

COMPORTAMENTO DO GERADOR EÓLICO DUPLAMENTE ALIMENTADO SUBMETIDO DISTÚRBIOS NA REDE ELÉTRICA E À VARIAÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO

Emanuel Philipe Pereira Soares Ramos¹

Arlete Vieira da Silva²

Igor Amariz Pires³

Laís de Oliveira Assis⁴

RESUMO

A demanda de energia elétrica no mundo é crescente. A eletricidade é fundamentalmente importante para o desenvolvimento social e econômico de nações, tornando investimentos em energia altamente necessários. Com o aumento das turbinas eólicas ligadas à rede de energia e com o aumento de produtores independentes de energia renováveis, estudos relacionados à melhor estratégia de controle se tornam indispensáveis. Este trabalho apresenta o comportamento do gerador de indução duplamente alimentado (GIDA) exposto à variação da velocidade do vento incidente em sua hélice e distúrbios na rede de energia. O trabalho é apresentado através de simulações utilizando MatLab/Simulink. O controle exemplificado no trabalho atua na angulação das pás do gerador, no controle do conversor ligado diretamente ao rotor e do controle do conversor ligado à rede de energia. O trabalho é dividido em duas etapas, uma primeira etapa de levantamento de dados relacionados aos estudos dos geradores e desenvolvimentos de simulações e uma segunda etapa que analisa o comportamento do gerador eólico quando submetidos a perturbações na rede.

1 Mestrando em Sistema Elétrico de Potência – CEFET-MG, 2014. Professor CEFET-MG, Unidade Curvelo-MG. prof.epramos@gmail.com

2 Mestre em Geografia e Análise Ambiental – IGC/UFMG, 2002. Professora do Centro Universitário de Belo Horizonte – Uni-BH. Belo Horizonte, MG. arletevieirasilva@hotmail.com

3 Doutor em Engenharia Elétrica, PPGEE/UFMG 2011. Professor da Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG. Belo Horizonte, MG.

4 Estudante de Engenharia de Energia, PUC-MG, Belo Horizonte, MG Brasil. laís.assis93@gmail.com



Palavras-chave: Gerador de indução duplamente alimentado (GIDA). Gerador Eólico. Energia Limpa.

ABSTRACT

The demand for electricity in the world is increasing. Electricity is fundamentally important to the social and economic development of nations, making energy investments highly needed. With the increase of wind turbines connected to the power lines supply and the rise of independent producers of renewable energy, studies related to best control strategy become indispensable. This paper presents the behavior of the double-fed induction generator (GIDA) exposed to varying the speed of the incident wind in your propeller and disturbances in the power network. The work is presented through simulations using MATLAB/Simulink. The control exemplified in the work acts in the angle of the blades of the generator, the control directly connected to the rotor and control connected to converters of the power line. The work is divided into two stages, the first stage of data collection related to the study of generators and development of simulations and a second step that analyzes the behavior of wind generator when subjected to disturbances in the network.

Keywords: Double-Fed Induction Generator (GIDA). Wind Power Generator. Clean Energy.

1. INTRODUÇÃO

Questões relacionadas ao desenvolvimento sustentável visando à preservação ambiental estão em ascensão, devido a problemas cada vez mais nítidos no âmbito ambiental.

Os pesquisadores atualmente discutem formas de aproveitar a energia eólica e a solar, mas no Brasil os investimentos ainda são incipientes, porém há incentivos do governo que prevê futuras instalações renováveis, entre elas, a energia eólica se mostra atraente para empresários do setor energético.

Nesse trabalho foram abordadas tecnologias de geração eólica enfatizando o modelo GIDA, através da observação do comportamento do

gerador eólico perante as variações do vento incidido em suas hélices.

Foram apresentados métodos de controle para a melhor utilização do gerador eólico diante das falhas simuladas, onde se pode notar que em cada caso simulado um método de controle é indicado para melhor desempenho e proteção do sistema.

Os resultados das simulações desenvolvidas foram apresentados no decorrer do trabalho e as conclusões, detalhadas ao final de todo o estudo.

2. REGIME DE VENTO BRASILEIRO

De acordo com a ANEEL (2008), o Brasil é favorecido quando se trata de potencial eólico. O cenário brasileiro é caracterizado pela baixa volatilidade (oscilação da velocidade) do vento, o que facilita a previsibilidade do volume de geração a ser produzido.

Outra variável que contribui para a operação das usinas eólicas é que a velocidade do vento costuma ser maior em períodos de estiagem, possibilitando a operação de forma a complementar a geração por usinas hidrelétricas. Sua operação permitiria, portanto a “estocagem” da energia elétrica. A Fig. 1 mostra o potencial eólico brasileiro por regiões geográficas. (ANEEL, 2008).

