

Controle Secundário de Tensão Aplicado em Aerogeradores DFIG Integrados em Sistemas de Potência

K. N. V. Matos, J. P. A. Vieira, C. M. Affonso
Universidade Federal do Pará
Belém, PA. Brasil
kayt@ufpa.br, jpavieira@ufpa.br, carolina@ufpa.br

R. R. Londero
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Cornélio Procópio, PR. Brasil
rafaellondero@utfpr.edu.br

Resumo— Este artigo apresenta uma estratégia de controle secundário de tensão (CST) aplicada em aerogeradores (DFIG) para melhorar o perfil e a segurança de tensão de sistemas de potência. A estratégia de controle possui dois níveis hierárquicos: o nível primário que consiste da atuação do regulador de tensão do DFIG e o nível secundário que é composto de uma malha externa de controle que regula a tensão do lado da transmissão por meio do ajuste da tensão de referência do regulador de tensão do DFIG. Os limites de potência reativa do DFIG em função da sua tensão terminal e da velocidade do vento são considerados nas malhas de controle do conversor do lado do rotor (RSC). Os resultados mostram a eficácia da aplicação do CST em aerogeradores DFIG na melhoria da estabilidade de tensão de longo prazo do sistema de potência.

Palavras-Chave— Controle secundário de tensão, aerogeradores, DFIG, estabilidade de tensão de longo prazo.

I. INTRODUÇÃO

A geração eólica está cada vez mais ganhando espaço em relação a outras fontes de energia, devido principalmente a aspectos econômicos, técnicos e ambientais. Vale ressaltar que no Brasil, até o momento, a potência eólica instalada corresponde a 5,0% da matriz elétrica brasileira [1].

O gerador de indução duplamente alimentado (DFIG, do inglês “*Doubly Fed Induction Generators*”) destaca-se entre as tecnologias de aerogeradores, pelo fato de possuir a capacidade de fornecer potência reativa graças aos seus conversores estáticos. Juntamente com o aumento da integração de aerogeradores aos sistemas de potência, atualmente, um dos assuntos que mais se destacam na operação de sistemas elétricos é a estabilidade de tensão, devido principalmente às condições de elevado carregamento e estresse em que os sistemas de transmissão estão submetidos.

Uma das medidas adotadas para mitigar problemas associados à estabilidade de tensão é o controle secundário de tensão (CST), cuja principal filosofia é controlar a tensão de uma determinada barra em cada uma das áreas que constituem o sistema de potência em questão. Nesse contexto, segundo [2],

as centrais eólicas devem possuir recursos necessários que favoreçam a operação seja absorvendo ou injetando reativos dentro de uma faixa especificada, com o objetivo de ter uma participação efetiva no controle da tensão, aumentando a margem de estabilidade de tensão. Neste trabalho, pretende-se mostrar a eficácia do CST aplicado em aerogeradores DFIG para melhorar a margem de estabilidade de tensão de longo prazo.

Nos últimos anos, alguns trabalhos apresentaram diferentes estratégias de controle coordenado de tensão aplicadas em aerogeradores DFIG. Em [3], uma estratégia de controle coordenado de tensão de aerogeradores DFIG e transformadores com comutação de tape sob carga (OLTCs, do inglês “*On load tap changer*”) foi proposta para ser aplicada em sistemas de transmissão e distribuição. A referência [4] propôs uma estratégia de controle PI para regular os fluxos de potência reativa entre aerogeradores DFIG e a rede elétrica. Um novo esquema de controle secundário de tensão aplicado em aerogeradores DFIG foi proposto em [5] para melhorar a regulação de tensão da barra remota e também o perfil de tensão da rede elétrica. Em [6], um novo esquema de controle secundário de tensão empregado em aerogeradores DFIG e compensadores estáticos de reativos (SVC, do inglês “*Static Var Compensator*”) foi proposto para compensação de potência reativa e suporte à tensão do sistema elétrico. O uso de um esquema de controle secundário de tensão em aerogeradores DFIG é apresentado em [7], com a finalidade de responder aos rápidos distúrbios que ocorrem na rede. Em [8], o impacto dos aerogeradores DFIG e FRC (do inglês, “*Full Rated Converter*”) na estabilidade de tensão de longo prazo é analisado. A influência do conversor do lado da rede (GSC, do inglês “*Grid Side Converter*”) do DFIG na estabilidade de tensão é também investigada, considerando duas estratégias de controle: GSC com fator de potência unitário e GSC com controle de potência reativa. Além disso, o trabalho considera os limites operacionais dos aerogeradores em função da velocidade do vento e da tensão terminal.

