

## Impactos da Inserção de Grandes Parques Eólicos na Estabilidade Angular Transitória do Sistema

Davi M. Silva\* Ivan P. Faria\*\* Gustavo P. Lopes\*\*\*  
Frederico F. V. Matos\*\*\*\*

\* *Universidade Federal de Itajubá, Itabira, MG, (e-mail: davisilva@unifei.edu.br).*

\*\* *Universidade Federal de Itajubá, Itabira, MG, (e-mail: ivan.faria@unifei.edu.br).*

\*\*\* *Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, (e-mail: gustavo@lat-efei.org.br)*

\*\*\*\* *Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, (e-mail: fredmatos@eee.ufmg.br)*

---

**Abstract:** With the increasing number of wind farms in the interconnected electrical system, the impact of the penetration of this type of renewable generation has become a very important issue, especially when it comes to maintaining the stability of the system. From this scenario, this work investigates the influence on the transient angular stability due to the entry of large wind farms that use the technology of double fed induction generator. Seeking to increase the contribution of wind turbines in damping oscillations, this work proposes the installation of an additional stabilizing signal in the voltage control loop associated with wind turbine rotor converters. The proposed methodology is then validated in an equivalent Brazilian system in the presence of large perturbations. The results obtained show that the procedure performed contributes to the reduction of oscillations and increase of the damping of impacts, mainly considering faults in the vicinity of the coupling point of the wind farms to the interconnected system.

**Resumo:** Com o crescente aumento da inserção de parques eólicos no sistema elétrico interconectado, o impacto da penetração desse tipo de geração renovável tem se tornado uma questão muito importante, principalmente em se tratando da manutenção da estabilidade do sistema. A partir deste cenário, este trabalho investiga a influência na estabilidade angular transitória devido a entrada de grandes parques eólicos que utilizam a tecnologia gerador de indução duplamente alimentado. Buscando aumentar a contribuição das eólicas no amortecimento das oscilações, este trabalho propõe a instalação de um sinal adicional estabilizante na malha de controle de tensão associada aos conversores do rotor dos aerogeradores. A metodologia proposta é então validada em um sistema equivalente brasileiro na presença de grandes perturbações. Os resultados obtidos mostram que o procedimento realizado contribui para a redução das oscilações e aumento do amortecimento dos impactos, principalmente considerando faltas nas proximidades do ponto de acoplamento dos parques eólicos ao sistema interligado.

*Keywords:* Transient angular stability; high penetration of wind farms; oscillations damping strategies.

*Palavras-chaves:* Estabilidade angular transitória; alta penetração de parques eólicos; estratégias de amortecimento das oscilações.

---

### 1. INTRODUÇÃO

A busca por fontes de energia renováveis, de baixo custo e com o mínimo impacto ambiental é tendência no Brasil e no mundo. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, elaborado pela Empresa de Planejamento Energético (EPE), 86% da energia elétrica produzida no Brasil em 2030 será provinda de fontes renováveis (EPE, 2021). Entre as fontes de energia candidatas à expansão, a eólica se destaca pelos preços competitivos. A projeção é que a geração eólica tenha uma capacidade instalada de 32,2 GW em 2030, mais que o dobro da capacidade

em 2020 e será então responsável por cerca de 14% da capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional.

Entre os vários tipos de geradores aplicados em grandes parques eólicos, o gerador de indução com dupla alimentação (DFIG - *double fed induction generator*) tem ganhado destaque pela sua maior eficiência e controlabilidade. Este ganho em eficiência é alcançado por meio da habilidade do aerogerador de controlar a corrente de rotor e permitir que este opere de forma assíncrona (Gautam, 2010). O gerador DFIG é constituído por um rotor bobinado indiretamente conectado à rede por meio de um conversor de frequência variável (VFC - *variable frequency driver*). O VFC por

sua vez apresenta um conversor no lado do rotor (RSC - *rotor side converter*) e outro no lado da rede (GSC - *grid side converter*), enquanto entre eles há um capacitor que interliga os conversores. Entre as vantagens deste tipo de gerador, está o fato de que o VFC tem controle integral do gerador tendo um fluxo de somente 25 a 30% da potência total passando pelos controladores Qiao and Harley (2008).

Com a crescente parcela de energia provinda de fontes renováveis e não convencionais, o impacto da inserção dessas novas tecnologias na estabilidade do sistema elétrico se tornou objeto de estudo de diversos pesquisadores (Du et al., 2015; Parinya et al., 2012; Vittal et al., 2012).

Segundo Tamilarasi and Elango (2016), os geradores acoplados a turbinas eólicas têm menor capacidade para lidar com grandes distúrbios em relação aos geradores síncronos, isso devido à interface de controladores eletrônicos e à baixa inércia destes sistemas. O mesmo trabalho ainda aponta que o transitório decorrente de um distúrbio no sistema pode fazer com que a corrente de rotor aumente e atue o sistema de proteção *crowbar*, que desabilita o controle de rotor por um certo período de tempo.

O Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), apresenta os requisitos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. Nele é exigido que na ocorrência de variações transitórias de tensão, as unidades geradoras eólicas devem ser capazes de dar suporte de tensão à rede elétrica por meio da injeção ou absorção de corrente reativa, de acordo com o nível de tensão e a pedido do órgão. Este suprimento de corrente reativa deve ocorrer em até 30 ms após a detecção da falta.