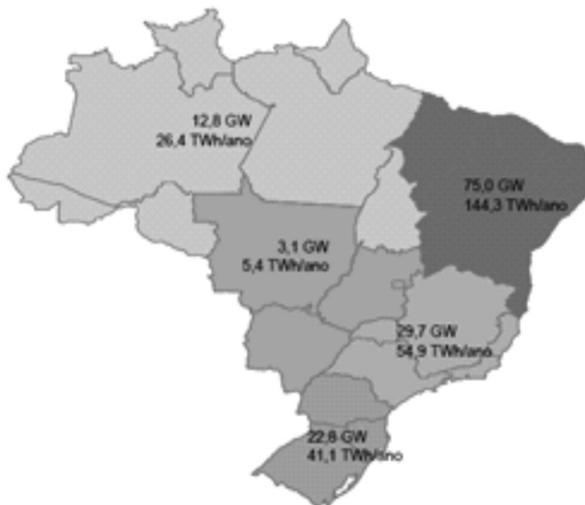
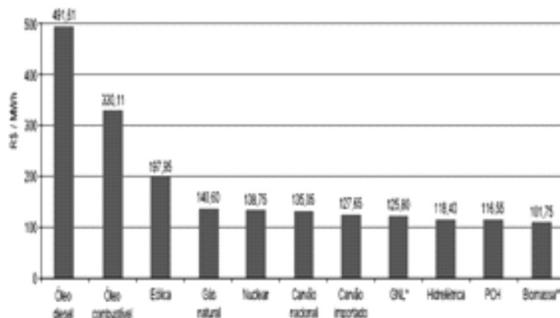


Figura 1 - Potencial eólico brasileiro. Fonte - EPE, 2007 apud Atlas de Energia Elétrica do Brasil, p.81.

O balanço do Plano Decenal de Expansão de Energia, divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE –, prevê que o país manterá até 2019 o mesmo percentual de 48% de participação de energia renovável na sua matriz energética (EPE, 2007).

O crescente incentivo na produção da energia eólica está mudando paradigmas quanto ao custo elevado de sua produção. Ainda mais cara que a geração predominantemente hidrelétrica, o preço da geração eólica, considerando impostos embutidos, pode-se chegar a R\$ 230,00 por MWh, enquanto que o custo da energia hidrelétrica gira em torno de R\$100,00 por MWh. (ANEEL, 2009). O gráfico 1 é um comparativo de preços de energia.

Gráfico 1 - Comparação de preço da energia segundo PSR para o ano de 2008



Fonte - MENDONÇA, 2009, p. 4.

De acordo com os dados do “Atlas de Energia Elétrica do Brasil” publicado pela ANEEL, estima-se que o potencial eólico no Brasil é de 143.000 MW, sendo que 7.694,05 MW já estão autorizados para serem instalados. A região nordeste é a que possui maior potencial eólico. (ANEEL, 2009).

3. TECNOLOGIAS DE USINAS EÓLICAS

A tecnologia de usinas eólicas pode se dividir em usinas que trabalham com velocidade variável e com velocidade constante.

Os geradores eólicos podem ser divididos em geradores ligados diretamente à rede elétrica de energia e geradores que utilizam a eletrônica de potência.

3.1. Usinas de velocidade constante

Segundo (PINHEIRO, 2004), a principal característica de uma usina com velocidade constante é que, independente da variação do vento local, a velocidade do gerador permanece constante. Dentre as tecnologias existentes no mercado, a grande maioria em operação que utiliza geradores com velocidade constante é conectada diretamente à rede elétrica.

3.2. Usinas de velocidade variáveis

Conforme afirma (PINHEIRO, 2004) as usinas com velocidade variável, em um futuro próximo, dominarão o mercado.

De acordo com estudos desenvolvidos por (NUNES, 2003), os principais impulsionadores de tal tendência são as características de capacidade de redução de estresse mecânico; redução de ruído; melhor aproveitamento de energia gerada; e extração de potência em uma faixa maior de aproveitamento do vento.

Essa configuração de usina em velocidade variável desacopla a velocidade de operação do gerador da frequência de operação do sistema elétrico ao qual a usina está conectada. O gerador pode ser controlado para adaptar a velocidade rotacional na situação de melhor aproveitamento às várias velocidades de vento instantâneas. (ALDABÒ, 2007).

4. GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO (GIDA)

Segundo Mendes et al. (2008), uma configuração básica dessa tecnologia consiste em um gerador de indução rotor bobinado com alimentação através de anéis deslizantes, onde o estator está conectado direto à rede elétrica por meio de um transformador. E o rotor é alimentado por um conversor CA/CC/CA construído por duas pontes conversoras trifásicas PWM e conectadas entre si através de um circuito intermediário em corrente contínua (barramento c.c.). A Fig. 2 ilustra o diagrama dessa tecnologia.

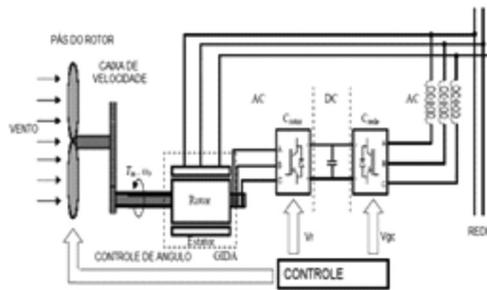


Figura 2 - Esquema de um GIDA aplicado numa turbina eólica ligada à rede. Fonte - FERREIRA, 2009, p.16.

4.1. Sentidos da potência

Segundo Ferreira (2009), o conversor de frequência mencionado é constituído por dois conversores *back-to-back* controlados por tensão e unidos por meio de uma ligação c.c. O autor ressalta que nestes conversores, os dispositivos comutáveis usados são IGBTs, sendo possível o trânsito de energia em ambos os sentidos, pois tanto o circuito estator, quanto o circuito do rotor, podem fornecer energia para o sistema.

