

Análise de estabilidade de geradores de indução utilizados em turbinas eólicas de velocidade fixa

Maurício Barbosa de Camargo Salles

Doutorando em Geração de Energia Eólica - Laboratório de Eletromagnetismo Aplicado - LMAG - EPUSP
São Paulo - SP [Brasil]
mausalles@pea.usp.br

José Roberto Cardoso

Livre docente em Engenharia Elétrica - EPUSP
Professor titular; coordenador do LMAG-Laboratório de Eletromagnetismo Aplicado e Vice-diretoria - EPUSP;
Pesquisador 1C - CNPq
São Paulo - SP [Brasil]
cardoso@pea.usp.br

Neste trabalho, analisa-se o desempenho dinâmico de dois métodos para melhorar a estabilidade de turbinas eólicas de velocidade fixa, equipadas com geradores de indução, conectadas em redes de distribuição de energia elétrica, durante contingências no sistema elétrico. O primeiro método se baseia na compensação dinâmica de potência reativa, para o qual foram utilizadas duas tecnologias: compensação via SVC (Static Var Compensator) e compensação via DSTATCOM (Distribution Static Synchronous Compensator). O segundo se baseia no controle de ângulo de passo das hélices das turbinas eólicas. O desempenho desses geradores durante curtos-circuitos trifásicos é analisado para se verificar o impacto do uso de diferentes sinais de controle nos dispositivos eletrônicos e mecânicos. De forma geral, os dispositivos de compensação dinâmica tiveram melhor desempenho quando controlados por tensão terminal, e os mecânicos, utilizando a velocidade do rotor ou uma combinação de sinais (tensão terminal e potência elétrica).

Palavras-chave: Análise de estabilidade. Compensação dinâmica de reativos. Controle de ângulo. Energia eólica. Geradores de indução.



1 Introdução

Recentemente, o interesse em utilizar a força do vento para gerar energia elétrica, denominada energia eólica, tem crescido consideravelmente em razão de avanços tecnológicos, do uso de novas fontes primárias de energia, da conscientização sobre conservação ambiental e, principalmente, de incentivos governamentais (HEIER, 2006; EWEA, 2005; BIG, 2008). De fato, entre as diversas formas de geração de energia elétrica baseada em fontes renováveis, a eólica é a que mais cresce em todo o mundo (HEIER, 2006; EWEA, 2005; BIG, 2008).

Os dez países que mais utilizam geração eólica são listados na Tabela 1 (GWEC, 2005). É importante notar que, embora a Alemanha tenha mais que o dobro de capacidade de geração da Dinamarca, levando-se em conta a potência total instalada nesses países, o segundo se destaca por ter mais de 20% de toda sua geração elétrica proveniente da energia eólica (AKHMATOV, 2003). No Brasil, essa produção ainda é muito pequena. Segundo a ANEEL (BIG, 2008), esse valor é de aproximadamente 250 MW distribuídos em dezesseis usinas (0,25% da capacidade total do país). No entanto, 15 empreendimentos estão em construção e mais 86 foram outorgados, totalizando 4.441 MW.

Tabela 1: Países com maior capacidade instalada de geração eólica (GWEC, 2005)

País	Potência
Alemanha	16.659
Espanha	8.263
Estados Unidos	6.750
Dinamarca	3.083
Índia	3.000
Itália	1.261
Holanda	1.081
Japão	991
Reino Unido	889
China	769

Fonte: Os autores.

Com base nesses fatos, torna-se fundamental investigar os impactos de várias tecnologias de geração eólica no desempenho da rede elétrica. Este trabalho, portanto, analisa diferentes configurações de turbinas eólicas, de velocidade fixa, que utilizam geradores de indução conectados diretamente em redes de distribuição. Para melhorar o desempenho de estabilidade das turbinas eólicas sujeitas a grandes perturbações na rede elétrica, dois métodos foram utilizados: controle de ângulo de passo das hélices da turbina e compensação dinâmica de reativos.

Este trabalho, portanto, apresenta, na seção 2, os modelos dos componentes de rede e o sistema teste empregado; na 3, o conceito de estabilidade de geradores de indução expostos a grandes perturbações; na 4, o modelo aerodinâmico da turbina eólica; na 5, o uso de compensação dinâmica de reativos. O uso do controle de ângulo de passo das hélices da turbina é analisado na seção 6, e, finalmente, na 7, são agrupadas as conclusões do estudo.

2 Modelo do sistema

O sistema teste foi implementado no *SimPowerSystem* (toolbox do ambiente *Matlab/Simulink*), derivado de um sistema apresentado por Jenkins (2000), cujo diagrama unifilar é mostrado na Figura 1. A rede analisada consiste em um sistema de subtransmissão de 132 kV e nível de curto-circuito de 1500 MVA, representado por um equivalente de Thévenin, o qual alimenta um sistema de distribuição de 33 kV por meio de dois transformadores de 132/33 kV conectados em Δ/Y_g . O parque eólico com capacidade total de 30 MW, conectado à barra 6, é composto por 15 geradores de indução com capacidade nominal de 2 MW cada um. Além disso, cada gerador é conectado na rede de distribuição via transformador de 32/0.69 kV, Δ/Y_g , e

possui um banco trifásico de capacitores de 0.667 MVar, ligado em Y nos seus terminais.