Diante deste cenário, vários pesquisadores apresentaram métodos para melhorar a estabilidade do sistema. Em Qiao and Harley (2008) e Edrah et al. (2015) é mostrado como o DFIG pode atuar como um compensador estático (STATCOM) e fornecer reativo durante o período de *crowbar*. Em Yanjuan et al. (2012), é mostrado como a compensação de potência reativa, fornecida pela instalação de um compensador estático, proporciona um aumento na potência ativa da geração eólica e melhora a resposta transitória do sistema.

Em contrapartida, estudos como Edrah et al. (2015) e Gautam (2010) analisam a possibilidade de se inserir um sinal adicional estabilizante (PSS - *power system stabilizer*) no controle de tensão dos geradores DFIG para atenuar os impactos causados na estabilidade angular transitória do sistema. Consequentemente, os geradores eólicos DFIG podem contribuir efetivamente no amortecimento das oscilações de forma semelhante aos geradores convencionais com PSS. Tal fato ganha ainda mais importância considerando a alta penetração de geração eólica em detrimento da geração convencional, onde os aspectos da estabilidade angular se tornam uma questão importante a ser analisada.

Portanto, neste trabalho será abordado o projeto e aplicação de um PSS, similar ao já utilizado nos geradores síncronos, a ser inserido no controle de reativo do DFIG considerando a inserção de um parque eólico de grande porte em um sistema convencional de geração de energia. A descrição do sistema teste utilizado, a implementação

do controle adicional proposto, os resultados, as análises e vantagens obtidas serão discutidas nas seções seguintes.

## 2. SISTEMA TESTE BRASILEIRO DE 33 BARRAS

O Sistema Teste Brasileiro de 33 barras (STB-33), também conhecido como Sistema Sul, foi elaborado por Alves et al. (2007) e tem esse nome por ter dados extraídos da malha de 500 kV da região sul do Brasil. A Figura 1 apresenta o diagrama unifilar do sistema teste, que é dividido por duas áreas geométricas (A e B) interligadas por linhas de 500 kV e um transformador. O sistema teste original apresenta usinas hidrelétricas em sete barramentos: Salto Osório, Itá, Salto Santiago, Machadinho, Salto Caxias, Segredo e Governador Bento Munhoz, sendo esta última a usina referência do sistema.

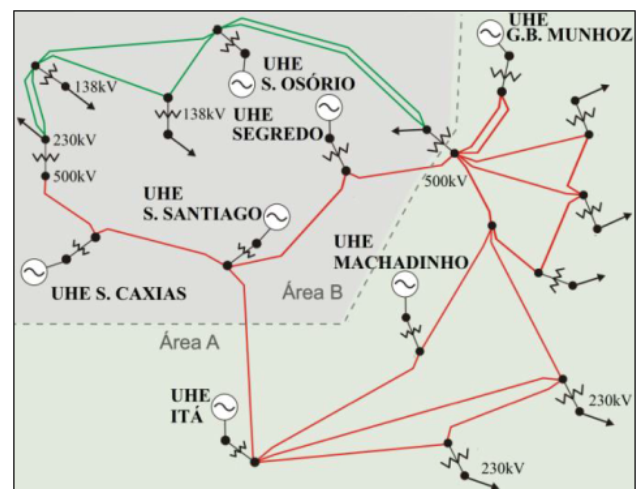


Figura 1. Unifilar Sistema Teste Brasileiro de 33 Barras (Alves et al., 2007)

A Tabela 1, apresenta a potência ativa despachada de cada usina do sistema modelado e sua capacidade máxima. Verifica-se que a usina de Salto Osório tem a geração mais próxima de sua capacidade máxima, com um fator de carregamento de 96%, seguida por Salto Segredo e Salto Caxias com um carregamento de 80% de sua capacidade instalada.

Tabela 1. Potência ativa despachada e capacidade máxima por usina

Usina Hidrelétrica	Geração [MW]	Geração Máxima [MW]
G. B. Munhoz	918,4	1674
Salto Santiago	800	1420
Salto Osório	700	728
Salto Segredo	1000	1260
Salto Caxias	1000	1240
Itá	400	1450
Machadinho	400	1140

Para que fosse possível analisar os impactos da inserção de grandes parques eólicos no sistema elétrico foi necessário realizar uma alteração no sistema teste original. Esta alteração consiste na adição de um grande parque eólico na barra de Salto Osório. Foram inseridas 900 turbinas eólicas com geração de 0,83 MW cada, totalizando um acréscimo de 750 MW ao sistema. De modo a consumir a

nova potência fornecida pelo parque, foi também realizado um aumento equalizado em todos os pontos de carga do sistema. Com as novas alterações realizadas, o novo parque é responsável por cerca de 12,5% da potência total gerada pelo sistema.

### 3. MODELO AEROGERADOR DFIG

Para a modelagem da turbina eólica e do gerador acoplado à ela será utilizado o modelo de gerador tipo DFIG disponível pelo Cepel no programa Anatem. O modelo geral de um gerador do tipo DFIG é mostrado na Figura 2.

