotor da turbina eólica.

O valor rms da corrente injetada na rede é mostrado na Figura 8, para a topologia que emprega gerador de indução

com rotor tipo gaiola. Observam-se oscilações na corrente decorrentes da variação da potência injetada. Para as demais topologias, a corrente teve comportamento semelhante e as curvas foram omitidas para não sobrecarregar a figura.

Na Figura 9, são apresentadas as tensões no Ponto de Conexão Comum, onde pode ser verificado que, para o regime de vento simulado, o perfil de tensão não sofre grandes impactos. Verifica-se uma oscilação na forma de onda da tensão do PCC, principalmente para a configuração GSIP, em que não é empregada a caixa de engrenagens. Isto acontece devido ao comportamento oscilatório do conjugado de carga, em virtude da variação da velocidade de vento incidente da turbina. O conjugado eletromagnético varia da mesma forma, para fazer com que a velocidade acompanhe a referência.

B. Distúrbios na fazenda eólica

Para caracterizar os distúrbios encontrados na fazenda eólica, foi simulada a perda de uma das linhas de transmissão, após 1.5 s de simulação, entre a turbina eólica e o PCC.

Na Figura 10, é apresentada a tensão do barramento CC e, na Figura 11, o controle de velocidade de cada máquina. Pode-se verificar que, com a contingência, as grandezas controladas não sofrem grandes desvios em relação às respectivas referências.

A Figura 12 apresenta a corrente na linha de transmissão que permanece em operação. Verifica-se o aumento da corrente para o dobro do valor anterior, caracterizando assim que todo o fluxo de potência é transmitido por ela. Nesse ponto, vale a pena chamar a atenção para o fato de que não foi feito o estudo de suportabilidade da linha de transmissão para o transporte do dobro do fluxo de potência.

Uma vez que a contingência não provocou oscilações significativos na potência injetada pelo sistema eólico e a linha remanescente foi capaz de transmitir essa potência sem perda de estabilidade, é de se esperar que as grandezas monitoradas no PCC não sofram grandes variações. Este fato foi verificado nas simulações, embora os gráficos das tensões no PCC tenham sido omitidos.

C. Distúrbios no sistema elétrico

Para realizar o estudo da influência de contingências do sistema elétrico sobre a fazenda eólica, foi simulada uma falta no PCC de forma a se obter um afundamento de tensão de 50%, aproximadamente, com duração de 200 ms, como pode ser visto na Figura 13.

Durante todo o intervalo de tempo da simulação, verifica-se que o controle do CLG atua precisamente, fazendo com que a velocidade mecânica acompanhe a referência, garantindo a máxima extração de potência, como pode ser visto na Figura 14.

Esse tipo de distúrbio interfere diretamente na tensão de conexão da fazenda eólica. As topologias que utilizam conversores de frequência para realizar a conexão da turbina eólica diretamente ao sistema elétrico, apresentam um aumento da tensão do barramento CC, em virtude da diferença entre a potência ativa gerada injetada no CLG e a potência transmitida para a rede, através do CLR, como pode ser verificado na Figura 15.

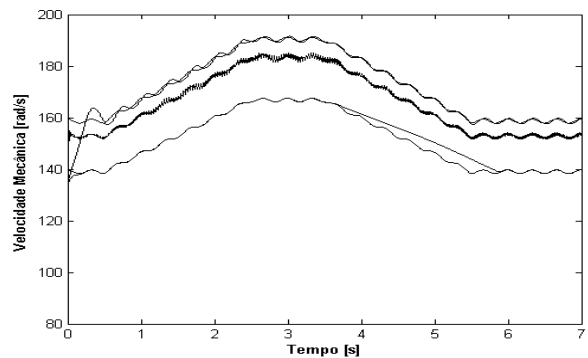


Fig. 6. Velocidades mecânicas de referência e real para distúrbio na fonte primária. Curvas superiores - gerador de indução de dupla alimentação. Curvas intermediárias - gerador de indução com rotor tipo gaiola. Curvas inferiores - gerador síncrono a ímã permanente.

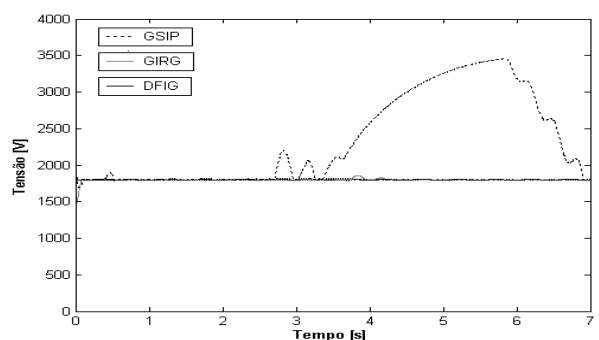


Fig. 7. Tensão no barramento CC para distúrbio na fonte primária.

