



República Federativa do Brasil
Ministério do Desenvolvimento, Indústria
e do Comércio Exterior
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(21) PI 0715895-5 A2



* B R P I 0 7 1 5 8 9 5 A 2 *

(22) Data de Depósito: 20/08/2007

(43) Data da Publicação: 30/07/2013
(RPI 2221)

(51) Int.Cl.:

F03D 7/02

(54) Título: MÉTODO PARA CONTROLAR UMA INSTALAÇÃO DE TURBINA EÓLICA FLUTUANTE

(30) Prioridade Unionista: 22/08/2006 NO 20063744

(73) Titular(es): Statoilhydro Asa

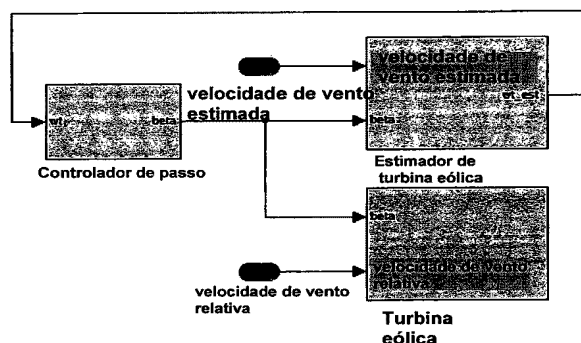
(72) Inventor(es): Bjorn Skaare

(74) Procurador(es): Momsen, Leonardos & Cia

(86) Pedido Internacional: PCT NO2007000291 de 20/08/2007

(87) Publicação Internacional: WO 2008/023990 de 28/02/2008

(57) Resumo: "MÉTODO PARA CONTROLAR UMA INSTALAÇÃO DE TURBINA EÓLICA FLUTUANTE". Um método para controlar uma instalação de turbina eólica para o amortecimento de oscilações de torre, em particular uma instalação de turbina eólica flutuante incluindo um corpo flutuante, uma torre arranjada sobre o corpo flutuante, um gerador montado na torre que é rotativo em relação à direção de vento e provido com uma turbina eólica, e um arranjo de linha de âncora conectado a âncoras ou fundações no leito do mar. As oscilações de torre são amortecidas pelo controle com o controlador de ângulo de lâmina na faixa de potência ou RPM constante da turbina eólica sendo executado pela velocidade de rotor (que é a entrada para o controlador de ângulo de lâmina) sendo estimada em um estimador para a turbina eólica. A entrada para o estimador de turbina eólica é o vento entrante estimado, de forma que os movimentos de torre não seja visível ao controlador de ângulo de lâmina. Amortecimento negativo assim não é introduzido no sistema e as oscilações de torre serão amortecidas expedientemente, enquanto também há menos variação em ângulo de lâmina, empuxo no rotor e potência provida.



“MÉTODO PARA CONTROLAR UMA INSTALAÇÃO DE TURBINA EÓLICA FLUTUANTE”

A presente invenção relaciona-se a um método para controlar uma instalação de turbina eólica para o amortecimento de oscilações de torre, em particular uma instalação de turbina eólica flutuante incluindo um corpo flutuante, uma torre arranjada sobre o corpo flutuante, um gerador montado na torre que é rotativo em relação à direção de vento e provido com uma turbina eólica, e um arranjo de linha de âncora conectado a âncoras ou fundações no leito de mar. O gerador é controlado, na base da velocidade de vento, por controle do ângulo de lâmina das lâminas de turbina, por meio de um controlador, preferivelmente na faixa de potência ou RPM constante da turbina eólica.

O desenvolvimento de turbinas eólicas ancoradas flutuantes que podem ser usadas a grandes profundidades aumentará fortemente acesso a áreas para a expansão de energia de vento em mar. Tecnologia atual para turbinas eólicas localizadas em mar está limitada consideravelmente a torres instaladas permanentemente a baixas profundidades, debaixo de aproximadamente 30 m.

Instalações permanentes a profundidades a mais de 30 m resultam geralmente em problemas técnicos e altos custos. Isto significou que, até agora, profundidades de mar de mais que ao redor de 30 m foram consideradas como desfavoráveis tecnicamente e comercialmente para a instalação de turbinas eólicas.

Com soluções flutuantes a maiores profundidades de mar, o problema de fundação e custos associados com instalações trabalhosas complicadas, podem ser evitado.

Uma turbina eólica que está montada sobre uma fundação flutuante se moverá por causa das forças do vento e ondas. Um bom projeto de fundação de turbina eólica assegurará que os períodos próprios do sistema

para movimentos de corpo flutuantes rígidos (vaga, oscilação, arremesso, balanço, arfada e guinada) estejam fora da faixa de período para ondas do mar, que é aproximadamente 5 - 20 segundos.