O mesmo autor ainda afirma que quando o gerador está abaixo da velocidade nominal, denominada funcionamento sub-síncrono, o rotor absorve energia da rede e o estator entrega energia para a rede, onde a potência P_r é retirada do barramento e tende a diminuir a tensão c.c. Porém, quando o gerador está acima da velocidade nominal, no denominado funcionamento hiper-síncrono, o rotor e o estator entregam energia à rede, onde a potência P_r é transmitida para o capacitor do barramento c.c. e sua tensão tende a aumentar. Enquanto que o conversor da rede é usado para gerar ou absorver potência, a fim de manter a tensão c.c. constante. (FERREIRA, 2009). Este fluxo das potências pode ser observado na Fig. 3.

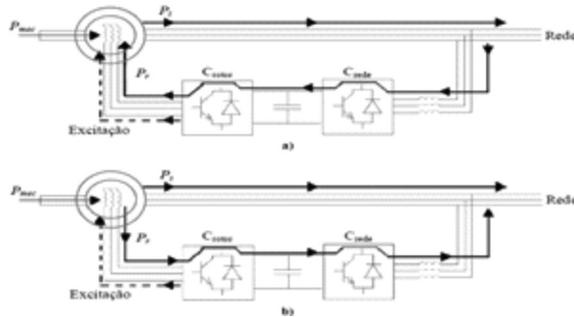


Figura 3 – Fluxo das potências. Fonte - FERREIRA, 2009, p. 17.

Uma notável vantagem dessa tecnologia é o menor custo dos equipamentos de eletrônica de potência. Em seus estudos Ferreira (2009) afirma que a tecnologia GIDA permite que os conversores utilizados tenham uma potência correspondente a 30% da potência nominal da máquina.

4.2. Modelo matemático da máquina de indução de rotor bobinado em regime estacionário

Para se ter maior domínio do sistema de geração usando a tecnologia GIDA, deve-se conhecer o modelo matemático da máquina de indução duplamente alimentada em regime estacionário.

Segundo Silva (2005), esse modelo apresenta boa relação custo benefício, pois fornece informações para o projeto da estratégia de controle, além de permitir a especificação de alguns componentes do circuito de potência do GIDA.

Novotny e Lipo (2004) ilustra este modelo através das equações que explicam o comportamento dos circuitos de estator e rotor da máquina de indução com rotor bobinado (Eq. 1 e 2). O autor ressalta que o estator está interligado diretamente à rede de energia, que possui frequência ω_e fixa. As equações são baseadas em vetores espaciais descritos em um sistema de coordenadas dq que gira à velocidade síncrona “ ω_e ”.

$$\vec{v}_s = r_s \cdot \vec{i}_s + j \cdot \omega_e \cdot L_s \cdot \vec{i}_s + j \cdot \omega_e \cdot M \cdot \vec{i}_r \quad (1)$$

$$\vec{v}_r = r_r \cdot \vec{i}_r + j \cdot (\omega_e - \omega_r) \cdot L_r \cdot \vec{i}_r + j \cdot (\omega_e - \omega_r) \cdot M \cdot \vec{i}_s \quad (2)$$

onde: ω_e = velocidade síncrona, ω_r = velocidade no rotor, r_r = resistência do enrolamento de rotor, r_s = resistência do enrolamento de estator, M =

indutância mútua, L_s = indutância de estator, L_r = indutância de rotor, i_s = corrente de estator, i_r = corrente de rotor, v_s = tensão nos terminais de estator, v_r = tensão nos terminais de rotor, J = momento de inércia do conjunto constituído por rotor, redutora e turbina eólica.

Segundo o mesmo autor, as grandezas de rotor e estator são representadas em um único circuito, para isso é necessário descrever essas grandezas em um referencial comum, ou seja, as tensões correntes e impedâncias devem ser descritas com relação a um dos lados da máquina constituídas por rotor e estator. A Eq 3 descreve a tensão do rotor referida ao estator, para tanto multiplica-se a Eq 2 pela razão de transformação de estator para rotor, denominada "a".

$$a \cdot \vec{v}_r = a \cdot r \cdot \vec{i}_r + a \cdot j \cdot (\omega_e - \omega_r) \cdot L_r \cdot \vec{i}_r + a \cdot j \cdot (\omega_e - \omega_r) \cdot M \cdot \vec{i}_s \quad (3)$$

Novotny e Lipo (2004) afirma que é necessário referir também às correntes e indutâncias de rotor ao estator de forma que a corrente fique dividida por "a" e as impedâncias multiplicadas por "a²" resultando, então, a Eq. 4.

$$a \cdot \vec{v}_r = \left[a^2 \cdot r_r \right] \cdot \frac{\vec{i}_r}{a} + j \cdot (\omega_e - \omega_r) \cdot \left[a^2 L_r \right] \cdot \frac{\vec{i}_r}{a} + j \cdot (\omega_e - \omega_r) \cdot a \cdot M \cdot \vec{i}_s \quad (4)$$

Ainda de acordo com o autor, para que as reatâncias do circuito de rotor sejam referidas ao lado do estator, as indutâncias devem ser multiplicadas pela frequência de estator " ω_e ". Após efetuar essa manipulação é obtida a Eq. 5, onde o parâmetro s pode ser descrito pela equação $s = (\omega_e - \omega_r) / \omega_e$.