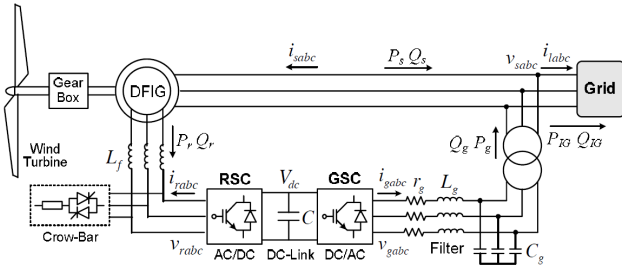


Figura 2. Modelo Gerador DFIG (Qiao and Harley, 2008)

O aerogerador é constituído de um gerador de indução com rotor bobinado acoplado à turbina eólica por meio de um sistema de transmissão. O estator da máquina está diretamente conectado ao sistema elétrico, é por ele que flui a maior parte da potência ativa e reativa gerada. Já o rotor está indiretamente conectado à rede por meio do VFC, o qual é composto pelo RSC e GSC interligados *back-to-back* por um capacitor.

O RSC regula a velocidade do rotor, de modo a otimizar a geração de energia, além de manter constante a frequência da tensão induzida no estator e controlar a magnitude da mesma (Qiao and Harley, 2008). O GSC tem por objetivo manter constante a tensão no capacitor independentemente do fluxo de potência do rotor.

Há ainda o sistema *crow-bar*, que atua para evitar que correntes elevadas passem pelos conversores, o que pode ser necessário na ocorrência de um curto-circuito em um barramento próximo à conexão do parque eólico. O sistema *crow-bar* atua conectando o rotor de forma similar a um motor de indução gaiola de esquilo, neste caso o RSC é desabilitado e as correntes elevadas do rotor são dissipadas nas resistências do sistema de proteção.

### 4. POWER SYSTEM STABILIZER - PSS

O PSS consiste na adição de um sinal estabilizante no regulador de tensão do gerador com a intenção de se atenuar oscilações de baixa frequência, em geral entre 0,2 Hz e 2 Hz, também chamadas modos de oscilações locais ou inter-áreas.

A topologia convencional de um PSS é apresentada na equação 1. O controlador é composto por um bloco de *washout* e dois controladores *lead-lag*, onde  $u_{in}$  e  $u_{pss}$  são a entrada e saída de controle,  $K_{pss}$  é o ganho do controlador,

$T_w$  é a constante de tempo de *washout* (s) e  $T1$  a  $T4$  são as constantes de tempo dos controladores *lead-lag* (s).

$$u_{pss} = K_{pss} \left( \frac{ST_w}{1 + ST_w} \right) \left( \frac{1 + ST_1}{1 + ST_2} \right) \left( \frac{1 + ST_3}{1 + ST_4} \right) u_{in} \quad (1)$$

O ganho do controlador determina a intensidade do amortecimento, enquanto o bloco de *washout* é um filtro passa-alta que garante que o PSS irá atuar somente no período transitório. Os controladores *lead-lag* fornecem um avanço ou atraso de fase do sinal e por fim um limitador garante que o sinal a ser somado se mantenha dentro dos limites de controle.

Como explanado em Edrah et al. (2015), o sinal de entrada do PSS pode ser qualquer sinal afetado pelas oscilações. Em especial para o gerador DFIG, a frequência na barra do acoplamento é apontada como sendo um bom sinal de entrada para o PSS, sendo portanto utilizado o como sinal de entrada neste trabalho. O sinal de saída do PSS é somado ao sinal de referência de tensão do controle do RSC, de acordo com a Figura 3.

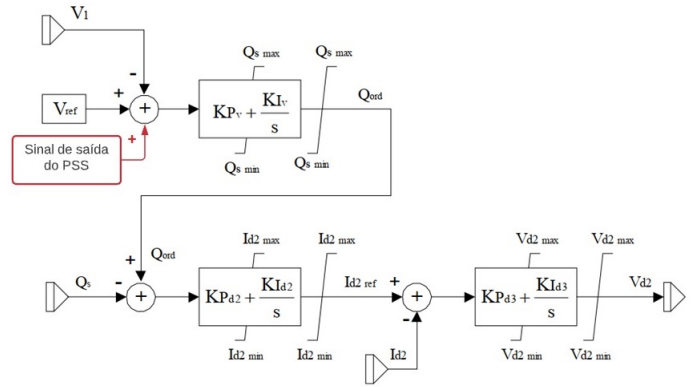


Figura 3. Adição do sinal do PSS ao sinal de referência da tensão do RSC (Adaptado de (Cepel, 2020)).

#### 4.1 Análise dos polos críticos do sistema

A análise dos polos críticos do sistema pode detectar os modos de oscilações produzidos pelas interações eletromecânicas entre as máquinas do sistema. Foi realizada a análise dos polos críticos do sistema por meio do software *PacDyn* antes e depois da inserção da geração eólica. A análise realizada no software foi inserida nas Tabelas 2 e 3. Observa-se que, com a inserção da geração eólica, houve uma diminuição do amortecimento dos polos críticos do sistema.

Tabela 2. Polos críticos do sistema antes da inserção da geração eólica

Nº	Real	Imag.	Freq.	Amort.
1	- 0,6660	5,6445	0,90Hz	11,72%
2	- 0,9277	7,4476	1,18Hz	12,36%
3	- 0,7708	6,0021	0,95Hz	12,74%

Antes da inserção, o polo mais crítico do sistema era associado à velocidade de rotor dos geradores em Machadinho, com um amortecimento de 11,72%. Em seguida aparecem as variações de ângulo rotor em Governador Bento Munhoz

Tabela 3. Polos críticos do sistema após inserção da geração eólica

Nº	Real	Imag.	Freq.	Amort.
1	- 0,5033	7,3547	1,17Hz	6,83%
2	- 0,6072	6,2976	1,00Hz	9,60%
3	- 0,5425	5,6127	0,89Hz	9,62%

$$a = \frac{1 + \sin \phi_{max}}{1 - \sin \phi_{max}} \quad (2)$$

$$T = \frac{1}{\sqrt{a} \times \omega_m} \quad (3)$$

$$G_c = \frac{1 + (a \times T)s}{1 + (T)s} \quad (4)$$

com amortecimento de 12,36% e a velocidade de rotor de Itá com 12,74% de amortecimento das oscilações.