5 Ainda haverá forças que atuam com relação ao períodos próprios para o sistema (vaga, forças de onda não lineares, flutuações em velocidade de vento, forças de corrente, etc.). Se tais forças não forem para produzir movimentos inaceitáveis, elas não devem ser grandes demais, e o sistema deve ter amortecimento para os períodos pertinentes.

10 A presente invenção representa uma solução, mais precisamente um método, para amortecimento efetivo de oscilação de torre para instalações de turbina eólica. A presente invenção é caracterizada pelos aspectos especificados na reivindicação independente anexa 1.

A reivindicação dependente 2 indica uma solução vantajosa com relação à presente invenção.

15 A presente invenção será descrita em detalhe adicional no seguinte usando exemplos e com referência aos desenhos anexos, onde:

Figura 1 mostra um diagrama com várias faixas de RPM para uma turbina eólica com controle de RPM e passo de rotor;

20 Figura 2 mostra uma seção de um controlador de ângulo de lâmina convencional;

Figura 3 mostra um esboço geral de um sistema com controlador de ângulo de lâmina, turbina eólica e estimador de turbina eólica;

25 Figura 4 mostra diagramas baseados em testes de simulação, com o estimador e controle convencional, ligados a deslocamento horizontal ao topo da torre com uma velocidade de vento média de 17 m/s e ondas irregulares com uma altura de onda significativa de 3,5 m e período de 9,8 s;

Figura 5 mostra diagramas baseados em testes de simulação, com o estimador e controle convencional, ligados a empuxo no rotor com uma velocidade de vento média de 17 m/s e ondas irregulares com uma altura

de onda significante de 3,5 m e período de 9,8 s;

Figura 6 mostra diagramas baseados em testes de simulação, com o estimador e controle convencional, ligados ao ângulo de lâmina com uma velocidade de vento média de 17 m/s e ondas irregulares com uma altura de onda significante de 3,5 m e período de 9,8 s;

Figura 7 mostra um diagrama baseado em testes de simulação, com o estimador, estabilizador e controle convencional, ligados à potência ativa provida à grade com uma velocidade de vento média de 17 m/s e ondas irregulares com uma altura de onda significante de 3,5 m e período de 9,8 s;

Figura 8 mostra um diagrama da relação entre o coeficiente de empuxo do rotor e a velocidade de vento relativa entre o vento e a turbina.

Quando o vento atua em uma instalação de turbina eólica, as forças do vento contribuirão para movimentos na fundação. Porém, as forças da turbina eólica dependem de como a turbina é controlada, isto é, como a RPM e o passo das lâminas de turbina variam com velocidade de vento. Os algoritmos de controle variarão com a velocidade de vento. Uma filosofia de controle típica para turbinas eólicas baseadas em terra é mostrada na Figura 1. Com referência a esta Figura, pode ser visto que:

- Na faixa de iniciação, pequenas forças atuam na turbina eólica. As forças de vento terão pequeno efeito nos movimentos. Se os movimentos forem afetados pelas forças de vento, é possível controlar a turbina aproximadamente como na faixa de RPM variável.

- Na faixa de RPM variável, há um ângulo de passo aproximadamente constante para as lâminas de turbina. A meta é controlar a RPM para a turbina de forma que potência máxima possa ser produzida qualquer hora, dada a velocidade de vento relativa momentânea contra a turbina. A velocidade de vento relativa consiste em velocidade de vento média, variação em velocidade de vento e o movimento (velocidade) da torre. Isto significa que será aumentada potência e aumentado empuxo da turbina

quando o vento aumenta. Em troca, se o sistema (a turbina eólica, incluindo a fundação) se mover contra o vento com um passo combinado e movimento de onda, isto requer velocidade de vento aumentada para a turbina, e o empuxo aumenta. Isto é equivalente a uma força de amortecimento (uma força que atua contra a velocidade). Nesta faixa de velocidade de vento, as forças de vento na turbina portanto contribuirão com amortecimento positivo ao sistema. Isto contribuirá para movimentos reduzidos com relação aos períodos próprios do sistema.

- Na faixa de momento constante, a potência nominal da turbina é alcançada. É então habitual manter RPM aproximadamente constante e controlar o momento e assim a potência controlando o ângulo de passo das lâminas de turbina. A meta é manter potência aproximadamente constante. Se a velocidade de vento aumentar, o ângulo de passo é aumentado a fim de reduzir o momento. Isto também produz empuxo reduzido apesar da velocidade de vento aumentada. Ao contrário do que acontece na faixa de RPM variável, o resultado é assim um efeito de amortecimento negativo. Um sistema de controle padrão tentará ajustar todas as variações de potência que são devido a mudanças na velocidade de vento relativa contra a turbina. Isto é feito mudando o ângulo de passo das lâminas de forma que o momento na turbina seja mantido constante apesar da variação em velocidade relativa. Isto resultará na turbina eólica contribuindo com amortecimento negativo de sistema, que assim aumenta o movimento da torre. Isto pode produzir movimentos inaceitavelmente grandes.