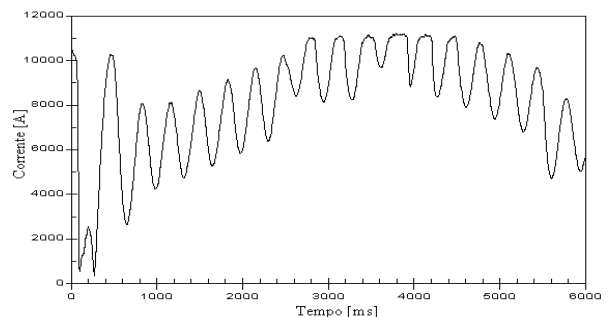


Fig. 8. Corrente injetada na rede (rms) para distúrbio na fonte primária.

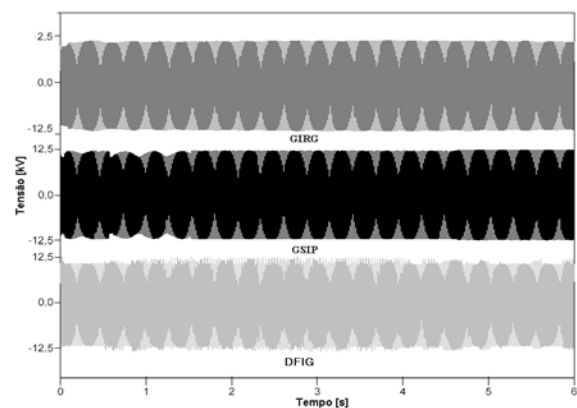


Fig. 9. Tensão de linha para distúrbio na fonte primária.

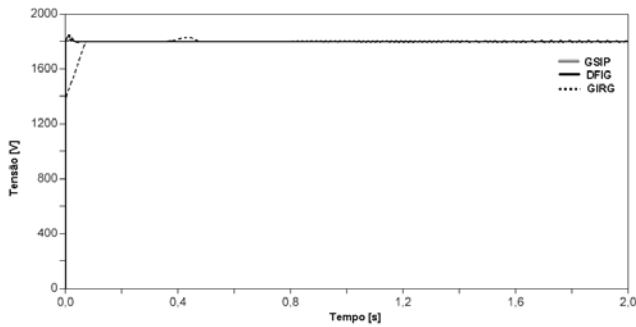


Fig. 10. Tensão do barramento CC para a perda de uma linha de transmissão.

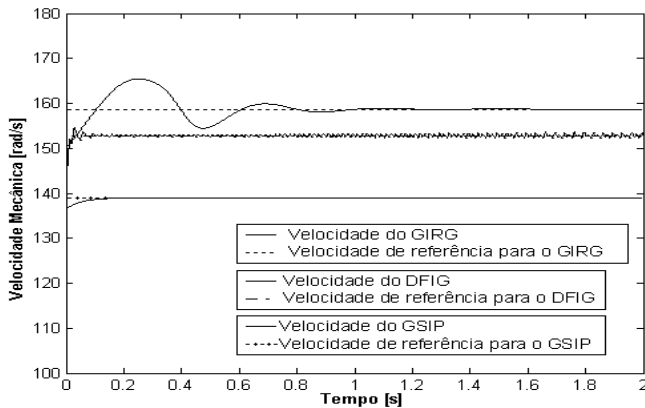


Fig. 11. Controle de velocidade para a perda de uma linha de transmissão. Curvas superiores - gerador de indução com rotor tipo gaiola. Curvas intermediárias - gerador de indução de dupla alimentação. Curvas inferiores - gerador síncrono a ímã permanente.

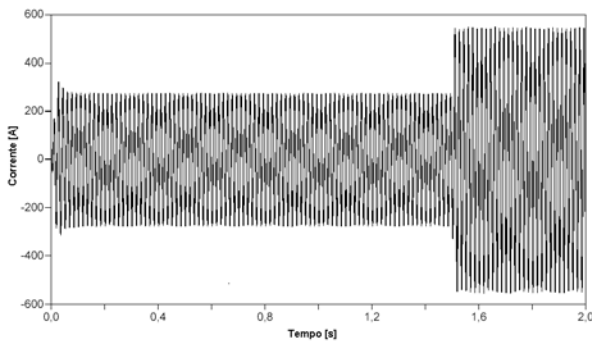


Fig. 12. Corrente na linha de transmissão remanescente.