Com o aumento da carga e adição da geração eólica, o polo mais crítico do sistema passa a estar associado ao ângulo de rotor da usina Salto Osório, com um amortecimento de 6,83%, seguido pelas velocidades de rotor das usinas de Itá e Machadinho, com amortecimentos de 9,60% e 9,62% respectivamente. É importante observar que Salto Osório é a usina mais próxima eletricamente da barra onde foi inserida a geração eólica. Como o DFIG é uma máquina assíncrona e está acoplada no sistema por meio de conversores eletrônicos, ela não é identificada nas oscilações eletromecânicas, resultado de acordo com o apresentado em Tamilarasi and Elango (2016) e em Edrah et al. (2015).

#### 4.2 Projeto do PSS

O PSS à ser inserido no modelo do DFIG foi projetado para amortecer as oscilações na usina de Salto Osório, visto que foi a mais impactada pela alteração no sistema. Para a definição das constantes do controlador foi utilizada a técnica de sintonização por compensação de fase. A metodologia adotada foi de desabilitar o PSS da usina de Salto Osório e realizar nova análise dos polos críticos do sistema. O *software* apontou então que a frequência mais crítica do sistema é de 1,19 Hz (7,48 rad/s) em Salto Osório.

O próximo passo foi analisar a resposta em frequência da função de transferência entre a referência de tensão do regulador de tensão e da tensão da barra de conexão de Salto Osório. A resposta obtida pode ser visualizada na Figura 4. Observa-se que na frequência de 7,48 rad/s há um avanço de fase de 71,09°. O método indica que deve-se alcançar ao final uma compensação de 10° a 20°. Portanto cada estágio *lead-lag* do PSS foi projetado para fornecer um atraso de -25,5° cada, tendo um atraso total de 51° e alcançar ao final uma compensação de 20°.

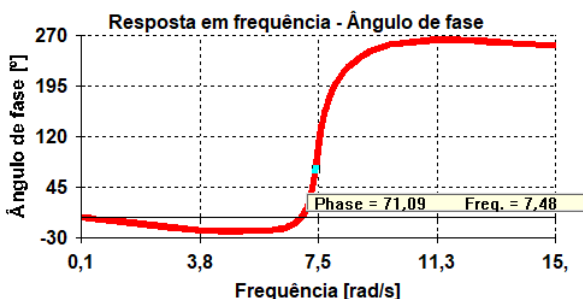


Figura 4. Diagrama de Bode do sistema para o ângulo de fase

Para se calcular os valores das constantes do controlador foram utilizadas as equações 2 a 4.

Sendo que  $\phi_{max}$  é o ângulo máximo de atraso de fase e  $\omega_m$  é a frequência onde irá ocorrer esta defasagem angular.

As constantes do bloco de *washout* e de ganho do controlador foram mantidos os mesmos valores encontrados em Edrah et al. (2015). Os valores utilizados das constantes do PSS são apresentados na Tabela 4. Além disso, o valor do sinal de saída do PSS foi limitado a  $\pm 0,1pu$ .

Tabela 4. Constantes utilizadas no PSS

<b>Kpss</b>	170	<b>T1,3</b>	0,084313
<b>Tw</b>	5	<b>T2,4</b>	0,212145

## 5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O sistema teste foi simulado em dois cenários diferentes. No primeiro cenário, ocorre uma falta trifásica com duração de 100 ms na barra de Salto Osório (230 kV) e consequente abertura da linha de transmissão para Foz do Chopim. No segundo cenário, é realizado um curto-circuito de mesma natureza na barra de Salto Santiago (500 kV), com a consequente abertura da linha de transmissão para a barra de Itá.

Cada cenário foi simulado para três casos básicos. No primeiro caso, o sistema apresenta as sete usinas hidrelétricas originais, tendo um despacho total de 4895 MW de potência ativa e 1141 MVar de potência reativa e com todas as usinas equipadas com seus reguladores de tensão, velocidade e PSS, de acordo com os dados fornecidos para o sistema teste em Alves et al. (2007). No segundo caso, é realizada a inserção da geração eólica na barra de Salto Osório, com cerca de 900 unidades geradoras de 0,83 MW cada, totalizando um acréscimo de 750 MW no sistema. No terceiro caso, é inserido o PSS projetado na seção 4 na referência de tensão do controlador de rotor do DFIG.

### 5.1 Cenário 1: Caso 1

Neste primeiro cenário, ocorre um curto-circuito trifásico na barra de Salto Osório. A falta aplicada tem duração de 100 ms com a consequente abertura da linha de 230 kV entre Salto Osório e Foz do Chopim. Este primeiro cenário pretende analisar os impactos na estabilidade transitória na usina de Salto Osório após a inserção do parque eólico.

Para se analisar a estabilidade do sistema como um todo em sua condição inicial, primeiramente são obtidos os gráficos do ângulo de rotor das máquinas do sistema como apresentado na Figura 5.