Com a presente invenção, foi achado que os algoritmos de controle devem ser modificados para prevenir a ligação negativa entre controle das turbinas eólicas e os movimentos do sistema. É desejável manter RPM aproximadamente constante e o momento na faixa de "momento constante", mas, usar um estimador de turbina eólica que será descrito em detalhe adicional no seguinte, a turbina ainda é impedida de prover

amortecimento negativo.

Figura 2 mostra uma seção de um controlador de ângulo de lâmina, com controle proporcional e integral (PI). A entrada para o controlador é a velocidade de rotor, ω_r , e a saída é o ângulo de lâmina, β . Esta é a mudança requerida no ângulo de lâmina de turbina para manter potência constante na turbina quando a velocidade de vento relativa muda.

Figura 8 mostra um diagrama com a relação entre velocidade de vento relativa e o coeficiente de empuxo para uma turbina eólica controlada por ângulo de lâmina convencional em que o empuxo F_T é dado como:

$$F_T = \frac{1}{2} \rho A C_T(\lambda, \beta) u_r |u_r|,$$

onde ρ é a densidade de ar, A é a área varrida do rotor, C_T é o coeficiente de empuxo da turbina, λ é a relação de velocidade de ponta, β é o ângulo de lâmina da turbina e u_r é a velocidade de vento relativa entre a turbina e o vento. Este diagrama mostra que uma velocidade relativa aumentada acima da velocidade de vento nominal pode produzir empuxo reduzido na turbina. Isto resulta na turbina eólica sendo provida com amortecimento negativo quando se move adiante e para trás no vento.

Se os movimentos da turbina puderem ser escondidos do controlador de ângulo de lâmina, o coeficiente de empuxo não será mudado da mesma maneira como consequência dos movimentos da turbina, e a turbina proverá amortecimento positivo ao sistema.

Para esconder os movimentos de turbina do controlador de ângulo de lâmina, é possível usar um estimador de turbina eólica (veja Figura 3) na forma de um modelo numérico da turbina eólica em questão. O estimador de turbina eólica corre em tempo real com o ângulo de lâmina medido e o vento entrante calculado como a entrada. A velocidade de rotor estimada ω_{i_est} não será afetada pelos movimentos da turbina atual e é usada

como a entrada no controlador de ângulo de lâmina da turbina atual.

O modelo numérico de turbina eólica no qual o estimador de turbina eólica é baseado variará com turbinas eólicas diferentes e níveis diferentes de detalhe do modelo numérico. Um exemplo de um modelo numérico de turbina eólica simples baseado em relações estacionárias é descrito no seguinte.

A potência P_{turb} transferida do vento à turbina é dada por:

$$P_{turb} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \pi \cdot r^2 \cdot u_t^3, \quad (1)$$

onde:

u_t - Velocidade de vento resultante na turbina

ρ - Densidade de ar

$C_p(\lambda, \beta)$ - Coeficiente de eficiência da turbina

λ - Relação de velocidade de ponta da turbina

β - Ângulo das lâminas de rotor

r - Raio da turbina eólica (comprimento das lâminas de rotor)

Isto produz o momento de turbina seguinte no eixo:

$$T_{turb} = \frac{P_{turb}}{\omega_t} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\omega_t} \cdot \rho \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \pi \cdot r^2 \cdot u_t^3, \quad (2)$$

onde:

ω_t - RPM de turbina

A dinâmica de eixo também pode ser expressa pelas três equações seguintes:

$$\dot{\omega}_t = \frac{1}{J_t} (T_{turb} - d_m \cdot (\omega_t - \omega_g) - k \cdot \theta_{twist}) \quad (3)$$

$$\dot{\omega}_g = \frac{1}{J_g} (k \cdot \theta_{twist} + d_m \cdot (\omega_t - \omega_g) - T_{EL}) \quad (4)$$

$$\dot{\theta}_{twist} = (\omega_t - \omega_g) \cdot \omega_N, \quad (5)$$

onde:

ω_g - RPM de gerador

J_t - Momento de inércia da turbina

J_g - Momento de inércia do gerador

5 T_{turb} - Momento de turbina

T_{EL} - Contra-momento elétrico do gerador

d_m - Amortecimento do eixo

k - Rigidez do eixo

ω_N - Frequência elétrica nominal

10 θ_{twist} - Ângulo de torção de eixo

É assumido que a velocidade de vento de entrada pode ser estimada usando vários métodos, por exemplo combinando medições do empuxo no rotor, o momento no eixo e a aceleração da nacela.