Com base na revisão bibliográfica apresentada, a principal contribuição deste artigo é mostrar o desempenho superior do CST aplicado ao DFIG em relação ao controle convencional no sentido de aumentar a margem de estabilidade de tensão de longo prazo. As referências [5], [6] e [7] propõem um esquema de CST aplicado em aerogeradores DFIG para análise de estabilidade de curto-prazo, enquanto que neste trabalho o CST é analisado em estudos de longo-prazo. Já a referência [8] faz a análise de estudos de estabilidade de tensão de longo prazo em sistemas elétricos com a inserção de parques eólicos, mas sem o CST.

II. AEROGERADORES DFIG

Os aerogeradores DFIG são comumente usados em sistemas eólicos a velocidade variável, cuja tecnologia consegue obter o máximo aproveitamento da potência disponível nos ventos [9]. Neste tipo de aerogerador é usado um conversor na configuração CA-CC-CA entre o rotor e a rede elétrica, que é constituído por chaves IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) possibilitando a troca bidirecional da potência ativa entre o rotor e a rede elétrica, como pode ser visto na Figura 1. Assim, quando a velocidade angular do aerogerador está acima da velocidade síncrona, chamada de operação sobre-síncrona, tanto o rotor quanto o estator fornecem potência ativa à rede. Enquanto que durante a operação sub-síncrona (condição em que a velocidade do aerogerador está abaixo da velocidade síncrona) o rotor consome potência ativa, sendo que o estator sempre fornece potência ativa.

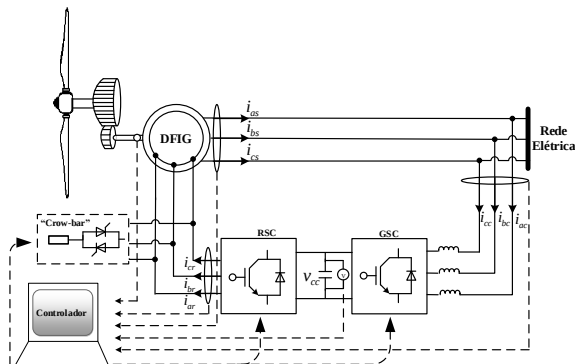


Figura 1. Configuração Básica do DFIG.

A. Modelagem e Controle do DFIG

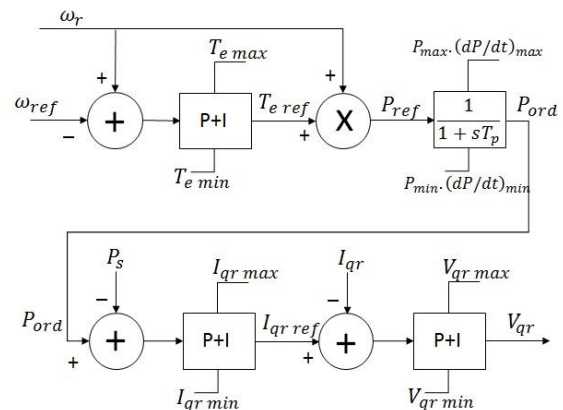
Neste trabalho, a representação dinâmica do DFIG foi realizada adotando-se o modelo de ordem reduzida, baseado em uma tensão atrás de uma reatância transitória [10].

O conversor do lado do rotor RSC (do inglês “*Rotor Side Converter*”) tem como função controlar a potência ativa P_s e reativa Q_s do estator fornecida pela máquina. Já o conversor do lado da rede GSC (do inglês “*Grid Side Converter*”) controla a tensão do link CC V_c e a potência reativa Q_c fornecida pelo conversor, caso esteja operando com fator de potência diferente do unitário. Para o sistema de potência, os conversores estáticos

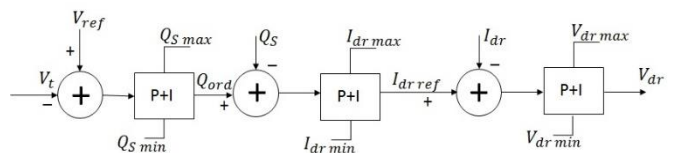
são vistos como fontes de tensão controladas, enquanto que para o link CC os conversores são modelados como fontes de correntes controladas.