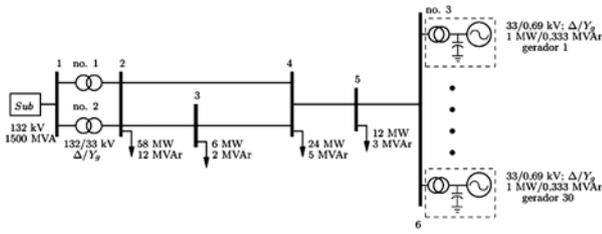


Figura 1: Diagrama unifilar do sistema teste

Fonte: Os autores.

Cada gerador de indução foi representado por um modelo de máquina convencional de quinta ordem (AKHMATOV, 2003; AKHMATOV et al., 2003); as cargas, por modelos recomendados em IEEE Task Force (1993); as linhas, por impedâncias RL em série, já que podem ser consideradas linhas curtas. Os transformadores foram simulados por meio de modelos trifásicos, tendo sido as perdas do núcleo foram também consideradas (circuito T). Todavia, o efeito da saturação nas máquinas e nos transformadores foi desprezado.

3 Estabilidade de geradores de indução sujeitos a grandes perturbações

Geralmente, o problema de estabilidade relacionado com geradores de indução é designado por estabilidade de tensão. Entretanto, artigos recentes mostram que esse problema também está relacionado à estabilidade de velocidade dos geradores (SAMUELSSON, 2005).

3.1 Conceito de velocidade crítica

Para um melhor entendimento do fenômeno de estabilidade de velocidade, descreve-se o conceito de velocidade crítica de geradores de indução por meio da curva que relaciona torque

elétrico (T_e) e velocidade do rotor. Essas curvas foram traçadas supondo que o nível de curto-circuito, no ponto de conexão do gerador, é infinito e, portanto, apresenta tensão terminal (V_t) constante. Além disso, o torque mecânico (T_m) varia com a velocidade do gerador, porém, apenas para essa descrição, representa-se constante, assumindo valores positivos (para facilitar a visualização). Contudo, o formato da curva apresentada na Figura 2 permanece o mesmo.

Com base na Figura 2 (a), verifica-se que há somente dois pontos de cruzamento entre a curva de torque elétrico e a de torque mecânico. No caso de operação como gerador, o torque mecânico acelera o rotor, e o torque elétrico desacelera-o. Assim, verifica-se que, em regime permanente, i. e., $T_m = T_e$, apenas o ponto 0 – em que a velocidade do rotor é igual a ω_0 – é um ponto de equilíbrio estável. Durante uma falta trifásica nos terminais do gerador, a tensão terminal e o torque elétrico são reduzidos a zero. Nesse instante, o sistema passa a operar no ponto 1 e o rotor começa a acelerar ($T_m > T_e$). No instante de eliminação da falta, em que a velocidade do rotor é igual a ω_{e1} , o ponto de operação do sistema muda de 2 para 3, considerando a mesma topologia da situação pré-falta. Após eliminação da falta, a velocidade continua aumentando em razão da inércia do gerador. Entretanto, a máquina passa a desacelerar, visto que o torque elétrico é maior que o mecânico. Supondo que, no ponto 3, comece a diminuir a velocidade do rotor que é igual a ω_{e1} , o sistema será estável. Neste caso, após o transitório, o gerador volta para o ponto de operação representado por 0.

Por outro lado, se levar mais tempo para eliminar a falta, como mostrado na Figura 2 (b), quando o sistema chegar ao ponto de operação 3, o gerador ainda estará acelerando, e o sistema, instável, pois se encontra novamente em uma região de aceleração ($T_e < T_m$). A velocidade do rotor no ponto 4 é denominada velocidade crítica.



Sempre que o gerador ultrapassar essa velocidade limite, em decorrência de uma falta, o sistema se tornará instável (AKHMATOV et al., 2003). Esse conceito é similar ao uso do ângulo crítico e do critério de igualdade de áreas, no caso de geradores síncronos (KUNDUR, 1994).

3.2 Operação de turbinas eólicas durante contingências

Durante curtos-circuitos na rede elétrica, máquinas de indução empregadas em geradores eólicos podem acelerar, resultando no consumo de uma grande quantidade de potência reativa, podendo levar o sistema a um colapso de tensão (AKHMATOV et al., 2003; HEIER, 2006). A prática geralmente adotada nesses casos é a desconexão desses geradores utilizando relés de subtenção ou de sobrevelocidade, com ajustes sensíveis. Porém, o aumento da penetração de geração de energia eólica nos sistemas elétricos modernos fez com que se mantivessem em operação durante determinadas contingências, fornecendo suporte ao sistema em um período crítico de falta de gera-

ção (AKHMATOV et al., 2003; HEIER, 2006). Em alguns países como Dinamarca, Alemanha, Irlanda, Holanda e Espanha, a exigência para que esses geradores permaneçam em operação durante diversas perturbações na rede é requerida pelos órgãos de regulamentação do setor elétrico (AKHMATOV et al., 2003; HEIER, 2006).

4 Modelo aerodinâmico da turbina eólica

As turbinas eólicas de velocidade fixa totalizam 30% das instaladas na Europa (EWEA, 2005). Em razão do tipo de gerador utilizado (gerador de indução em gaiola de esquilo, conectado diretamente à rede elétrica), sua velocidade é determinada basicamente pela frequência fixa da rede (60 Hz). Essas turbinas são projetadas para produzir potência nominal em determinado valor de velocidade do vento (usualmente entre 10 e 16 m/s), para o qual um valor correspondente de velocidade do rotor é atingido.