Um estimador de turbina eólica no qual os movimentos de
15 torre são escondidos do controlador de ângulo de lâmina é alcançado usando o modelo numérico (1) - (5), com uma velocidade de vento entrante estimada, u_{r_est} , e ângulo de lâmina atual (medido), β , como a entrada. As quantidades restantes no modelo (1) - (5) podem ser expressas com sublinhado "est". O resultado do estimador de turbina eólica (que é a entrada ao controlador de
20 ângulo de lâmina) é então a RPM de turbina estimada ω_{r_est} .

Usando o estimador conduz à turbina experimentar uma velocidade de vento relativa com influência muito reduzida das oscilações da torre em relação a uma situação na qual o estimador não é usado. Além disso,

a torre vibrará fisicamente consideravelmente menos. Haverá menos empuxo no rotor, menos variação em ângulo de lâmina e menos variação na potência produzida quando o estimador é usado.

Testes de simulação

5 Na base da solução de controle como descrito acima, testes de simulação foram efetuados para uma série de vento com uma velocidade de vento média de 17 m/s e ondas irregulares com uma altura de onda significativa de 3,5 m e período de 9,8 s. A velocidade de vento foi selecionada porque a necessidade por amortecimento é a maior a tais
10 velocidades de vento altas, isto é, quando as turbinas são operadas em modo de potência constante. Dois modelos de turbina diferentes eram usados nas simulações: um modelo detalhado que representa a turbina atual e um modelo simplificado que era usado no estimador (veja Figura 3). A velocidade de vento entrante estimada é a velocidade de vento entrante exata mais ruído
15 branco.

Figuras 4-7 mostram uma seleção de resultados da simulação de série de vento a velocidade de vento média de 17 m/s com e sem o estimador para amortecer oscilações de torre.

20 Figura 4 mostra que há oscilações de torre consideráveis quando a turbina corre em modo de potência constante e o estimador não é usado. Isto também resulta em grandes flutuações no empuxo no rotor (veja Figura 5), no ângulo de lâmina (veja Figura 6) e na potência provida à linha (veja Figura 7). As amplitudes altas nas oscilações de torre com controlador convencional podem ser explicadas como segue:

25 Na faixa de RPM constante, o empuxo é reduzido quando a velocidade de vento aumenta. Se a torre assumir uma velocidade traseira, a velocidade de vento relativa que a torre experimenta será reduzida. O ângulo de lâmina (passo) será ajustado (aumentado) para manter o momento e assim potência constante. Assim, o empuxo também aumentará apesar da

velocidade de vento relativa reduzida. Por conseguinte, quando a torre se move a uma velocidade contra a direção de vento, a velocidade de vento relativa aumentará. O ângulo de lâmina (passo) será ajustado (reduzido) para reduzir o momento. Isto também reduzirá o empuxo. Este método de controlar a turbina assim produzirá uma variação no empuxo que atua na mesma direção como o movimento de torre. Isto é, amortecimento negativo. Isto resultará em uma amplificação do movimento de torre, em particular próximo ao período de ressonância da torre no qual o movimento é controlado por amortecimento.

Se o estimador de acordo com a presente invenção for usado, Figuras 4-7 mostram que as oscilações de torre são bem amortecidas, e as flutuações em empuxo, ângulo de lâmina e potência provida também são reduzidas. O estimador assim produz o efeito desejado.

Em resumo, o controle baseado em estimador (veja Figura 3) atua de tal modo que os movimentos de torre não sejam visíveis ao controlador de ângulo de lâmina e amortecimento negativo assim nunca é introduzido no sistema. Isto é alcançado usando um estimador de turbina eólica com velocidade de vento entrante estimada como a entrada. A entrada para o controlador de ângulo de lâmina é a velocidade rotacional estimada baseada na velocidade de vento entrante estimada em vez da velocidade rotacional atual, que está baseada na velocidade de vento relativa atual. A invenção, como está definida nas reivindicações, não está limitada aos exemplos descritos acima. A presente invenção, portanto, também pode ser usada para torres de turbina eólica em que a flexibilidade na torre como tal é relativamente alta, ou uma combinação de uma instalação de turbina eólica flutuante e uma torre flexível.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para controlar uma instalação de turbina eólica flutuante, em que a instalação de turbina eólica compreende um corpo flutuante, uma torre arranjada sobre o corpo flutuante, um gerador montado na torre que é rotativo em relação à direção de vento e provido com uma turbina eólica, e um arranjo de linha de âncora conectado a âncoras ou fundações no leito de mar, onde o gerador é controlado na faixa de potência ou RPM constante controlando o ângulo de lâmina das lâminas de turbina, por meio de um controlador de ângulo de lâmina,