Tanto o controle efetuado pelo conversor RSC, quanto o controle exercido pelo GSC recorrem ao uso de técnicas de controle vetorial, as quais desacoplam os controles das potências ativa e reativa através das componentes ao longo dos eixos d - q . A Figura 2 apresenta a malha de controle do RSC. A potência ativa P_s pode ser controlada pelo torque eletromagnético T_e através da velocidade do rotor ω_r e mais internamente pela componente I_{qr} (corrente do rotor no eixo q). Enquanto que a tensão terminal V_t é controlada pela potência reativa Q_s e mais internamente pela componente I_{dr} (corrente do rotor no eixo d). Vale ressaltar que essas malhas de controle utilizam o controle clássico proporcional-integral representados pelos blocos P+I tendo como função de transferência $K_p + K_i/s$.

Já o GSC é responsável em manter a tensão do link CC constante, independentemente do sentido e magnitude do fluxo de potência que o atravessa. Para tal, a estratégia de controle do GSC alinha o eixo q de referência do conversor com a tensão do estator V_s (tensão terminal da máquina). Neste trabalho, a estratégia de controle proposta utiliza apenas o RSC, enquanto que o GSC opera com fator de potência unitário.



(a) Malha de controle de potência ativa/velocidade do rotor



(b) Malha de controle da tensão terminal/fator de potência.

Figura 2. Malhas de controle de potência ativa e reativa do RSC do DFIG [8]

B. Curva de Capacidade e Cálculo dos Limites do DFIG

Segundo [11] o modelo T do gerador de indução pode ser representado por um quadripolo para investigar a influência da corrente do rotor e do estator, bem como a tensão no rotor na capacidade de potência reativa.

- Corrente Máxima do Rotor ($I_{r max}$)

É basicamente limitada pela capacidade do conversor do lado do rotor (RSC), cuja potência é 30% da potência nominal

do gerador de indução. A equação (1) representa a potência reativa máxima injetada no estator da máquina limitada pela corrente do rotor.

$$Q_{smax} = \sqrt{S_{Ir max}^2 - P_s^2} + Q_{0s} \quad (1)$$

Sendo que:

$$S_{Ir max} = |I_{r max}| \cdot |V_s| \cdot \left| \frac{X_m}{X_m + X_s} \right| \quad (2)$$

$$Q_{0s} = -\frac{|V_s|^2}{X_m + X_r} \quad (3)$$

Onde:

Q_{smax} Limite de potência reativa do estator (p.u.);

$S_{Ir max}$ Potência aparente do estator como função da corrente do rotor (p.u.);

Q_{0s} Potência reativa absorvida pela máquina (p.u.);

P_s Potência ativa injetada no estator (p.u.);

$I_{r max}$ Máxima corrente no rotor (p.u.);

V_s Tensão do estator (p.u.);

X_m Reatância de magnetização (p.u.);

X_r Reatância do estator (p.u.).

- Corrente Máxima do Estator ($I_{s max}$)

O estator não apresenta nenhuma limitação em relação ao conversor. O limite máximo de potência reativa injetada em função da corrente no estator é representado por (3).

$$Q_{s max} = \sqrt{S_{Is max}^2 - P_s^2} \quad (3)$$

Sendo que:

$$S_{Is max} = |V_s| \cdot |I_{s max}| \quad (4)$$

Onde:

$S_{Is max}$ Limite de potência aparente do estator em função da corrente do estator (p.u.);

$I_{s max}$ Corrente máxima do estator (p.u.).