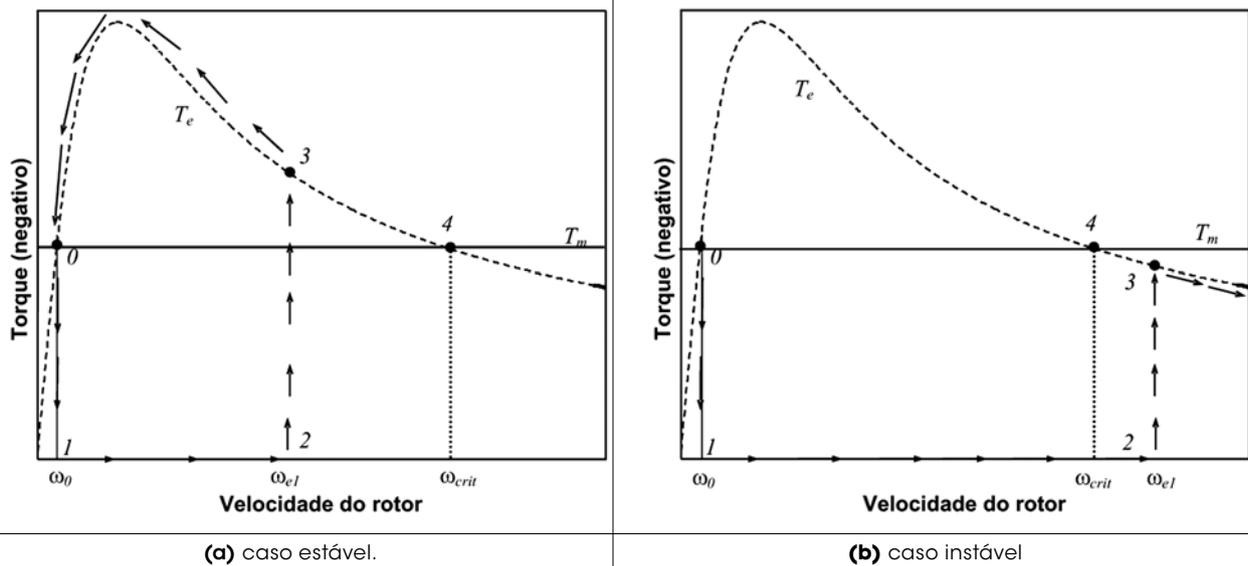


Figura 2: Conceito de velocidade crítica de gerador de indução

Fonte: Os autores.

O modelo aerodinâmico adotado neste trabalho supõe que o acoplamento entre o rotor da turbina eólica e o do gerador de indução seja considerado rígido (AKHMATOV et al., 2003; ABDIN, 2000; HEIER 2006), possibilitando que as inércias da turbina e do gerador sejam combinadas em uma massa rotacional. O toque mecânico fornecido por uma turbina eólica pode ser calculado por (AKHMATOV et al., 2003; ABDIN, 2000; HEIER, 2006):

$$T_M = \frac{1}{2} \rho A R C_p v^2 / \lambda \quad (1)$$

em que:

T_M = torque mecânico fornecido pela turbina eólica (N.m)

ρ = densidade do ar (kg/m³)

A = área varrida pelas hélices da turbina (m²)

R = raio do rotor da turbina eólica (m)

C_p = coeficiente de performance da turbina eólica

v = velocidade do vento (m/s)

$\lambda = \omega_m R/v$ - relação entre a velocidade linear do rotor e a velocidade do vento

ω_m = velocidade angular do rotor da turbina eólica (rad/s)

Normalmente, o coeficiente de performance C_p é obtido por meio de curvas fornecidas pelo fabricante. Porém, para a turbina eólica analisada neste trabalho, tais curvas podem ser aproximadas pela seguinte equação (ABDIN, 2000):

$$C_p = (0,44 - 0,0167\beta) \sin\left(\frac{\pi(\lambda - 3)}{15 - 0,3\beta}\right) - 0,00184(\lambda - 3)\beta \quad (2)$$

sendo:

β = ângulo de passo das hélices da turbina

O ângulo de passo β é igual a 0 grau quando a superfície da hélice se encontra perpendicular à direção do vento, e igual a 90 graus quando paralela à direção do vento.

5 Compensação dinâmica de potência reativa

Recentemente, com o avanço da eletrônica de potência, a compensação dinâmica de potência reativa tornou-se um método eficiente, permitindo que o nível de compensação seja variado rapidamente e de forma contínua (SONG, 2000). As duas formas mais utilizadas de compensação dinâmica de potência reativa, para turbinas eólicas de velocidade fixa, são o SVC (*Static Var Compensator*) e o DSTATCOM (*Distribution Static Synchronous Compensator*). Mais detalhes sobre algumas instalações que utilizam tais tecnologias são encontrados em SOBRINK (1998) e GAZTANAGA (2007). Para os estudos apresentados neste trabalho, ambas as tecnologias foram conectadas, em derivação, na barra 6 do sistema teste (Figura 1).