caracterizado pelo fato de que o método compreende as seguintes etapas:

usar um modelo numérico com a velocidade de vento entrante estimada como sua entrada, para estimar a velocidade de rotor; e

entrar a velocidade de rotor estimada no controlador de ângulo de lâmina, o controlador de ângulo de lâmina controlando o ângulo de lâmina com base na velocidade do rotor estimada que entra;

de modo que os movimentos da torre não são visíveis ao controlador de ângulo de lâmina de tal modo que amortecimento negativo não é introduzido na instalação.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o ângulo de lâmina medido real é também inserido no modelo numérico.

3. Método de acordo com a reivindicação 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que a velocidade de vento entrante estimada é estimada combinando-se medições do empuxo em um rotor, o momento em um eixo e a aceleração de uma nacela, da instalação de turbina eólica.

4. Método de acordo com a reivindicação 1, 2 ou 3, caracterizado pelo fato de que o modelo numérico corre em tempo real.

5. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações

precedentes, caracterizado pelo fato de que o modelo numérico é baseado nas seguintes equações:

$$P_{turb} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \pi \cdot r^2 \cdot u_t^3;$$

$$T_{turb} = \frac{P_{turb}}{\omega_t};$$

$$\dot{\omega}_t = \frac{1}{J} (T_{turb} - d_m \cdot (\omega_t - \omega_g) - k \cdot \theta_{twist});$$

$$\dot{\omega}_g = \frac{1}{J_g} (k \cdot \theta_{twist} + d_m \cdot (\omega_t - \omega_g) - T_{EL}); \text{ e}$$

$$\dot{\theta}_{twist} = (\omega_t - \omega_g) \cdot \omega_N;$$

em que P_{turb} é a potência transferida do vento para a turbina, u_t é a velocidade de vento resultante na turbina, ρ é a densidade de ar, $C_p(\lambda, \beta)$ é o coeficiente de eficiência da turbina, λ é a relação de velocidade de ponta da turbina, β é o ângulo das lâminas de rotor, r é o raio da turbina eólica, que é o comprimento das lâminas de rotor, ω_t é o RPM de turbina, ω_g é o RPM de gerador, J_t é o momento de inércia da turbina, J_g é o momento de inércia do gerador, T_{turb} é o momento de turbina, T_{EL} é o contra-momento elétrico do gerador, d_m é o amortecimento do eixo, k é a rigidez do eixo, ω_N é a frequência elétrica nominal e θ_{twist} é o ângulo de torção de eixo.