$$\frac{a \cdot \vec{v}_r}{s} = \frac{(a^2 \cdot r_r)}{s} \cdot \frac{\vec{i}_r}{a} + j \cdot \left[a^2 \cdot \omega_e \cdot L_r \right] \cdot \left[\frac{\vec{i}_r}{a} \right] + j \cdot a \cdot \omega_e \cdot M \cdot \vec{i}_s \quad (5)$$

Novotny e Lipo (2004) afirma que com a tensão, corrente e indutâncias de rotor referidas ao estator, pode-se combinar a Eq. 5 com a Eq. 1 para apresentar o circuito equivalente da máquina de indução em regime estacionário (Fig. 4).

O circuito apresentado na Fig. 4 demonstra que as potências nos terminais de rotor e estator independem da razão de transformação "a", onde também o conjugado eletromagnético independe da mesma razão "a". (NOVOTNY; LIPO, 2004).

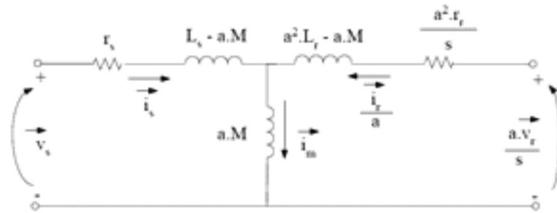


Figura 4 - Circuito equivalente da máquina de indução em regime estacionário.

De acordo com o autor anteriormente citado, usa-se essa razão de transformação, para facilitar o estudo e controle da máquina. No entanto, o efeito da indutância de dispersão de estator não é anulado, mas o sistema de controle pode analisar o gerador através do circuito da Fig. 5, onde $a = L_s/M$ fazendo com que a máquina real opere próximo da máquina apresentada na mesma figura. Para isso o controlador deve ser projetado em função das grandezas do modelo apresentado.

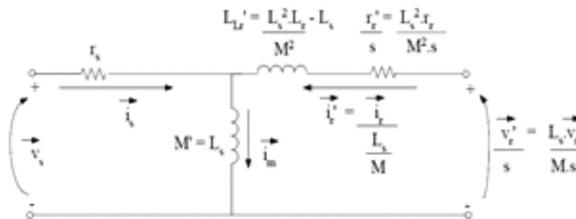


Figura 5 - Circuito equivalente da máquina de indução em regime estacionário com a razão de transformação de rotor para estator dada por $a=L_s/M$

4.3. Controles existentes

Os principais controles existentes na configuração de usina eólica, pela tecnologia GIDA, são divididos em: controle situado no lado do rotor; controle situado no lado da rede; e controle do ângulo das pás do gerador.

Segundo Ferreira (2009), o Controle do Conversor Aplicado ao Lado do Rotor, denominado *Crotor*, permite que as variações de potência geradas, causadas pelas várias velocidades do vento, sejam convertidas em energia cinética do rotor e na energia elétrica que é fornecida à rede por meio das bobinas de alisamento. Isso implica em um melhor rendimento da potência de saída da turbina eólica, além de menor oscilação da corrente injetada na rede.

O mesmo autor afirma que outra característica do *Crotor* é a capacidade de regular separadamente as potências reativas e ativas transacionadas com a rede. A Fig. 6 ilustra a malha do *Crotor*.

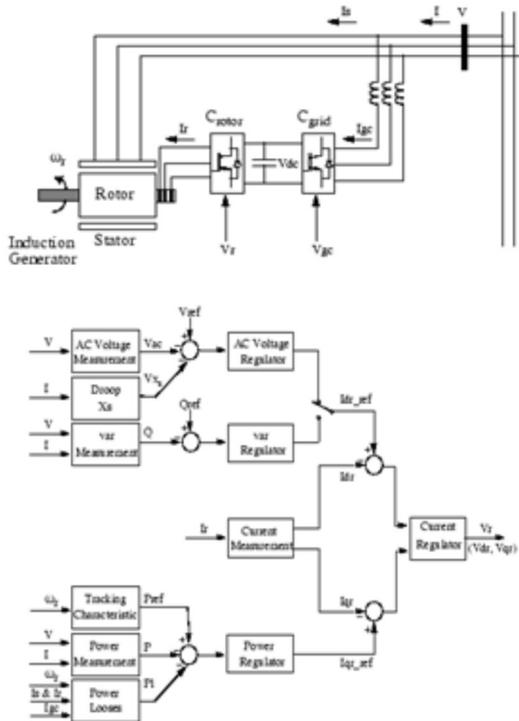


Figura 6 - Malha de controle do conversor no lado do rotor

Ainda por Ferreira (2009), a potência de saída é medida nos terminais da rede da turbina. Essa medida é adicionada às perdas de energia total (mecânica e elétrica) do sistema, e esta é comparada com a potência de referência obtida através das características construtivas do gerador, ditas características de rastreamento.

Enquanto que o regulador Proporcional-Integral (PI) é usado para reduzir o erro de potência para zero. Ressaltando também que a saída deste regulador é a corrente de referência I_{qr_ref} que deve ser injetada no rotor. A corrente I_{qr} medida é comparada com a corrente de referência I_{qr_ref} e o erro é reduzido a zero pelo regulador de corrente (PI). A saída desse controlador é uma tensão gerada V_{qr} no conversor *Crotor*.