5.1 SVC (*Static Var Compensator*)

O SVC é um dispositivo composto por uma combinação de reatores controlados por tiristores (TCRs – *Thyristor Controlled Reactor*) e capacitores chaveados por tiristores (TSCs – *Thyristor Switched Capacitor*), conectados em derivação na rede elétrica via transformador de acoplamento. A troca de potência reativa com o sistema é controlada, variando-se o valor da reatância equivalente. O diagrama do controlador de tensão do SVC é mostrado na Figura 3, em que V_{rms} é o valor rms (*root mean square*) trifásico da tensão terminal; B , a susceptância equivalente desejada; I , a magnitude da corrente injetada pelo SVC, e o sobrescrito* representa valor de referência. O regulador PI é



responsável por controlar a tensão terminal por meio da troca de potência reativa com a rede. A saída desse regulador é o valor de referência da susceptância equivalente desejada. Esse regulador tem uma característica em declive (*droop*) de $\pm 5\%$, para evitar um comportamento oscilatório (SONG, 2000).

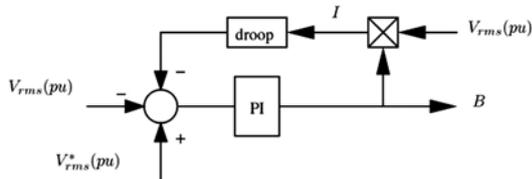


Figura 3: Controlador de um SVC

Fonte: Os autores

5.2 DSTATCOM (*Distribution Static Synchronous Compensator*)

DSTATCOM consiste em conversor fonte de tensão conectado em derivação na rede de distribuição via transformador de acoplamento (SONG, 2000). Normalmente, utilizam-se IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) com técnicas de chaveamento PWM (*Pulse-Width Modulation*). A configuração implementada neste trabalho permite que o dispositivo forneça apenas potência reativa variando a magnitude da tensão alternada gerada na saída do conversor.

O diagrama do controlador do DSTATCOM, baseado na estrutura rotacional de referência dq0, atuando como regulador de tensão, é mostrado na Figura 4. Nessa figura, V_{ABC} representa as tensões trifásicas terminais; I_{abc} , as correntes trifásicas injetadas pelo DSTATCOM; V_{rms} , o valor rms (*root mean square*) trifásico da tensão terminal; V_{cc} , a tensão contínua no capacitor, e os sobrescritos * representam valores de referência. Tal controlador emprega um PLL (*Phase Locked Loop*) para sincronizar a tensão alternada na saída do conversor com a componente fundamental da fase A da tensão terminal. O controlador de fator de po-

tência é bastante similar ao controlador de tensão brevemente descrito, sendo a principal diferença a substituição de V_{rms} e V_{rms}^* por $Q(pu)$ e $Q^*(pu)$, respectivamente. Pode-se encontrar mais detalhes em SALLES (2004).

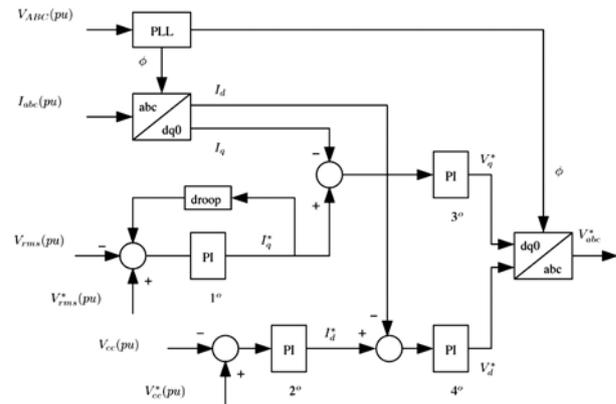


Figura 4: Controle do DSTATCOM atuando como regulador de tensão

Fonte: Os autores

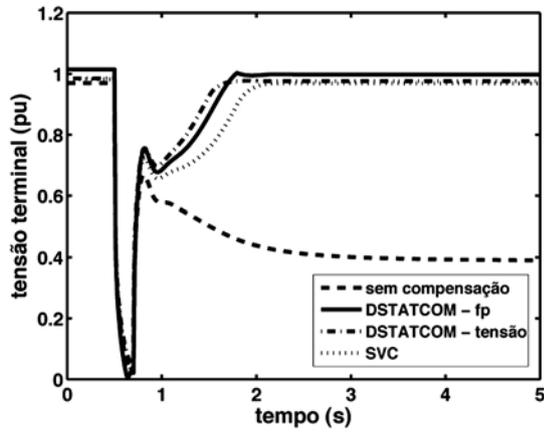
5.3 Análises de estabilidade frente a grandes perturbações

Como o objetivo é determinar a influência dos dispositivos dinâmicos de compensação de potência reativa na estabilidade transitória de geradores de indução, o controle de ângulo de passo utilizado é o estol (mais detalhes na seção 6.1), sendo $\beta=0$. Um curto-circuito trifásico-terra é aplicado à barra 4 do sistema teste (Figura 1) e eliminado pela desconexão do ramo 2-4 em 200 ms. O comportamento dinâmico das principais variáveis do sistema, para os casos com e sem compensação dinâmica, é mostrado na Figura 5. Observa-se que, para essa contingência, o sistema é instável quando não há um dispositivo de compensação dinâmica de potência reativa. Nos casos com compensadores dinâmicos, independentemente do dispositivo utilizado, o sistema torna-se estável.