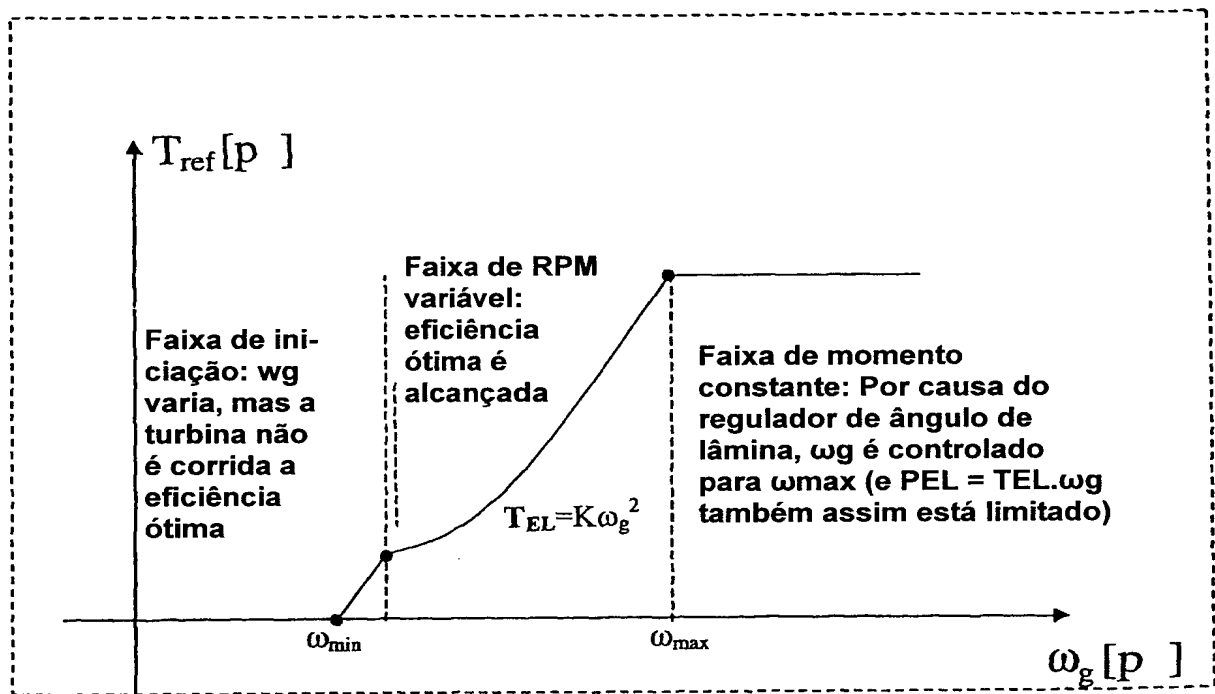


Fig.1

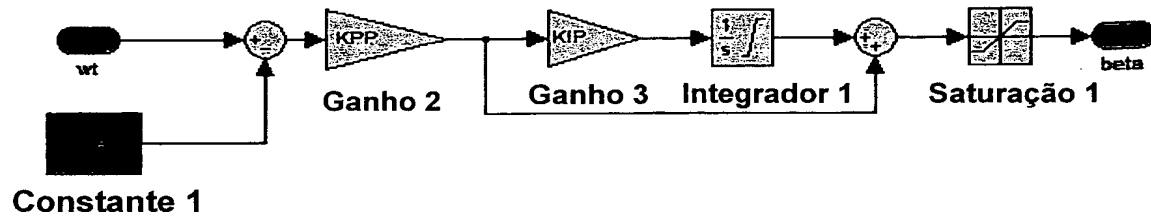


Fig. 2

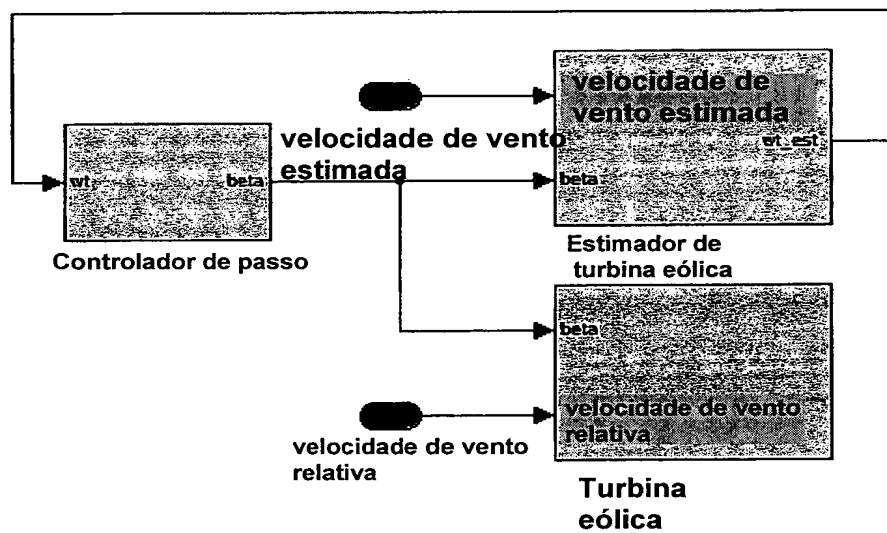