Observa-se que, após a ocorrência do curto-circuito no momento de 1 segundo, o sistema apresenta oscilações que são amortecidas em cerca de 7 a 8 segundos. Destaca-se a Usina de Salto Osório, que está mais próxima da falta e

apresenta oscilações de maior amplitude e mais lentamente amortecidas.

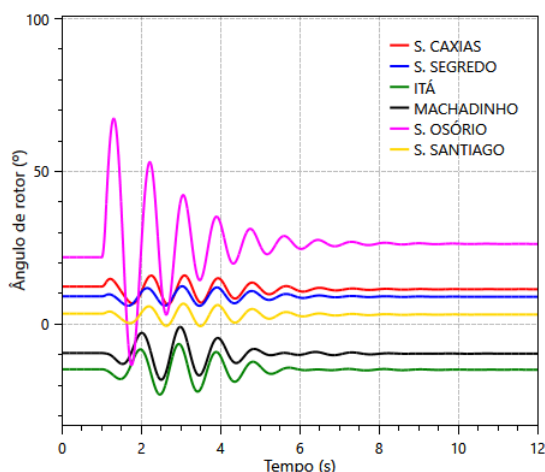


Figura 5. Ângulo do rotor dos geradores do sistema antes da inserção da geração eólica.

### 5.2 Cenário 1: Caso 2

Na Figura 6, é apresentado o resultado obtido para o segundo caso, em que há a inserção da geração eólica e consequente aumento de carga no sistema. Importante observar que as alterações realizadas alteraram o ponto inicial de operação do sistema. Devido ao aumento da carga há também maiores perdas nas linhas de transmissão, as quais são compensadas com o aumento na potência despachada pela usina de Governador Munhoz (referência do sistema) e acarreta também a mudança do ângulo de operação das outras máquinas do sistema.

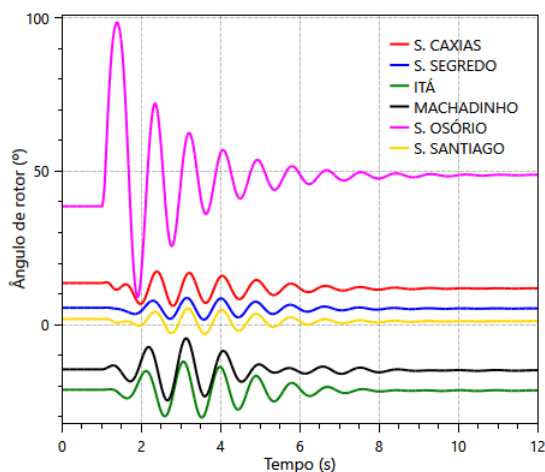


Figura 6. Ângulo do rotor dos geradores do sistema com a inserção da geração eólica.

Pode-se observar que o sistema ainda é estável apesar da troca realizada, porém, com oscilações em Salto Osório que se estendem durante os 12 segundos de simulação. A inserção amplifica a amplitude do primeiro ciclo das oscilações após a falta da usina de Salto Osório, que atinge uma amplitude de quase 90° pico-a-pico. Observa-se também que, com a inclusão da geração eólica, há um leve aumento das oscilações nas máquinas de Itá e Machadinho.

### 5.3 Cenário 1: Caso 3

A resposta do sistema com a implementação do PSS no gerador DFIG é apresentada na Figura 7. Após a inserção do PSS, observa-se um maior amortecimento nas oscilações em Salto Osório e uma leve contribuição para o amortecimento das oscilações nas outras usinas.

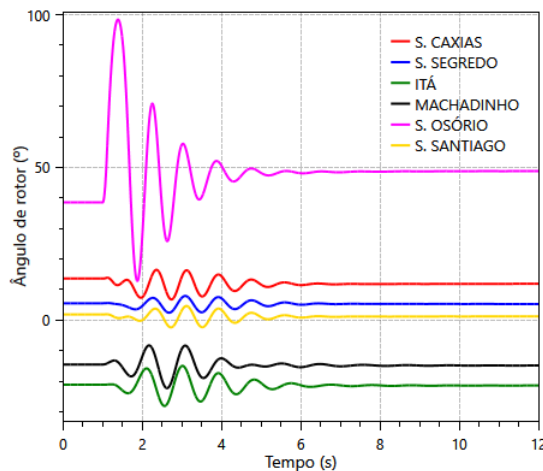


Figura 7. Ângulo do rotor com o PSS da eólica habilitado.

### 5.4 Cenário 1 : Comparação dos casos 2 e 3

A resposta do ângulo de rotor da usina de Salto Osório é apresentada em detalhe na Figura 8, para os casos desenvolvidos nas seções 5.2 e 5.3.

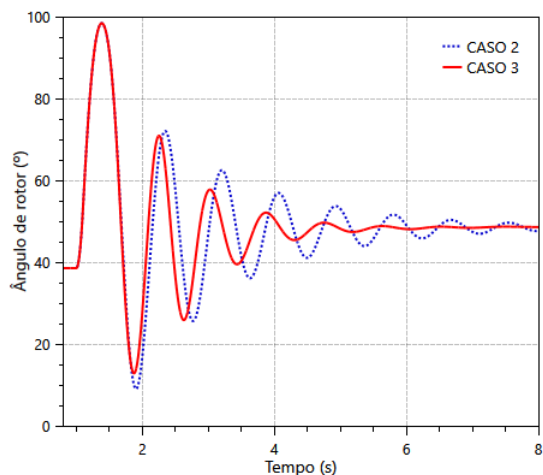


Figura 8. Comparação ângulo do rotor de Salto Osório para os casos 2 e 3.