- Tensão Máxima do Rotor ($V_{r max}$)

A máxima potência aparente do rotor é limitada pela máxima tensão do rotor. A tensão máxima do rotor é definida pela capacidade do conversor, ou seja, pode ser igualada pela tensão nominal do conversor RSC. Assim, o limite de injeção/absorção de potência reativa Q_{smax} será dado por (5).

$$Q_{s max} = \sqrt{S_{vr max}^2 - P_s^2} + Q_{0v} \quad (5)$$

Sendo que:

$$S_{vr max} = \left| \frac{V_{r max}}{s} \right| \cdot |V_s| \cdot \left| \frac{X_m}{(X_r + X_s)X_m + X_r X_s} \right| \quad (6)$$

$$Q_{0v} = -|V_s|^2 \cdot \frac{X_m + X_r}{(X_r + X_s)X_m + X_r X_s} \quad (7)$$

Onde:

S_{vr} Potência aparente do estator em função da tensão no rotor (p.u.);

P_s Potência ativa injetada no estator (p.u.);

Q_{0v} Potência reativa absorvida pela máquina (p.u.);

$V_{r max}$ Tensão máxima do rotor (p.u.);

s escorregamento;

X_r reatância do rotor (p.u.).

A curva de capacidade de potência reativa do DFIG considerando GSC operando com fator de potência unitário pode ser visualizada na Figura 3.

Observando a curva de capacidade do DFIG na Figura 3, percebe-se que quando a velocidade do rotor diminui, a potência ativa da máquina também diminui, e o escorregamento se torna positivo. Nessa condição de operação, a curva de capacidade é comprimida pelo limite de potência mecânica.

Para o caso em que o escorregamento é negativo, ou seja, em operação sobre-síncrona, a curva de capacidade se expande, já que nesse caso, há o aumento da potência ativa da máquina.

O DFIG é mais tendencioso a absorver potência reativa do que a fornecer. Quando a máquina é carregada, o limite de injeção de potência reativa reduz-se mais do que o limite de absorção de potência reativa. Isso compromete a estabilidade de tensão, pois ao atingir o limite de potência reativa a tensão terminal perde controlabilidade.

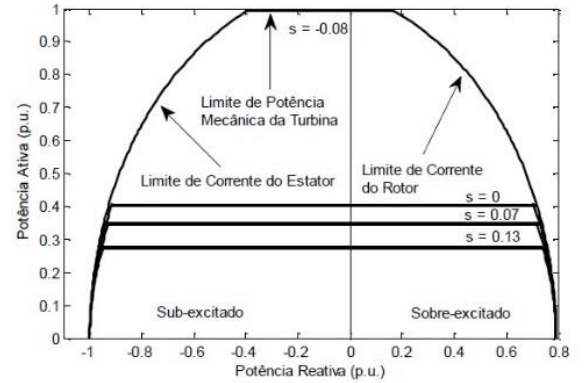


Figura 3. Curva de capacidade do DFIG considerando o GSC operando com fator de potência unitário.

III. ESTABILIDADE E CONTROLE DE TENSÃO

Esta seção apresenta conceitos básicos sobre a estabilidade de tensão e controle de tensão.

A. Estabilidade de Tensão de Longo-Prazo

Segundo [12], pode-se definir estabilidade de tensão como a habilidade de um sistema de potência em permanecer com tensões estacionárias em todas as barras do sistema após ser submetido a um distúrbio para uma dada condição de operação inicial.

A estabilidade de tensão pode ser classificada em relação a escala de tempo, podendo ser de curto prazo ou de longo prazo. Segundo [12], a estabilidade de tensão de longo prazo (*Long-Term Voltage Stability*) envolve equipamentos de dinâmica lenta como OLTC (*On-Load Tap Changer*), OXL (*Over Excitation Limiter*) e cargas controladas por termostato. O foco deste trabalho está baseado neste tipo de estabilidade de tensão.

B. Controle Secundário de Tensão

Atualmente, uma das medidas adotadas para a regulação da tensão em sistemas de potência, é o Controle Coordenado de Tensão (CCT). O CCT é dividido em três níveis hierárquicos:

- Controle Primário de Tensão (CPT);
- Controle Secundário de Tensão (CST), e;
- Controle Terciário de Tensão (CTT).

Este trabalho está focado no CST, consistindo de uma malha mais externa que regula a tensão do lado da transmissão. A sua principal filosofia é dividir o sistema em áreas teoricamente desacopladas, de tal forma que as perturbações possam ser tratadas regionalmente por um conjunto de máquinas síncronas e dispositivos de controle, através da variação de suas referências de tensão e de seus fatores de participação de geração de potência reativa. A Figura 4 apresenta o diagrama de blocos de uma malha de CST padrão.