Já o Conversor do Lado Da Rede, denominado *Cgrid*, é usado para regular a tensão no capacitor do barramento CC. Essa tecnologia permite que o conversor *Cgrid* forneça ou absorva potência reativa (FERREIRA, 2009).

Para o mesmo autor, o sistema de controle apresentado na Fig. 7 consiste em medições das componentes d e q do sinal c.a. de sequência positiva das correntes a serem controladas, além da medição da tensão Vdc no barramento c.c., onde a saída do regulador de tensão CC é uma corrente em fase com a tensão de rede que controla o fluxo de potência ativa denominada Idgc_ref. Enquanto que o regulador de corrente controla a magnitude e a fase da tensão gerada pelo conversor *Cgrid*; e é monitorado pela alimentação, que prevê a tensão de saída *Cgrid*.

Ferreira (2009) ainda afirma que o valor máximo da corrente Igc_ref é limitado a um valor definido pela potência máxima do conversor com tensão nominal. Quando Idgc_ref e Iq_ref são tais que a magnitude é maior do que esse valor máximo da componente, Iq_ref é reduzida a fim de trazer de volta a magnitude de seu valor máximo.

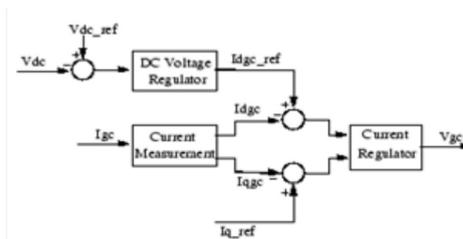


Figura 7 - Controle do conversor no lado da rede

O Controle do Ângulo de Inclinação das Pás é mantido constante a zero grau até que a velocidade atinja o ponto de operação crítica estipulada pela característica de rastreamento descrita por princípios construtivos do gerador (FERREIRA, 2009). O mesmo autor afirma que após o ponto crítico o ângulo de inclinação é proporcional à velocidade de desvio (Fig. 8).

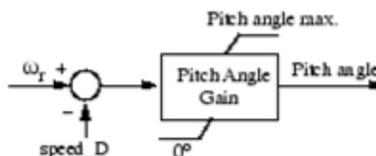


Figura 8 - Malha de controle do ângulo de inclinação das pás

5. METODOLOGIA

A metodologia do trabalho inicia-se com o estudo das estratégias e os métodos de para garantir: demanda, eficiência energética e qualidade de energia entregue a consumidores finais.

Para melhor domínio da pesquisa, o levantamento dos tipos de geradores eólicos foi estudado para definir o gerador a ser utilizado no trabalho, o modelo adotado foi o “gerador de indução duplamente alimentado (GIDA)”.

Finalizando a etapa de estudo, inicia-se o processo de simulações computacionais baseando-se em softwares específicos: Simulink/MATLAB.

A simulação possui o objetivo de analisar o método de controle para a estabilidade e dinâmicas do GIDA, quando submetido a variações do vento.

Terminando as simulações, gráficos analíticos foram gerados com intuito de obter conclusões significativas para responder os problemas propostos na pesquisa.

6. RESULTADOS E DISCUSSÃO

6.1. Descrição do modelo simulado

A Fig. 9 traz o modelo do parque eólico simulado, que possui uma potência de 9 MW, constituído por seis turbinas eólicas de 1,5 MW, conectados a um sistema de distribuição de energia de 25 kV. O parque eólico é interligado com um sistema de potência de 120 kV por uma linha de transmissão de 30 km e um transformador de 47 MVA.

As tensões, correntes da turbina e cargas são monitoradas constantemente para a proteção do sistema. A velocidade da máquina e tensão c.c. do GIDA também são monitoradas com o mesmo intuito. O sistema simulado é observado durante 70 segundos.

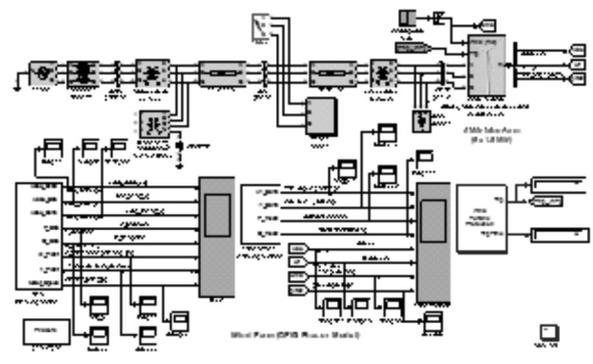


Figura 9 - Simulação implementada no Simulink/Matlab

O parque eólico é simulado em um único bloco denominado como *Wind turbine*, multiplicando por três, os parâmetros abaixo: A saída da turbina de vento nominal mecânica: $6 \times 1.5\text{MW}$; O gerador de potência nominal: $6 \times 1.5/0.9\text{ MVA}$ ($6 \times 1,5\text{ MW}$ a $0,9\text{ PF}$); O capacitor de barramento nominal DC: $6 \times 10000\text{ microfarads}$.