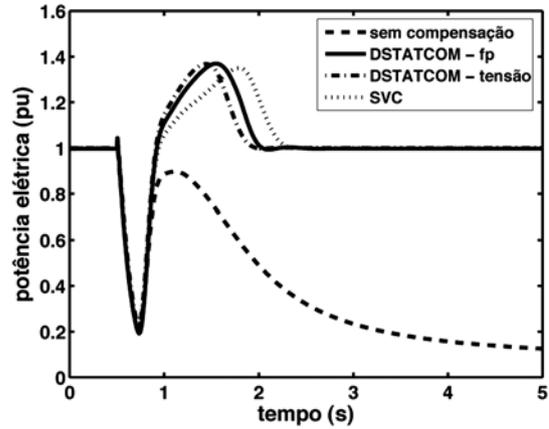
Várias simulações foram realizadas para determinar o tempo crítico de eliminação da falta trifásica (Tabela 2): verificou-se que o uso do SVC

e do DSTATCOM aumenta o tempo crítico de eliminação da falta. Como esperado, quanto maior a capacidade de compensação desses dispositivos,

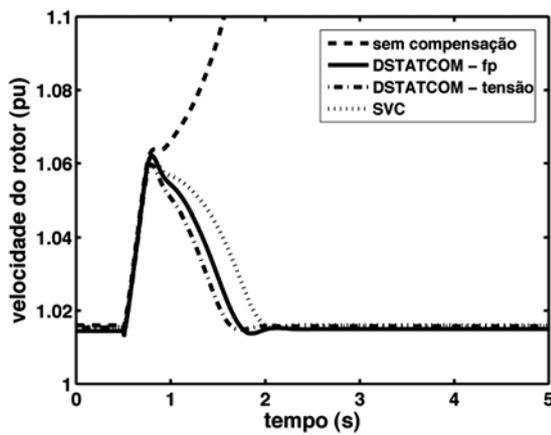
maior o tempo de eliminação. Observa-se que o uso do DSTATCOM controlado por tensão leva a um ganho maior no tempo de eliminação.



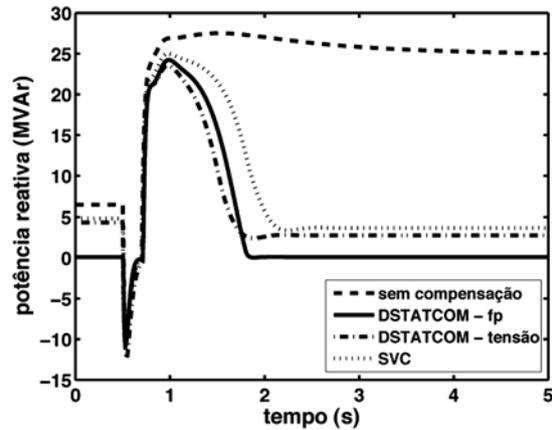
(a) tensão terminal



(b) potência elétrica



(c) velocidade do rotor



(d) potência reativa no ramo 5-6

Figura 5: Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4, eliminado em 200 ms com a desconexão do ramo 2-4

Fonte: Os autores.

Tabela 2: Tempo crítico de eliminação da falta para diferentes controladores

sem compensação dinâmica	DSTATCOM controlado por fator de potência			DSTATCOM controlado por tensão terminal			SVC controlado por tensão terminal		
	5 MVar	10 MVar	15 MVar	5 MVar	10 MVar	15 MVar	5 MVar	10 MVar	15 MVar
0,155s	0,195s	0,235s	0,275s	0,200s	0,240s	0,285s	0,185s	0,215s	0,240s

Fonte: Os autores



O comportamento da potência reativa injetada por diferentes controladores, considerando a falta eliminada em 240 ms, é mostrado na Figura 6. Nesse caso, o sistema é estável somente com o uso de um DSTATCOM controlado por tensão. Nota-se que antes da falta, o DSTATCOM controlado por fator de potência injeta uma quantidade maior de potência reativa na rede. Porém, durante a falta, esse controlador consome potência reativa a partir da rede. Adicionalmente, logo após a falta, a quantidade de potência reativa injetada no início é menor do que aquela verificada no DSTATCOM controlado por tensão. Ao se comparar SVC, verifica-se que, durante e após a falta, a quantidade de potência reativa injetada pelo SVC é menor, visto que a capacidade de compensação desse dispositivo é mais influenciada pela tensão na rede (SALLES, 2004; GAZTANAGA, 2007).

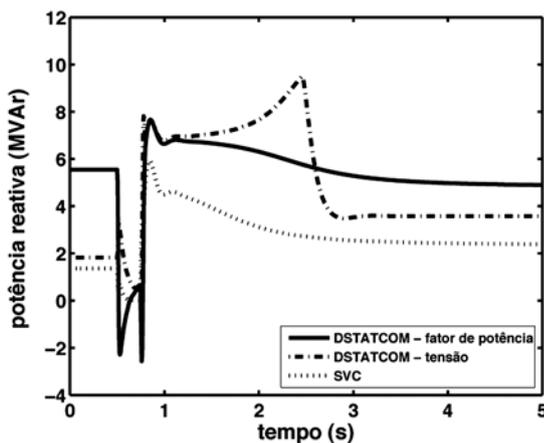


Figura 6: Potência reativa injetada pelo SVC e pelo DSTATCOM, sendo a falta eliminada em 240 ms

Fonte: Os autores

6 Controle de ângulo de passo das hélices

Ventos com velocidade acima da nominal são menos frequentes. Portanto, projetar turbinas que maximizassem a produção de energia para veloci-

dades elevadas do vento tornaria o investimento oneroso. Em caso de ventos com velocidades superiores à projetada para potência nominal, deve-se empregar algum mecanismo que possibilite dissipar o excesso de energia.