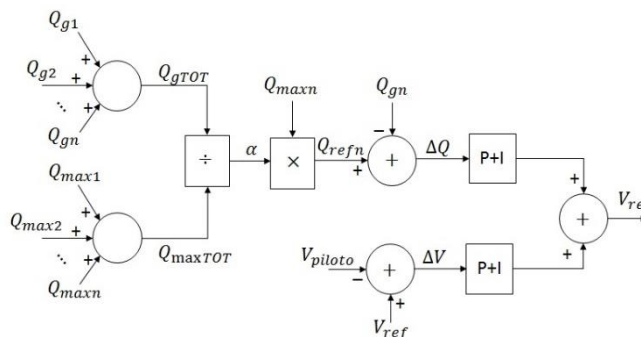


Figura 4. Diagrama de blocos da malha de controle secundário de tensão.

Onde:

$Q_{g1}, Q_{g2}, \dots, Q_{gn}$ – potência reativa gerada pelas máquinas 1, 2, ..., n, respectivamente;

$Q_{max1}, Q_{max2}, \dots, Q_{maxn}$ – potência máxima gerada pelas máquinas 1, 2, ..., n, respectivamente;

V_{piloto} – tensão da barra piloto;

V_{ref} – tensão de referência fornecida pelo CTT.

O CST é composto por duas malhas de controle [13]:

- Malha de Controle de Tensão: realiza a comparação do valor do módulo da tensão da barra piloto com a referência fornecida pelo Controle Terciário de Tensão (CTT). Seu objetivo é manter a tensão da barra piloto no seu valor de referência;
- Malha de Controle de Potência Reativa: realiza a coordenação das reservas de potência reativa da área através do cálculo do fator de participação “ α ”, que é

calculado para que todas as máquinas síncronas, pertencentes a uma mesma área de controle, forneçam potência reativa ao sistema proporcionalmente à sua capacidade nominal.

IV. CONTROLE PROPOSTO

O esquema de controle secundário de tensão proposto pode ser visualizado na Figura 5. A malha externa de controle (destacada em vermelho) corresponde ao CST, que por sua vez tem a função de enviar o sinal de controle (tensão de referência V_{ref}) para o regulador de tensão do RSC (destacado em azul) do DFIG.

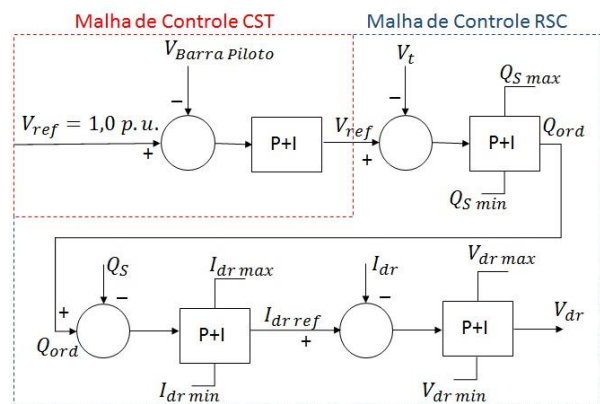


Figura 5. Malha do Controle Secundário de Tensão do DFIG.

V. RESULTADOS

As simulações foram realizadas utilizando os softwares ANAREDE e ANATEM desenvolvidos pelo CEPEL, que são amplamente usados em estudos de operação de sistemas elétricos.

A. O Sistema Teste

A Figura 6 apresenta o diagrama unifilar do sistema elétrico usado nas simulações, com a inserção de um parque eólico na barra 2. Este sistema teste é originalmente descrito em [14] e também usado na referência [15] para análise de vários aspectos da estabilidade de tensão.

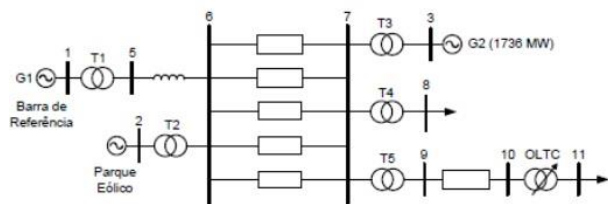


Figura 6. Diagrama Unifilar do Sistema Teste.