O transformador de $25\text{ kVA}/575\text{V}$ está conectado em estrela/triângulo diretamente à saída do gerador que possui potência nominal de 12 MVA . O gerador eólico gera em uma tensão de 575 V , posteriormente essa tensão é elevada para 25 kV , a fim de ser transmitida, por meio de uma linha de transmissão de 10 km .

O transformador de potência 47 MVA , $120\text{ kVA}/25\text{ kVA}$ faz o acoplamento entre o ponto de geração de 120 KVA . A tensão é abaixada para ser transmitida em uma linha de transmissão de 25 km . O transformador de 100 MVA é um sistema de proteção contra desequilíbrio nas fases da linha de transmissão.

É integrado ao sistema uma planta de 2 MVA , alimentada por uma tensão de $2,3\text{ kV}$ e uma carga resistiva de 500 kW , alimentada a uma tensão de 575 V .

No bloco da planta de 2 MVA , tem-se um transformador abaixador que reduz a tensão da linha de transmissão de 25 kV para $2,3\text{ kV}$, com potência nominal de $2,5\text{ MVA}$.

A planta de 2 MVA é constituída de duas cargas: um motor de $1,68\text{ MVA}$ com fator indutivo de $0,93$ alimentado a 2300 V e uma carga resistiva de 200 kW , alimentada na mesma tensão de 2300 V . Há ainda um sistema

de correção de fator de potência feito por um banco de capacitores com potência reativa de 800 kVAr.

6.2. Parque eólico perante a variação do vento

A simulação realizada observa o comportamento do parque eólico perante a variação do vento nas pás do gerador, a observação ocorreu durante 70s.

No processo de simulação a turbina eólica foi submetida a uma variação de velocidade do vento entre 8m/s a 32m/s, seguindo uma rampa de aceleração regido pela equação $f(y)=x$. A velocidade do vento aumenta de 8m/s para 32m/s em aproximados 32s. A Fig. 10 ilustra a variação do vento no sistema. Entre o instante que vai de 0 a 10 segundos, o vento permanece inalterado em 8 m/s, a partir desse momento a velocidade do vento começa a subir chegando a atingir um valor de 32 m/s.

A velocidade de trabalho da turbina é orientada por características físicas e construtivas do gerador, definida nessa simulação como sendo 12 m/s, devido a essa velocidade de trabalho a incidência do vento nas pás do gerador deve ser controlada, para que o gerador trabalhe em sua velocidade nominal. A Fig. 11 apresenta a correção da pá utilizando o método de controle variando o ângulo de ataque da pá em relação ao vento.

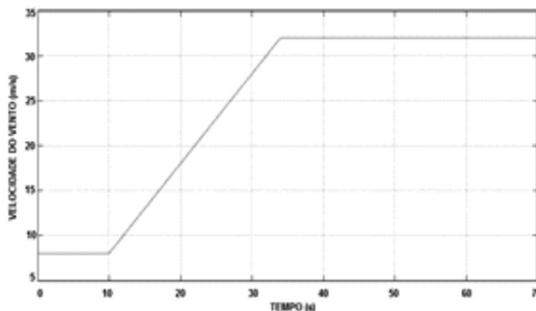


Figura 10 - Curva referente à velocidade do vento

O ângulo de correção das pás possui limitação construtiva, que neste sistema é 45 graus. Nota-se que em $t = 22$ [s] o ângulo da pá se ajusta para 37 graus para que ocorra a estabilização do gerador, entretanto entre $t = 43$ e 54 s pode-se ver um pequeno momento de instabilidade do controle, porém o ângulo se torna estabilizado em torno de $t = 54$ s.

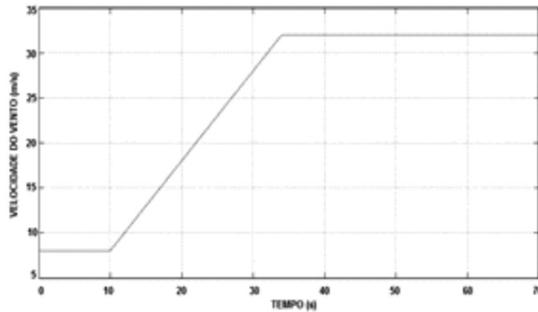


Figura 11 - Curva referente à variação do ângulo da pá

A Fig. 12 apresenta a variação de velocidade do gerador dada em pu. A velocidade tem o pico máximo em torno de 2.1 pu em 32 s, e permanece acima de seu limiar natural de 1 pu.

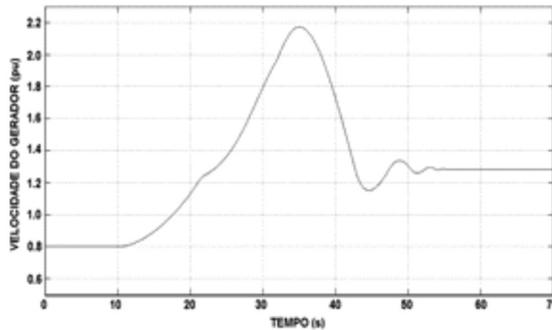


Figura 12 - Curva referente à velocidade do gerador

Conclui-se que a tensão no barramento mesmo em situação adversa estabelece valores toleráveis de tensão. As Fig. 13, 14 e 15, respectivamente, mostram a tensão de rede no barramento de B575V, B25V e B120V, as tensões são dadas em pu. Um pequeno transitório pode ser notado no momento de pior estabilidade do gerador. Quando o mesmo está submetido a rajadas de vento de altos valores.