6.1 Tipos de controle

Os dois controles de potência analisados neste trabalho são descritos a seguir (AKHMATOV et al., 2003; AKHMATOV, 2003; HEIER, 2006):

- Controle Estol (*Stall Control*): o ângulo de passo é constante, i.e., as hélices são firmemente fixadas no cubo da turbina, sem possibilidade de rotação em torno de seu eixo longitudinal. No entanto, a aerodinâmica das hélices é projetada para diminuir o valor da potência mecânica retirada da força do vento, para velocidades de vento superiores ao valor nominal. Essa é a solução mais barata e simples, ainda que limitada. Nas análises subsequentes, ela está identificada como sem controle.
- Controle de Passo (*Pitch Control*): para limitar a potência gerada em velocidades do vento acima da nominal, as hélices da turbina ou parte delas são giradas em torno de seu eixo longitudinal, i.e., o ângulo de passo (β) é variado, de forma que diminua o ângulo de ataque, reduzindo a potência extraída do vento. Nesse caso, o ângulo de passo, como definido neste trabalho, assume valores positivos.

6.2 Controlador genérico

O diagrama esquemático empregado para representar um controlador genérico de ângulo de passo é mostrado na Figura 7. Um sinal de entrada é comparado com um de referência, e o erro dessa comparação é processado por um controlador PI, que fornece o ângulo de passo de referên-

cia β_{ref} . Para reproduzir as limitações mecânicas do sistema de controle de ângulo, foram incluídos os seguintes elementos (AKHMATOV et al., 2003; AKHMATOV, 2003; HEIER, 2006):

- 250 ms de atraso referente à constante de tempo do servo-motor (T_{servo});
- limitador da taxa de variação do ângulo de passo ($d\beta/dt_{max/min}$) em ± 5 graus/s, e
- intervalo de variação do ângulo de passo ($\beta_{max/min}$) 0 a 15 graus.

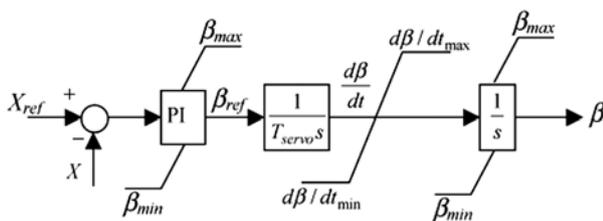


Figura 7: Controlador genérico de ângulo de passo

Fonte: Os autores

6.3 Sinais de controle

Neste trabalho, diferentes sinais de entrada para o controlador de ângulo foram testados:

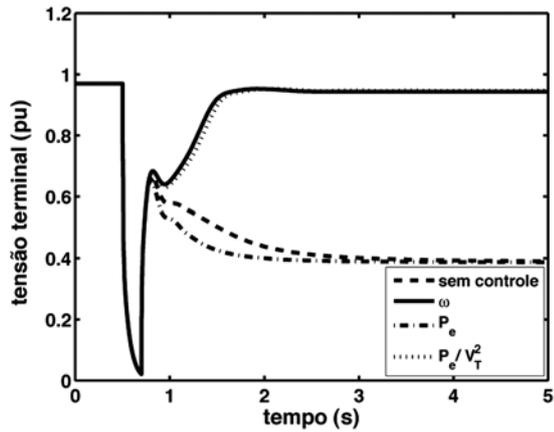
- Potência elétrica (P_e): limita a potência extraída do vento em seu valor nominal e melhora a eficiência energética do sistema;
- Velocidade angular do rotor (ω_r): para um determinado ponto de operação em regime permanente, um valor de velocidade do rotor pode ser determinado de forma a maximizar a potência elétrica gerada, e
- Sinal composto (P_e/V_T^{*2}): o uso do valor da tensão terminal, separadamente, não permite maximizar a geração de energia elétrica; por outro lado, usar somente o valor da potência elétrica não possibilita melhorar a margem de estabilidade de tensão do sistema (como será visto).

6.4 Análises de Estabilidade Ante a Grandes Perturbações

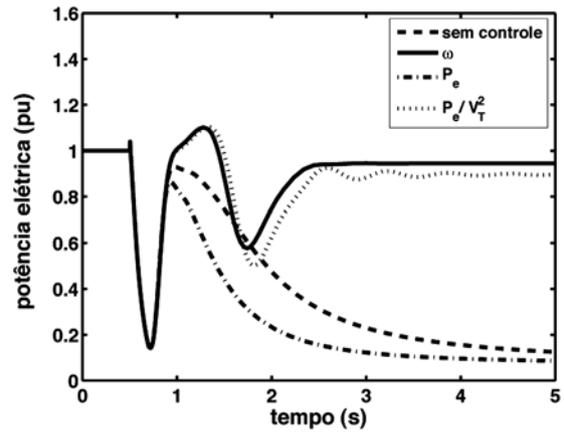
O uso do controle de ângulo de passo tem como função principal limitar a potência mecânica que a turbina eólica distribui ao gerador elétrico. Entretanto, mais recentemente, foi proposta sua utilização para diminuir a diferença entre torque mecânico e elétrico durante curtos-circuitos na rede elétrica (AKHMATOV, 2003), diminuindo a aceleração do gerador e aumentando a velocidade crítica.