Verifica-se que, mesmo com a inserção do PSS na eólica, não é possível atenuar o primeiro ciclo de oscilação após a ocorrência do distúrbio. A partir do segundo ciclo de oscilação é possível observar o amortecimento fornecido pela implementação do PSS no controle da DFIG.

Para melhor compreensão do comportamento do DFIG durante a falta, os gráficos da tensão da barra de Salto Osório (pu), potência reativa injetada pelo parque eólico (MVar) e o módulo da corrente de rotor são apresentados nas Figuras 9 a 11, respectivamente. Todas essas grandezas



foram comparadas para os casos das seções 5.2 e 5.3 para os instantes iniciais de simulação.

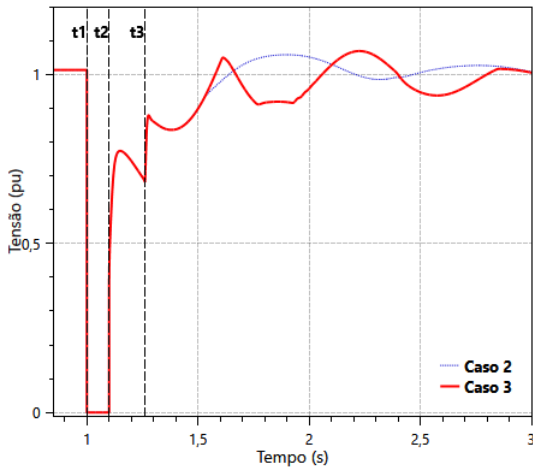


Figura 9. Tensão na barra de S. Osório para os casos 2 e 3.

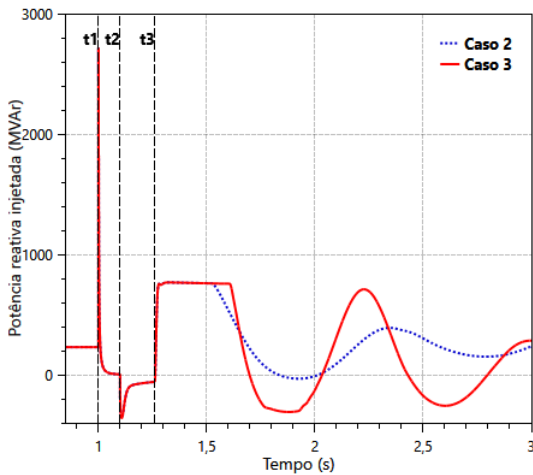


Figura 10. Potência reativa injetada pelo DFIG para os casos 2 e 3.

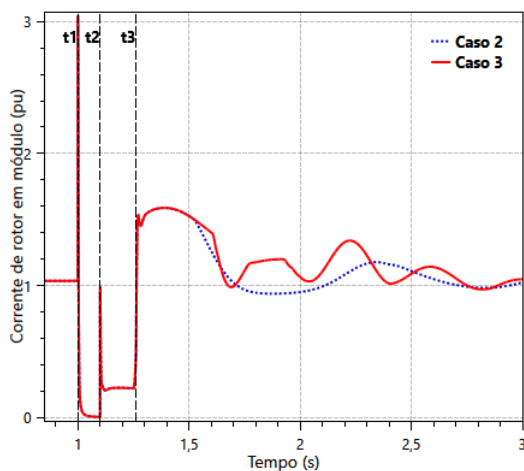


Figura 11. Módulo da corrente de rotor para os casos 2 e 3.

Após a ocorrência do curto-circuito trifásico no instante  $t_1$  (1 segundo), a tensão na barra de Salto Osório zera instantaneamente, enquanto isso a corrente e potência reativa do DFIG aumentam de forma acentuada, ativando o sistema de proteção *crowbar* em menos de 10 milissegundos após a ocorrência do distúrbio.

Observa-se que há injeção de reativo pelo DFIG até o instante  $t_2$  (1,10 segundos) quando a falta é sanada, durante este tempo o RSC está desabilitado, portanto a corrente de rotor aos poucos se reduz até zero e ocorre a descarga do capacitor. Com a falta sanada, a tensão na barra chega próxima de 0,8 pu, mas não é o bastante para a suspensão do sistema *crowbar*, o DFIG consome de volta o reativo cedido durante a falta para recarregar o capacitor e a tensão da barra decai para até 0,7 pu. Já no instante  $t_3$  (1,26 segundos) o sistema *crowbar* atinge seu tempo máximo de atuação e é então desabilitado. Com o RSC novamente habilitado, o controle do DFIG aumenta sua corrente de rotor para poder fornecer reativo e restabelecer o nível de tensão na barra. Verifica-se que a inserção do PSS não interfere na dinâmica destas grandezas até um pouco mais dos 1,5 segundos de simulação, depois desse tempo o PSS atua para contribuir com o amortecimento mais rápido das oscilações.