O CST implementado possui o objetivo de manter a tensão na barra piloto (barra 8) em 1 p.u., bem como de melhorar o perfil de tensão na vizinhança. A Tabela 1 apresenta os valores dos ganhos das malhas de controle do CST, o qual está destacado em vermelho na Figura 5, presente apenas nos aerogeradores DFIG. É importante frisar que esses ganhos do

controlador PI foram encontrados por tentativa e erro, não sendo efetuado nenhum projeto específico. Outro parâmetro importante na simulação é a tensão de referência nos esquemas do CST em 1 p.u..

TABELA I. VALORES DOS GANHOS DO CST

K_{IV}	K_{pV}
0,05	0,005

O parque eólico é composto por um gerador equivalente de 1.324 turbinas de 850 kW com geração de 425 MW para regime de velocidades baixas de vento, conforme mostra a Figura 7.

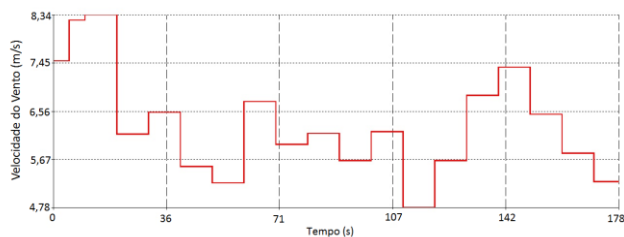


Figura 7. Regime de Velocidades Baixas de Vento

B. Estudo de Caso - Aumento em 10% da carga do sistema

A simulação é realizada num período total de 300s, sendo que o aumento da carga se encerra em 200s, com incrementos de 0,05% da carga inicial a cada segundo, totalizando 10% no aumento da carga inicial. A Figura 8 mostra o comportamento da tensão na barra 8. Nota-se que a aplicação do CST ao DFIG posterga o colapso de tensão quando comparado ao caso em que o CST não é aplicado.

Outro ganho proporcionado pelo CST, em relação ao caso em que o CST não é empregado, é a melhoria do perfil de tensão na barra 8, como pode ser observado na Figura 8. A Figura 9 apresenta comportamento da tensão na barra 11, a qual é conectada o transformador OLTC. Nota-se que o OLTC comuta tape na tentativa de regular a tensão na barra 11.

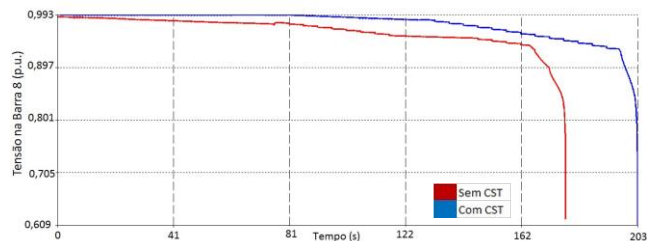


Figura 8. Tensão na Barra 8

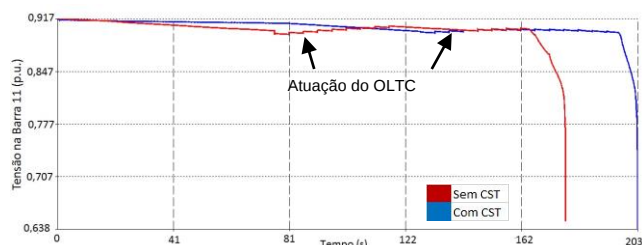


Figura 9. Tensão na Barra 11

A degradação das tensões do sistema é inicialmente provocada pelo aumento da carga. Quando o CST não está em operação, o regulador de tensão do gerador síncrono G2 atua rapidamente para restaurar a sua tensão terminal via aumento da excitação, enquanto que a malha de controle de tensão do DFIG possui uma resposta mais lenta. Por outro lado, quando o CST é empregado, o regulador de tensão do gerador síncrono G2 passa a ter uma resposta mais lenta, que por sua vez é compensada pela rápida resposta da corrente I_{dr} (corrente do rotor ao longo do eixo d), a qual é responsável pelo controle da tensão terminal do DFIG. Esses comportamentos podem ser observados nas Figuras 10 e 11.