Um curto-circuito trifásico-terra é aplicado na barra 4 do sistema teste (Figura 1) e eliminado por meio da desconexão do ramo 2-4 em 200 ms. O comportamento dinâmico das principais variáveis do sistema é mostrado na Figura 8. Observa-se que os casos com e sem controle de ângulo, atuando como um regulador de potência (sinal P_e), são instáveis. Por outro lado, quando o controlador de ângulo emprega o sinal de velocidade do rotor ou P_e/V_T^{*2} , o sistema se mantém estável. Essa diferença de resposta ocorre em razão da atuação do controle de ângulo de potência constante no sentido oposto (Figura 8 (f)), aumentando a velocidade do rotor e levando-o à instabilidade.

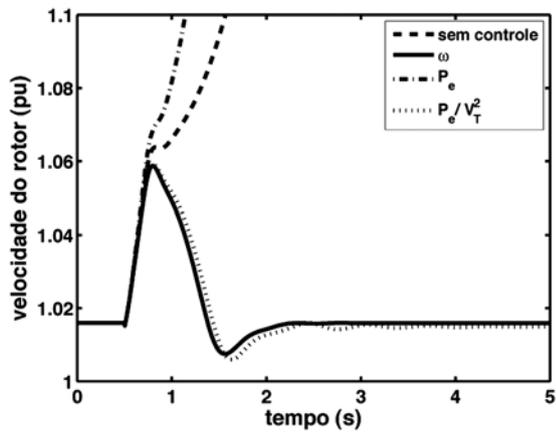
Várias simulações foram realizadas para determinar o tempo crítico de eliminação da falta, i.e. o tempo máximo em que se pode eliminar a falta, de forma que o sistema apresente uma resposta estável para cada caso. Tais resultados são resumidos na Tabela 3. Verifica-se que o uso do controle de ângulo, como um regulador de potência, de fato afeta, de forma negativa, a estabilidade do sistema, como discutido anteriormente, diminuindo o tempo crítico de eliminação da falta quando comparada com o caso *sem controle*. Por outro lado, o uso do regulador de ângulo, controlado pela velocidade do rotor ou pelo sinal P_e/V_T^{*2} , aumenta consideravelmente o tempo crítico de eliminação da falta. Constata-se



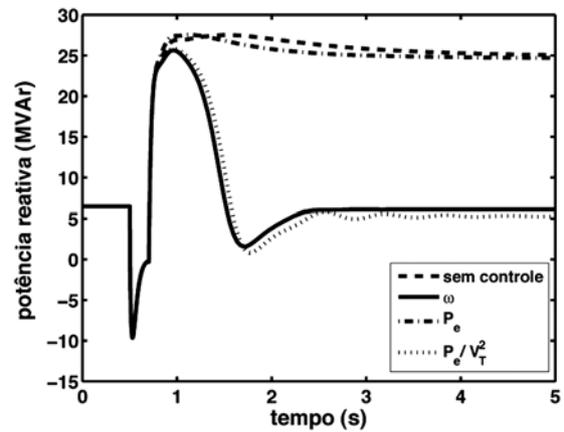
(a) tensão terminal.



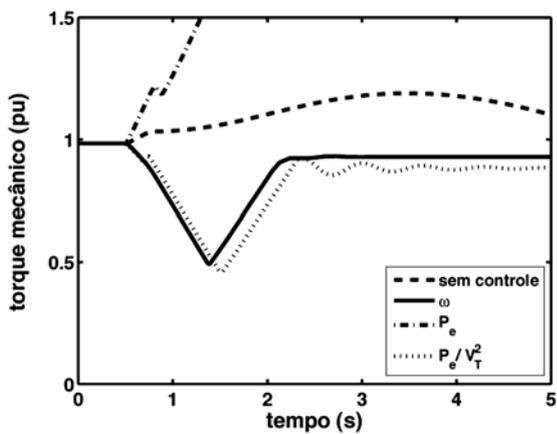
(b) potência elétrica



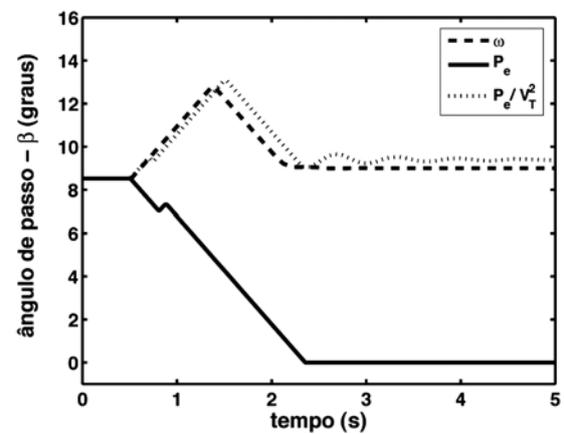
(c) velocidade do rotor



(d) potência reativa no ramo 5-6



(e) torque mecânico.