### 5.5 Cenário 2: Caso 1

Nas simulações a seguir, foi estudado o comportamento do controlador projetado para um curto-circuito mais distante eletricamente do ponto comum de acoplamento da geração eólica em relação à simulação anterior. A escolha pela barra de Salto Santiago se deve pela mesma ter sido apontada em estudos anteriores (Santos et al., 2020; Faria et al., 2019) como tendo maior criticidade para o sistema. Deste modo, são analisados os impactos globais causados pela presença do parque eólico no sistema.

No primeiro caso é mostrado o comportamento do sistema antes da inserção da geração eólica. Como pode ser visualizado na Figura 12, de fato a falta na barra de Salto Santiago faz com que o sistema apresente maiores oscilações do que anteriormente.

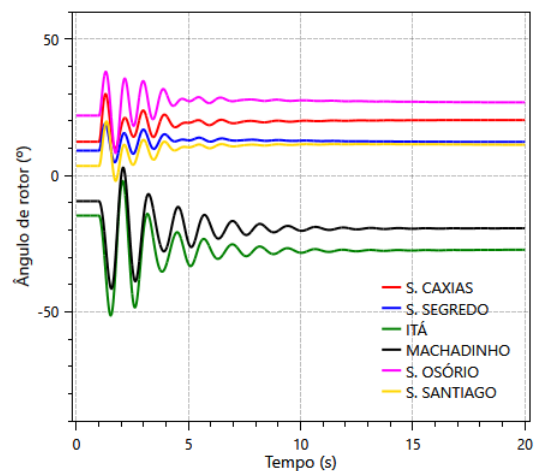


Figura 12. Ângulo de rotor das máquinas do sistema antes da inserção do parque eólico.

Destacam-se as usinas de Itá e Machadinho, que estão mais próximas da falta, pois ambas apresentaram oscilações de maior amplitude e menos amortecidas, tendo variações no ângulo de rotor se estendendo até os 12 segundos de simulação. Nas outras usinas as oscilações são amortecidas em cerca de 7 segundos após a inserção do distúrbio.

### 5.6 Cenário 2 - Caso 2

Neste segundo caso, é simulado o mesmo curto-circuito anterior, com a inserção da geração eólica e aumento da carga. O resultado obtido é apresentado na Figura 13, a seguir.

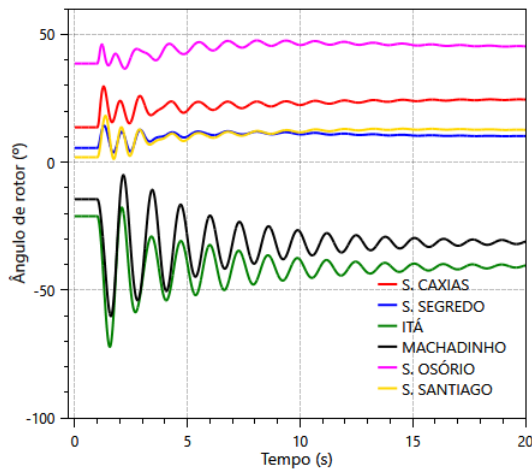


Figura 13. Ângulo do rotor dos geradores do sistema com a inserção da geração eólica..

As principais mudanças observadas são nas usinas de Itá e Machadinho, verifica-se que estas usinas passam a ter oscilações que são lentamente amortecidas durante toda a simulação. Oscilações lentamente amortecidas e de amplitude menor do que anteriormente são observadas nas outras gerações até quase 15 segundos de simulação.

### 5.7 Cenário 2: Caso 3

Neste terceiro caso é inserido o PSS no controle da geração eólica. Como pode ser observado na Figura 14, a inserção do PSS praticamente não contribuiu para o amortecimento das oscilações nesse caso. Com a falta mais distante da geração eólica, a injeção de reativo do controle aqui implementado não foi capaz de atenuar as oscilações. Importante destacar que o PSS da eólica tem como variável de entrada a frequência da barra de Salto Osório, com o distúrbio ocorrendo mais distante da mesma o controle não foi efetivo para contribuir com o amortecimento.

### 5.8 Cenário 2: Caso 4

Foi observado que as usinas de Itá e Machadinho foram as que apresentaram maiores oscilações no segundo cenário e o PSS do DFIG não foi capaz de atenuar as oscilações e reduzir os impactos causados pela inserção dos aerogeradores. Foi decidido então, ajustar o PSS de uma dessas usinas para a nova condição do sistema.

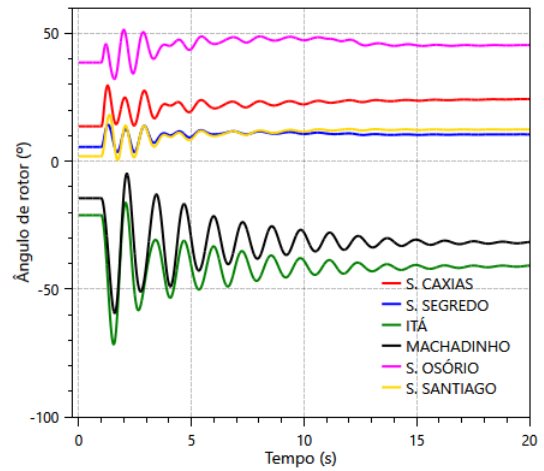


Figura 14. Ângulo do rotor com o PSS da eólica habilitado.