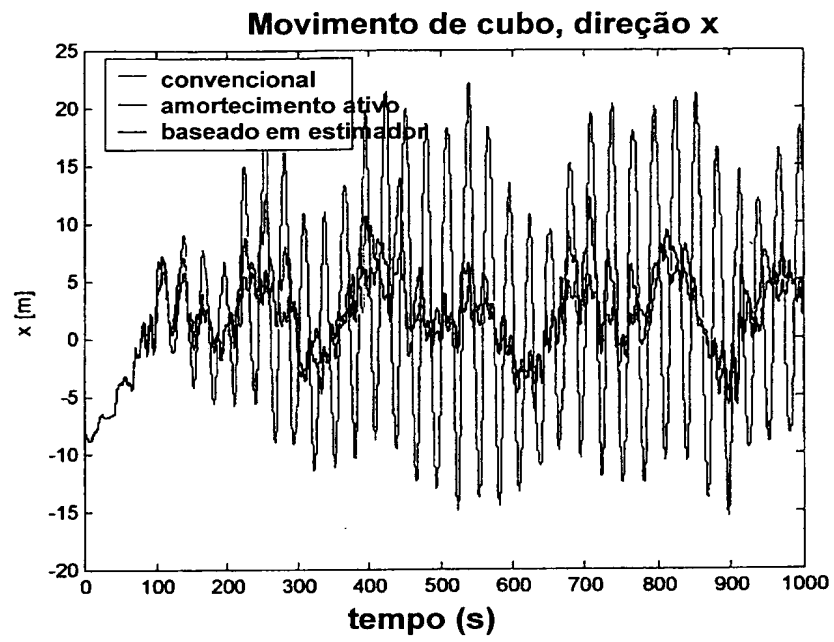
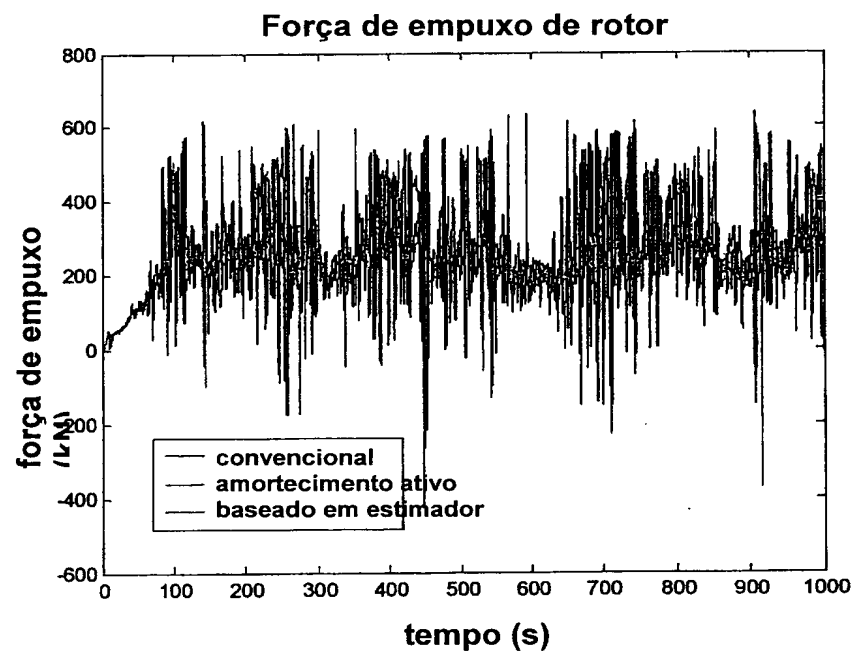
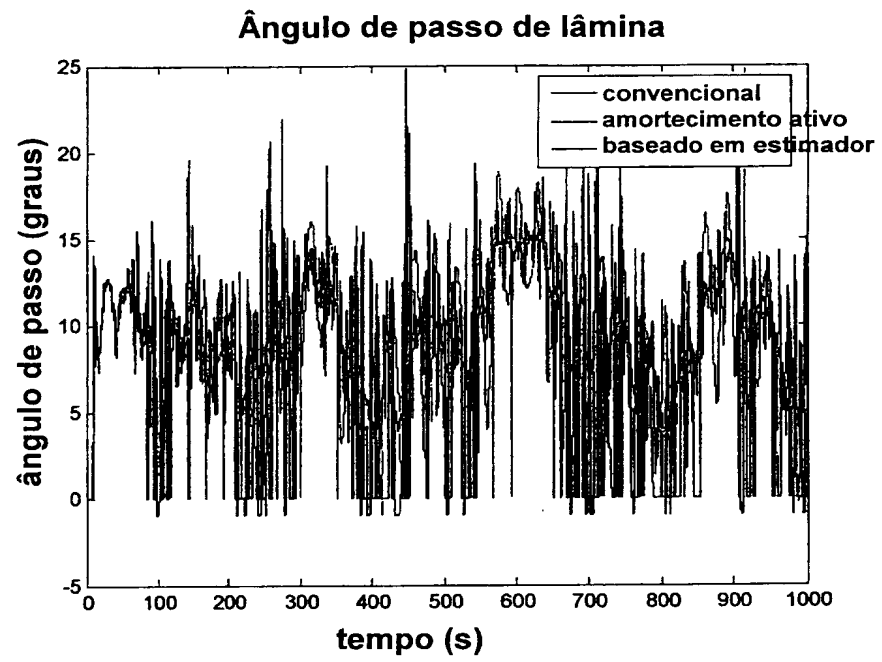
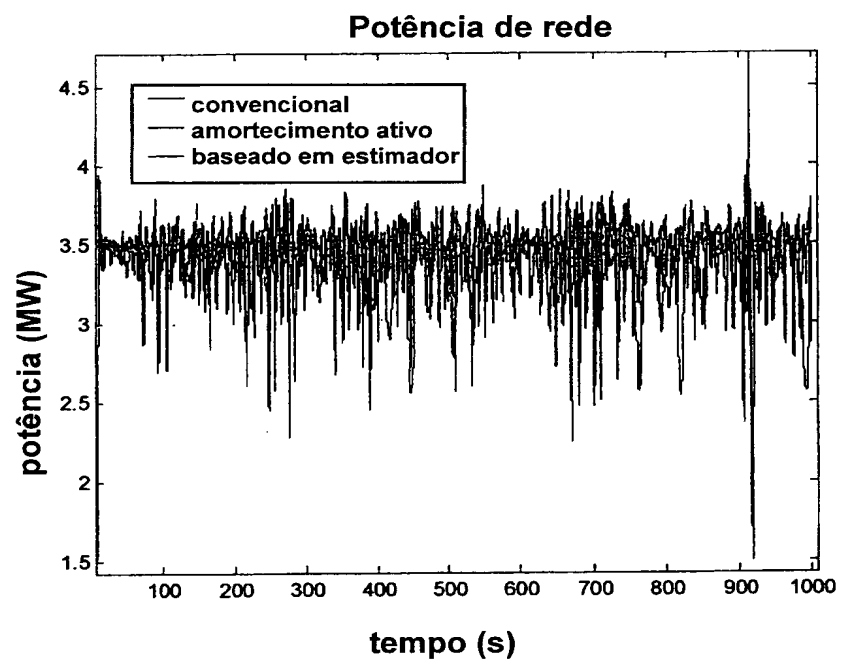