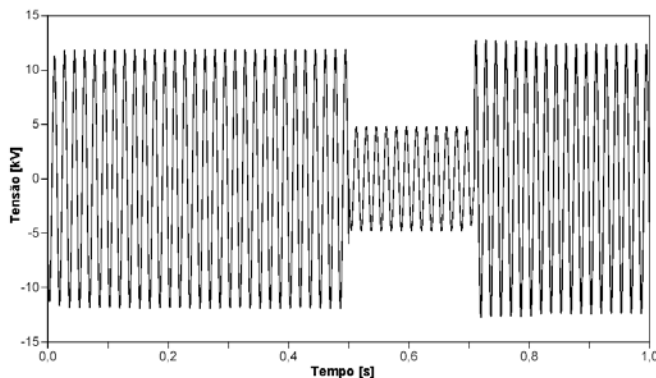


Fig. 13. Afundamento de tensão no PCC.

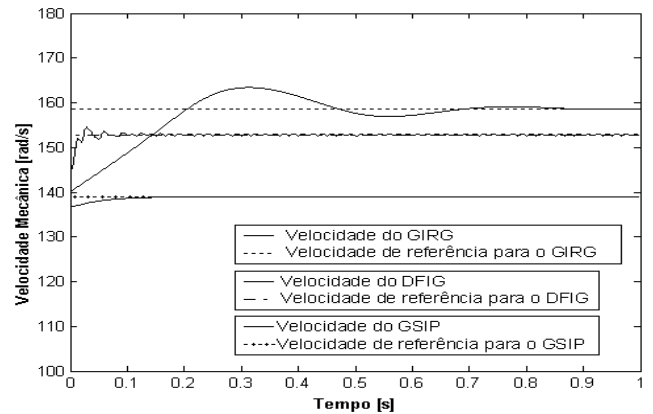


Fig. 14. Controle de velocidade para afundamento de tensão no PCC. Curvas superiores - gerador de indução com rotor tipo gaiola. Curvas intermediárias - gerador de indução de dupla alimentação. Curvas inferiores - gerador síncrono a ímã permanente.

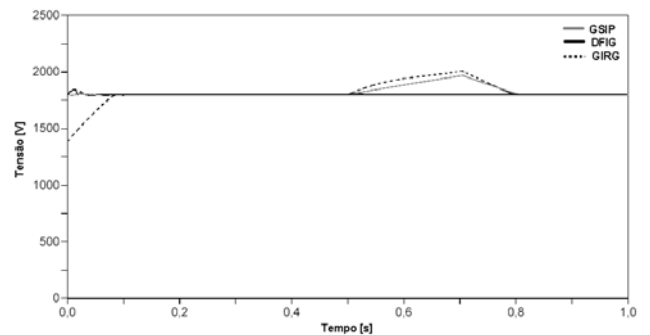


Fig. 15. Tensão no barramento CC para afundamento de tensão no PCC.

V. CONCLUSÕES

Os resultados apresentados neste artigo mostram a possibilidade do uso do ATPDraw como ferramenta para realizar estudos necessários com o objetivo de avaliar o impacto da conexão de usinas eólicas à rede elétrica, desde que os elementos da usina eólica sejam modelados adequadamente. Os resultados apresentados mostram a possibilidade de analisar as consequências dos possíveis distúrbios, assim como para deduzir as soluções e para verificar seu uso.

O algoritmo desenvolvido emprega uma modelagem detalhada dos componentes do sistema eólico que possuem dinâmica rápida, o que o torna adequado para estudos de estabilidade. Além do mais, a modelagem realizada possibilita a investigação de estratégias de controle das injeções de potência ativa e reativa geradas, com vistas a melhorar o desempenho dinâmico do sistema.

REFERÊNCIAS

- [1] J. G. Slootweg, W. L. Kling, "The Impact of Large Scale Wind Power Generation on Power System Oscillations", *Electric Power Systems Research*, vol. 67, pp. 9-20, 2003.
- [2] C. V. Moreno, H. A. Duarte, J. U. Garcia, "Propagation of Flicker in Electric Power Networks Due to Wind