Ao voltar à análise dos polos críticos do sistema realizado na seção 4.1, foi apontado que a velocidade de rotor da usina de Itá já aparecia entre os polos críticos do sistema antes e após as alterações realizadas no sistema, sendo portanto a usina escolhida para se realizar o ajuste do PSS. O ajuste realizado seguiu um procedimento similar ao adotado na seção 4, utilizando um PSS de mesma topologia da utilizada no DFIG, com a diferença que para hidrogeradores a variável geralmente utilizada como entrada é o desvio da velocidade angular em relação à velocidade síncrona.

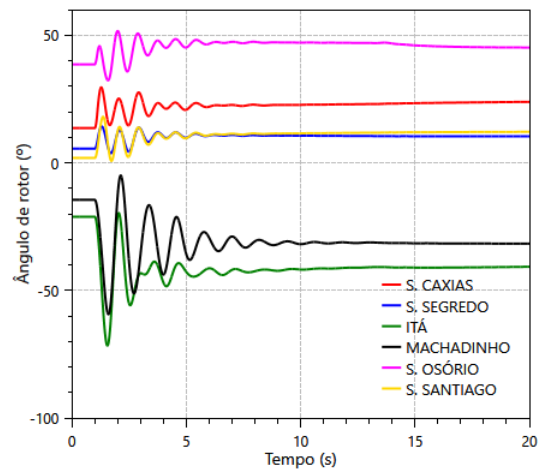


Figura 15. Ângulo do rotor com o PSS da eólica habilitado e reajuste do PSS da usina de Itá.

A resposta obtida na Figura 15 mostra a contribuição do ajuste realizado, fazendo com que as oscilações fossem totalmente amortecidas em cerca de 12 segundos. O ajuste realizado fez com que o sistema apresentasse uma resposta bem próxima do primeiro caso, onde havia somente hidrogeradores.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho buscou analisar os impactos da inserção de um grande parque eólico em um sistema com geração proveniente unicamente de usinas hidrelétricas convencionais. Os resultados obtidos aqui estão próximos dos

obtidos na literatura (Edrah et al., 2015; Qiao and Harley, 2008), demonstrando o comportamento do DFIG durante o período transitório e como a eólica causa uma redução na margem de estabilidade angular transitória do sistema. Diante desse cenário foi implementado um controlador PSS a ser inserido no controlador de rotor do DFIG.

O sinal estabilizante adicionado apresentou ganhos de estabilidade para distúrbios de origem próxima ao acoplamento do novo parque eólico, contribuindo para um mais rápido amortecimento das oscilações.

Já para o cenário de uma falta simulada mais afastada do ponto de acoplamento da usina eólica, o controlador PSS não apresentou ganhos significativos para o sistema. Foi então observado que mesmo não participando diretamente nas oscilações eletromecânicas do sistema, a inserção do parque alterou as condições operacionais das máquinas do sistema. O reajuste dos controladores das usinas já existentes para a nova condição se mostrou efetivo para alcançar uma estabilidade similar à condição anterior às alterações.

Para trabalhos futuros, sugere-se a inserção do parque eólico em pontos diferentes do sistema e experimentar topologias diferentes de controladores PSS, como o controle multi-banda por exemplo. Além de explorar modelos mais recentes de turbinas eólicas e dos controladores envolvidos.

## REFERÊNCIAS

- Alves, W. et al. (2007). Proposição de sistemas-teste para análise computacional de sistemas de potência. 332. Universidade Federal Fluminense, Niterói - RJ.
- Cepel (2020). Análise de transitórios eletromecânicos - manual do usuário. In *Programa Anatem*, 396. Cepel.
- Du, W. et al. (2015). Impact of grid connection of large-scale wind farms on power system small-signal angular stability. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 1(2).
- Edrah, M. et al. (2015). Impacts of high penetration of dfig wind turbines on rotor angle stability of power systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(3), 759–766.
- EPE (2021). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2030*. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Brasília.
- Faria, I.P., Oliveira, F.R.R., and Coelho, A.L.M. (2019). Metodologia para ajuste e comparação entre pss2b e pss4b - aplicação dos estabilizadores em um sistema teste brasileiro de 33 barras. *XXV SNPTEE - SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA*, Anais do XXV SNPTEE.
- Gautam, D. (2010). Impact of increased penetration of dfig based wind turbine generators on rotor angle stability of power systems. 105. Arizona State University, Arizona - USA.
- Parinya, P., Sangswang, A., Naetiladdanon, S., Kirtikara, K., and Chenvidhya, D. (2012). Effects of wind power incorporation on single machine infinite bus system. *9th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology*, pp. 1–4.
- Qiao, W. and Harley, R.G. (2008). Effect of grid-connected dfig wind turbines on power system transient stability. *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, (doi: 10.1109/PES.2008.4596912), pp. 1–7.
- Santos, V.G., Faria, I.P., Coelho, A.L.M., and Arruda, E.F. (2020). Análise da estabilidade angular transitória em um sistema teste com alta penetração de geração eólica. *VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (VIII SBSE)*, Anais do VIII SBSE.
- Tamilarasi, T. and Elango, M. (2016). Analysis of impact on rotor angle stability of dfig wind turbines employing statcom. *2016 3rd International Conference on Advanced Computing and Communicating Systems (ICACCS - 2016)*.
- Vittal, E., O'Malley, M., and Keane, A. (2012). Rotor angle stability with high penetrations of wind generation. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 27(1), 353–362.
- Yanjuan, W., Linchuan, L., and Fang, Z. (2012). Installation svc to improve output active power of large-scale wind farm based on the transient stability. *Power Engineering and Automation Conference*, pp. 1–3.