(f) ângulo de passo

Figura 8: Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 200 ms com a desconexão do ramo 2-4

Fonte: Os autores

que, mesmo para tempos de eliminação da falta maiores que 1 segundo, o sistema apresenta uma resposta estável; porém, nesses casos, o afundamento de tensão é bastante longo (persiste por mais de 2 segundos) e, portanto, os geradores seriam desconectados pelos relés de subtensão, antes de estabilizarem.

Tabela 3: Tempo crítico de eliminação da falta para diferentes controladores

sem controle	P_e	ω	P_e/V_T^2
0,155 s	0,135 s	> 1 s	> 1 s

Fonte: Os autores

7 Conclusões

Foram investigados dois métodos para melhorar a estabilidade de turbinas eólicas de velocidade fixa equipadas com geradores de indução. No caso do uso de dispositivos de compensação dinâmica de potência reativa, constatou-se que tal metodologia permite aumentar a margem de estabilidade do sistema, quando comparado com o caso em que se emprega banco fixo de capacitores (considerando a turbina eólica sem controle de ângulo de passo). Nesse caso, é preferível que o DSTATCOM seja controlado como um regulador de tensão para maximizar o aumento da margem de estabilidade transitória.

No caso da compensação de reativos via banco fixo de capacitores (sem compensação dinâmica), verificou-se que o uso do controle de ângulo de passo permite aumentar a margem de estabilidade transitória do sistema, caso a variável de entrada empregada seja a velocidade do rotor ou o sinal combinado P_e/V_T^2 . Por outro lado, o uso da potência elétrica como sinal de entrada afeta, de forma adversa, a margem de estabilidade transitória do sistema. Contudo, a combinação entre o controle de ângulo e a compensação dinâmica de reativos pode levar a resultados ainda mais interessantes.

8 Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer o apoio financeiro e material do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP).

Stability analysis of induction generators used in fixed-speed wind turbines

In this work, it is analyzed the dynamic behaviour of two methodologies to improve large-disturbance stability performance of fixed-speed wind turbines based on induction generators directly connected to distribution networks. The first is the reactive power compensation, where two technologies are investigated: SVC (Static Var Compensator) and DSTATCOM (Distribution Static Synchronous Compensator). The second one is the blade pitch angle control. The dynamic performance of these generators during short-circuits in the network due to different control signal of the electronic and mechanical devices are investigated. The electronic devices have showed better performances when controlled by terminal voltage signals, while the mechanical devices with rotor velocity or the combined signal.

Key words: Dynamic reactive compensation. Induction generators. Pitch control. Stability analysis. Wind power.

Referências

- ABDIN, E. S.; XU, W. Control Design and Dynamic Performance Analysis of a Wind Turbine-Induction Generator Unit. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 15, p. 91-96, 2000.
- AKHMATOV, V. *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*. Tese de doutoramento, Technical University of Denmark, 2003.



AKHMATOV, V.; KNUDSEN, H.; NIELSEN, A. H.; PEDERSEN, J. K.; POULSEN, N. K. Modelling and transient stability of large wind farms, *International Journal on Electrical Power and Energy Systems*, vol. 25, p. 123-144, 2003.

BIG - Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acessado em: 15 abr. 2008.

EWEA - European Wind Energy Association. *Large Scale Integration Of Wind Energy In The European Power Supply: analysis, issues and recommendations*. Technical Report, december, 2005.

GAZTANAGA, H.; ETXEBERRIA-OTADUI, I.; OCNASU, D.; BACHA, S. Real-Time Analysis of the Transient Response Improvement of Fixed-Speed Wind Farms by Using a Reduced-Scale STATCOM Prototype. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n. 2, p.658 – 666, May 2007.

GWEC – Global Wind Energy Council. *Wind Force 12 Repor 2005*, Greenpeace, 2005.

HEIER, S. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, 2 ed., John Wiley & Sons Inc., 2006.

IEEE Task Force, Load Representation for Dynamic Performance Analysis, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, p. 472-482, 1993.

JENKINS, N., ALLAN, R., CROSSLEY, P., KIRSCHEN, D. E STRBAC, G. *Embedded Generation*, INSPEC, Inc., 2000.

KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*, 1 ed., McGraw-Hill Inc, 1994.

SALLES, M.B.C.; FREITAS, W.; MORELATO, A. Comparative analysis between SVC and DSTATCOM devices for improvement of induction generator stability. *12th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference – MELECON*, vol.3, p. 1025 – 1028, May 2004.

SAMUELSSON, O.; LINDAHL, E S. On Speed Stability, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 1179-1180, 2005.

SOBRINK, K. H.; JENKINS, N.; SCHETTLER, F. C. A.; PEDERSEN, J.; PEDERSEN, K. O. H.; BERGMANN, K. Reactive power compensation of a 24 MW wind farm using a 12-pulse voltage source converter. *CIGRÉ International Conference on Large High Voltage Electric Systems*, 1998.

SONG, Y. H.; JOHNS, A. T. *Flexible AC Transmission Systems (FACTS)*, 1 ed., IEE, 2000.

Recebido em 16 maio 2008 / aprovado em 18 nov. 2008

Para referenciar este texto

SALLES, M. B. de C.; CARDOSO, J. R. Análise de estabilidade de geradores de indução utilizados em turbinas eólicas de velocidade fixa. *Exacta*, São Paulo, v. 6, n. 2, p. 217-228, jul./dez. 2008.