- Energy Conversions Systems”, *IEEE Trans. On Energy Conversion*, vol. 17, no. 2, June/2002.
- [3] J. G. Slootweg, S. H. Haan, H. Polinder, W. L. Kling, “General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations”, *IEEE Trans. On Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 144-151, February/2003.
- [4] J. K. Pedersen, K. H. Pedersen, N. K. Poulsen, V. Akhmatov, A. H. Nielsen, “Contribution to a Dynamic Wind Turbine Model Validation from a Wind Farm Islanding Experiment”, *Electric Power Systems Research*, vol. 64, pp. 41-51, 2003.
- [5] A. Tapia, G. Tapia, J. X. Ostolaza, J. R. Saenz, R. Criado, J. L. Berasategui, “Reactive Power Control of a Wind Farm Made Up with Doubly Fed Induction Generators”, in *Proc. of IEEE Porto Power Tech Conference*, September, 2001.
- [6] J. G. Slootweg, S. H. Haan, H. Polinder, W. L. Kling, “Modelling New Generation and Storage Technologies in Power System Dynamics Simulations”, *IEEE Trans. On Power Systems*, vol. 18, no. 1, February/2003.
- [7] V. Akhmatov, “Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power”, Dinamarca, 2003, Ph.D. Thesis, Technical University of Denmark.
- [8] J. G. Slootweg, “Wind Power – Modelling and Impacts on Power System Dynamics”, Holanda, 2003, Ph.D. Thesis, Technische Universiteit Delft.
- [9] P. A. C. Rosas, “Dynamic Influences of the Wind Power on the Power System”, Dinamarca, 2003, Ph.D. Thesis, Technical University of Denmark.
- [10] CAUE – Comitê Argentino de Usuário EMTP-ATP, Rule Book, 2001
- [11] Z. Chen, E. Spooner – “Grid Power Quality with Variable Speed Wind Turbines”, IEEE Transactions on Energy Conversion, June 2001.
- [12] J. G. Slootweg, H. Polinder, & W. L. Kling – “Initialization of Wind Turbine Models in Power Systems Dynamics Simulations”, IEEE Porto Power Tech Conference, Portugal, Sep/2001.
- [13] D. Novotny e T. Lipo, “Vector Control and Dynamics of AC Drives”. Clarendon Press, Oxford, 1996.
- [14] M. Liserre, F. Blaabjerg, S. Hansen – “Design and Control of an LCL-filter based Three-phase Active Rectifiers”, Conf. Rec. IAS, Chicago, USA, 2001.
- [15] E. L. R. Pinheiro, S. R. Silva, R. G. Oliveira, A. S. Neto, F. A. S. Neves, J. A. S. Brito e J. J. J. P. Franco – “Dynamic Analysis of PM Variable Speed Wind Power Using ATP”, VI Induscon, 2004
- [16] A. S. Neto, F. A. S. Neves, P. A. C. Rosas, E. L. R. Pinheiro e S. R. Silva – “Variable Speed Wind Turbine Modeling Using ATPDraw”, VI Induscon, 2004.
- [17] R. G. Oliveira, A. Nied, E. L. R. Pinheiro, S. R. Silva, J. A. S. Brito, e K. F. Silva - “Modeling, Control and Analysis of Wind Power Plant Using Doubly-Fed Induction Generator”, VI Induscon, 2004.
- [18] N. Horiuchi & T. Kawahito - “Torque and Power Limitations of Variable Speed Wind Turbines Using Pitch Control and Generator Power Control”, IEEE – 2001.

Antonio Samuel Neto, nascido em 23/04/1979 em Recife é Engenheiro Eletricista (2003) e aluno de mestrado do programa de Pós-Graduação da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Recife, Brasil.

Suas áreas de interesse são: sistemas de energia, máquinas elétricas, eletrônica de potência, fontes alternativas de energia e qualidade de energia.

Eduardo Luiz Reis Pinheiro, nascido em 04/01/1978 em Diamantina é Engenheiro Eletricista (2001) e Mestre em Engenharia Elétrica (2004) pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e aluno de doutorado do programa de Pós-Graduação da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Belo Horizonte, Brasil.

Suas áreas de interesse são: máquinas elétricas, acionamentos elétricos, eletrônica de potência, qualidade da energia e fontes alternativas de energia.

Selênio Rocha Silva, nascido em 22/07/1958 em Maceió é Engenheiro Eletricista (1980) e Mestre em Engenharia Elétrica (1984), pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e Doutor em Engenharia Elétrica (1988) pela Universidade Federal da Paraíba.

É professor titular do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Suas áreas de interesse são: máquinas elétricas, acionamentos elétricos, qualidade da energia e fontes alternativas de energia.

Francisco A. S. Neves, nascido em 28/02/1963 em Campina Grande, é Engenheiro Eletricista (1984) e Mestre em Engenharia Elétrica (1992), pela Universidade Federal de Pernambuco e Doutor em Engenharia Elétrica (1999) pela Universidade Federal de Minas Gerais.

Desde 1993 tem atuado como professor do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil. Seus interesses de pesquisa incluem acionamentos elétricos, eletrônica de potência, fontes alternativas de energia e qualidade da energia elétrica.

Pedro A. C. Rosas, nascido em 10/02/1974 em Recife, é Engenheiro Eletricista (1996) e Mestre em Engenharia Mecânica (1999) pela Universidade Federal de Pernambuco e Doutor em Engenharia Elétrica (2003) pela Technical University of Denmark, Dinamarca.

É atualmente pesquisador pelo CNPq, desenvolvendo atividades no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Recife, Brasil. Suas áreas de interesse são: fontes alternativas de energia, geração distribuída e qualidade da energia elétrica.