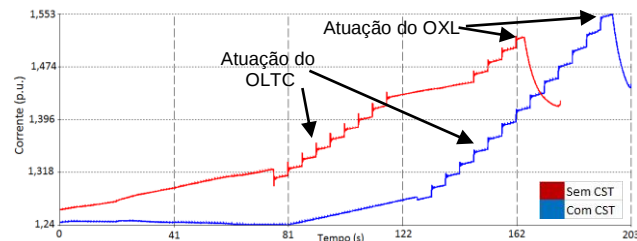


Figura 10. Corrente de Excitação do Gerador G2

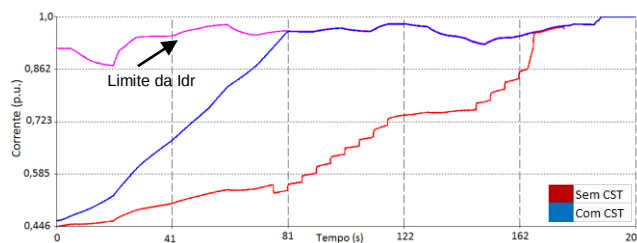


Figura 11. Corrente do Rotor ao Longo Eixo d (I_{dr}) do DFIG

O rápido aumento da corrente do rotor ao longo do eixo d é imposto pelo CST para aumentar a tensão terminal do DFIG, a fim de prover suporte remoto ao controle de tensão na barra 8, como pode ser observado na Figura 12. Quando a corrente I_{dr} atinge o seu limite máximo em 81 s, a tensão terminal do DFIG não é mais controlada e começa a reduzir até a ocorrência do colapso de tensão. Neste caso, o fornecimento de reativos que caberia ao DFIG pelo uso do CST é transferido ao gerador síncrono G2 no instante 81 s, como pode ser observado na Figura 10.

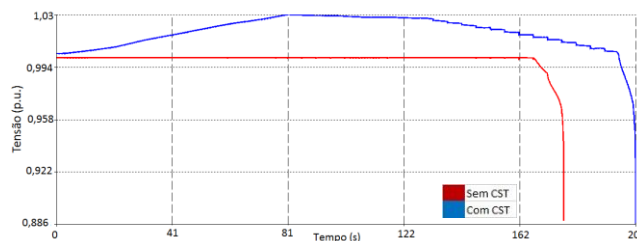


Figura 12. Tensão da Barra da Geração Eólica

Quando o CST não é empregado, a tensão terminal do DFIG é mantida constante pela regulação primária de tensão até a ocorrência do colapso de tensão, como mostrado na Figura 12. Nesse caso, o lento aumento da corrente I_{dr} do DFIG é compensado pelo rápido aumento da corrente de

excitação do gerador síncrono G2. Nota-se na Figura 13 que quando o CST não é usado, a operação de mudança de tape do OLTC é antecipada em relação ao caso em que o CST é usado. Como cada mudança de tape resulta em um incremento de carga, o uso do CST propicia a postergação da atuação do OXL do gerador G2 quando comparado ao caso em que o CST não é empregado.

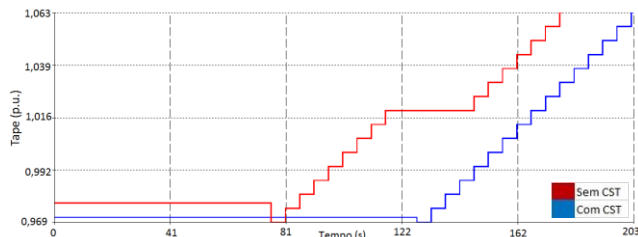


Figura 13. Evolução do tape do OLTC

Com a atuação do OXL o sistema é muito mais propenso à instabilidade de tensão, pois com a corrente de excitação do gerador G2 limitada, o ponto de tensão constante passa a ficar atrás da reatância síncrona. Nesse caso, a reatância equivalente do sistema sofre um aumento, agravando o problema do controle de tensão. Contrariamente, quando o limite de I_{dr} do DFIG é alcançado, o sistema não fica tão vulnerável ao colapso de tensão, tendo em vista que a reatância equivalente do DFIG é muito menor que a reatância síncrona do gerador G2.

A Figura 14 apresenta o comportamento da curva PV (Power-Voltage) da barra 8. Essa curva PV mostra o comportamento da tensão da barra 8 em relação ao carregamento do sistema, considerando toda a dinâmica envolvida. A curva PV indica o ponto de máximo carregamento do sistema, ou seja, a maior demanda que o sistema de potência pode atender [11].