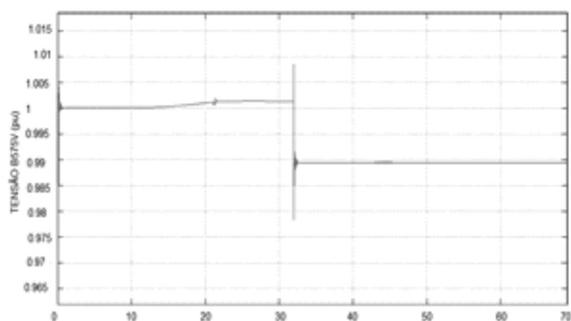


Figura 13 - Tensão no barramento B575V

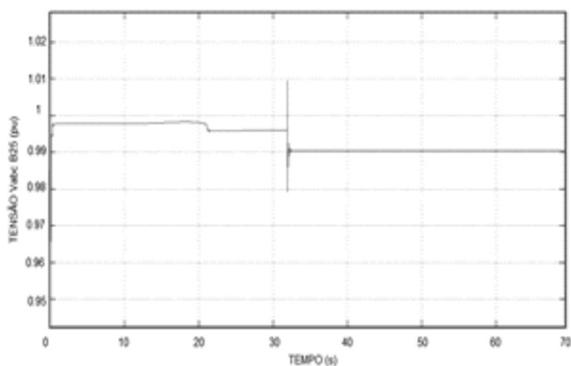


Figura 14 - Tensão no barramento B25V

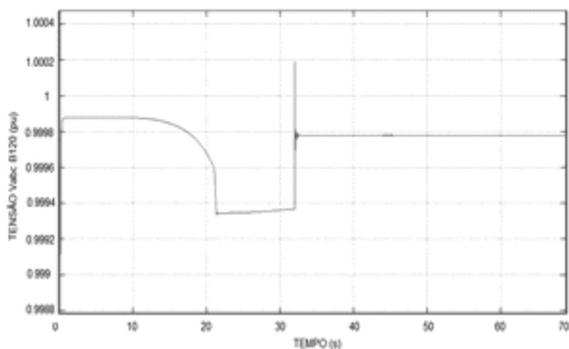


Figura 15 - Tensão no barramento B120V

A Fig. 16 ilustra a tensão no barramento Vdc. Essa tensão é mantida aproximadamente constante pelo controle do conversor Cgrid.

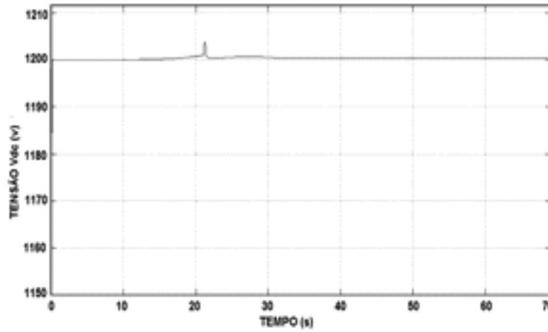


Figura 16 - Tensão no barramento CC

Finalmente, a potência ativa e reativa do gerador é apresentada pelas Fig. 17 e 18. Vale salientar que essa potência aumenta à medida que a velocidade do gerador sobe, chegando a seu máximo próximo do nominal que é 9 MW. Entre 20 e 30 s o gerador está a uma velocidade de vento acima do aceitável e o gerador passa por um transitório. Nota-se, entretanto, que em 32 segundos a potência abaixa bruscamente, chegando à zero. Isso se justifica devido ao fato do sistema simulado possuir proteção contra rajadas de vento acima do permitido. Quando esse valor é alcançado o gerador, assim como seu sistema de controle, é desligado.

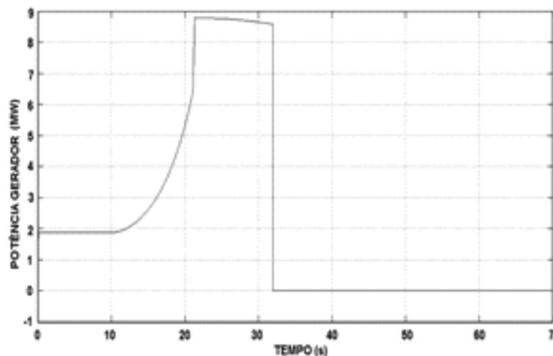


Figura 17 - Potência ativa no gerador

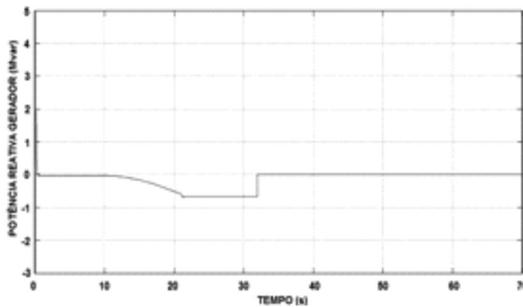


Figura 18 - Potência reativa no gerador

6.3. Simulação de uma falha no sistema de 25 kv.

Observa-se também, o comportamento do gerador perante uma falha no sistema de 25 kv. Os mesmos parâmetros de máquina e de simulação foram mantidos, a velocidade do vento permanece constante a 8 m/s e insere-se uma falta fase-terra no sistema de 25 kv.