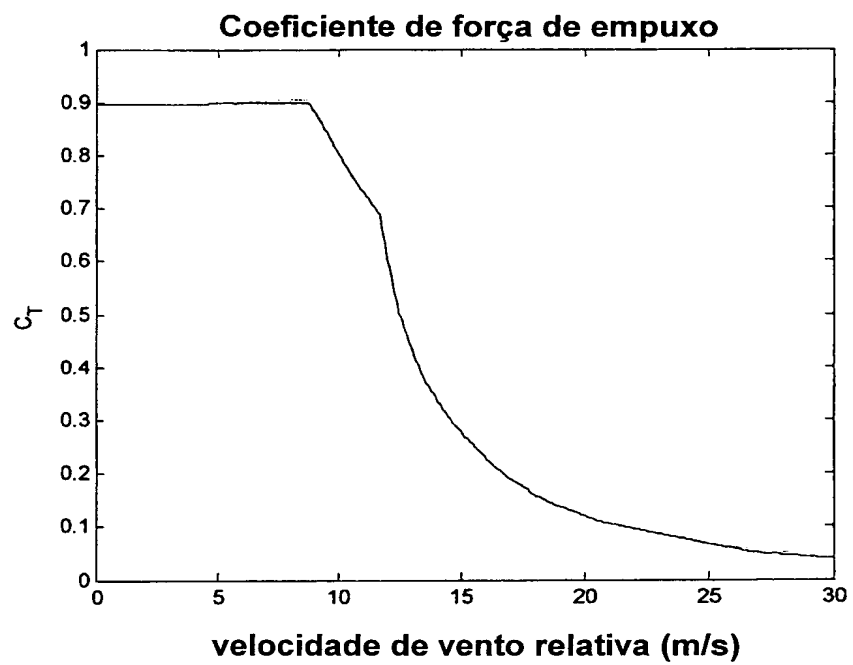
Fig. 3

**Fig. 4**

**Fig. 5**

**Fig. 6**

**Fig. 7**

**Fig. 8**

RESUMO

“MÉTODO PARA CONTROLAR UMA INSTALAÇÃO DE TURBINA EÓLICA FLUTUANTE”

Um método para controlar uma instalação de turbina eólica para o amortecimento de oscilações de torre, em particular uma instalação de turbina eólica flutuante incluindo um corpo flutuante, uma torre arranjada sobre o corpo flutuante, um gerador montado na torre que é rotativo em relação à direção de vento e provido com uma turbina eólica, e um arranjo de linha de âncora conectado a âncoras ou fundações no leito de mar. As oscilações de torre são amortecidas pelo controle com o controlador de ângulo de lâmina na faixa de potência ou RPM constante da turbina eólica sendo executado pela velocidade de rotor (que é a entrada para o controlador de ângulo de lâmina) sendo estimada em um estimador para a turbina eólica. A entrada para o estimador de turbina eólica é o vento entrante estimado, de forma que os movimentos de torre não seja visível ao controlador de ângulo de lâmina. Amortecimento negativo assim não é introduzido no sistema e as oscilações de torre serão amortecidas expedientemente, enquanto também há menos variação em ângulo de lâmina, empuxo no rotor e potência provida.