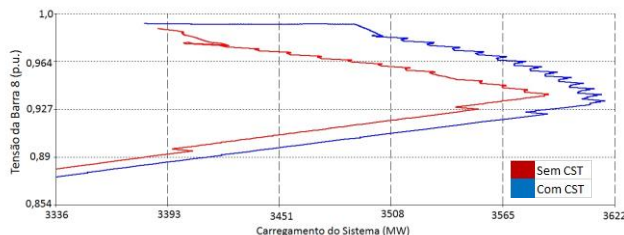


Figura 14. Curva PV da Barra 8

O gráfico da Figura 14 mostra que o CST aplicado ao DFIG contribui significativamente para o aumento da máxima transferência de potência do sistema elétrico (ponta do nariz da curva PV), ou seja, aumenta a margem de estabilidade de tensão do sistema. Outro ponto importante a destacar, é que as curvas PV não são regulares, devido à atuação do OLTC e OXL.

VI. CONCLUSÃO

Este artigo propôs um esquema de CST aplicado ao RSC dos aerogeradores DFIG, os quais podem fornecer potência reativa para regular a tensão do sistema, bem como para aumentar a margem de estabilidade de tensão de longo prazo. O esquema de controle proposto foi testado no sistema teste de 3 geradores e 10 barras. Os resultados de simulação mostraram o desempenho superior do controle proposto para aumentar a estabilidade de tensão de longo prazo, em relação ao controle convencional. Cabe frisar que o controle proposto é mais efetivo em condições de velocidades baixas do vento, nas quais os aerogeradores DFIG apresentam maior capacidade de injeção/absorção de potência reativa. O trabalho futuro dessa pesquisa visa aplicar uma estratégia de controle coordenado de tensão em geradores síncronos e aerogeradores DFIG.

REFERÊNCIAS

- [1] ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica, Boletim Anual de Geração Eólica 2016.
- [2] ONS, "Procedimentos de rede, Submódulo 3.6, Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão à Rede Básica", 2005.
- [3] P. Cartwright, L. Holdsworth, J. B. Ekanayake and N. Jenkins, "Co-ordinated voltage control strategy for a doubly fed induction generator (DFIG)-based wind farm," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 151, pp. 495-502, Jul. 2004.
- [4] G. Tapia, A. Tapia and J. X. Ostolaza, "Proportional-integral regulator-based approach to wind farm reactive power management for secondary voltage control," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 22, pp. 488-498, Jun. 2007.
- [5] M. El Moursi, G. Joos, and C. Abbey, "A secondary voltage control strategy for transmission level interconnection of wind generation," *IEEE Trans. on Power Electronic*, vol. 23, pp. 1178-1190, May. 2008.
- [6] M. El Moursi and G. Joos, "Optimal tracking secondary voltage control for the DFIG wind turbines and compensator devices," *Electric Power System Research*, vol. 79, pp. 1705-1716. 2009.
- [7] J. Martinez, P. C. Kjaer, P. Rodrigues and R. Teodorescu, "Design and analysis of a slope voltage control for a DFIG wind power plant," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 27, pp. 11-20, Mar. 2012.
- [8] R. R. Londero, C. M. Affonso, and J. P. A. Vieira, "Long-Term Voltage Stability Analysis of Variable Speed Wind Generators," *IEEE Trans. On Power Systems*, vol. 30, pp. 439-447, Jan. 2015.
- [9] S. Muller, M. Deicke, R. W. Doncker, "Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 8, pp. 26-33, Jun. 2002.
- [10] L. Holdsworth, X. G. Wu, J. B. Ekanayake, N. Jenkins, "Comparison of Fixed Speed and Doubly-Fed Induction Wind Turbines During Power System Disturbances," *IEEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution*, v.150, 2003.
- [11] T. Lund, P. Sorensen, J. Eek, "Reactive Power Capability of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator", *Wind Engineering*, no. 10, pp.379-394, 2007.
- [12] T. V. Cutsem, C. D. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Kluwer Academic Press, 1998.
- [13] G. N. Taranto, N. Martins, D. M. Falcão, A. C. B. Martins, M. G. dos Santos, "Benefits of Applying Secondary Voltage Control Schemes to the Brazilian System," *Proceedings of the IEEE/PES Summer Meeting*, Seattle, Jul. 2000.
- [14] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [15] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*. McGraw-Hill, 1994.