No primeiro estudo usa-se como método de controle, o controle de “potência reativa (Var)”, e no segundo instante, o controle por “regulação de tensão”.

Pode-se observar que o sistema simulado no primeiro caso foi observado por 70 s enquanto que no segundo caso o sistema foi observado por somente 50 s, não interferindo nos resultados obtidos.

6.3.1. Controle por “potência reativa”

A tensão no barramento B575 que é o barramento de tensão de saída do gerador pode ser observada na Fig. 19, nota-se que a tensão permanece em valores toleráveis, porém ressalta-se que a corrente neste mesmo barramento cai a zero devido ao desligamento do sistema. Isso ocorre pelo fato do controle não suportar a falta de fase simulada, esse resultado é visto no Fig. 20.

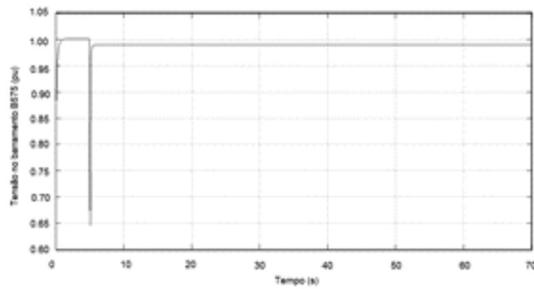


Figura 19 - Tensão no Barramento B575 observado na simulação do distúrbio Fase-terra usando como método de controle de “potência reativa”.

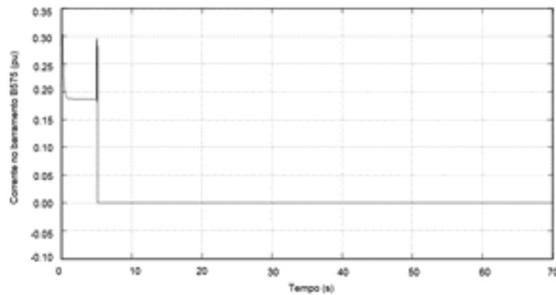


Figura 20 - Corrente no Barramento B575 observado na simulação do distúrbio Fase-terra usando como método de controle de “potência reativa”.

A atuação da proteção da subestação do gerador indicando falha pode ser observada na Fig. 21. O resultado dessa conclusão pode ser visto na indicação de nível lógico alto no campo de “AC undervoltage (positive-sequence)”. O sistema de proteção observa os parâmetros de tensão no barramento de 575 V, corrente neste mesmo barramento, tensão no barramento contínuo e velocidade do gerador, para uma possível atuação, visto que quando esses valores assumem valores inapropriados a proteção atua.

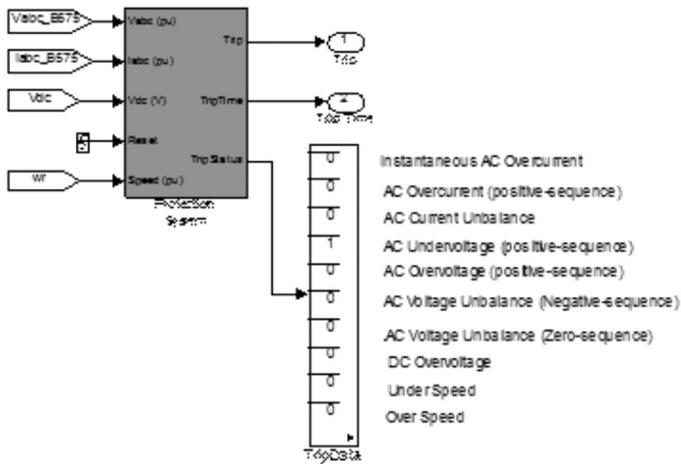


Figura 21 - Atuação da proteção do sistema de subestação.

Na Fig. 22 pode-se observar a tensão no barramento contínuo. Nota-se que a mesma se encontra abaixo de 1200 V, porém ainda em valores dentro dos limites. No entanto durante a falha simulada, a tensão neste barramento assume-se valores acima de 1240V, por um pequeno instante, não prejudicial ao sistema.

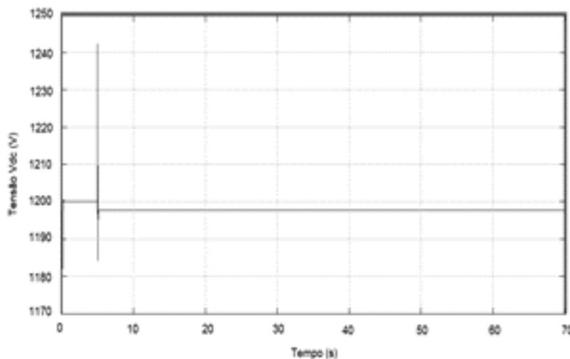


Figura 22 - Tensão Vdc no barramento c.c. observado na simulação do distúrbio Fase-terra usando como método de controle de “potência reativa”.

A velocidade da turbina aumenta gradativamente diante o distúrbio e o controle de ângulo de pá em $t=40s$ começa a atuar com intuito de limitar a velocidade do gerador. Esses resultados podem ser vistos nas Fig.23 e Fig. 24 respectivamente.

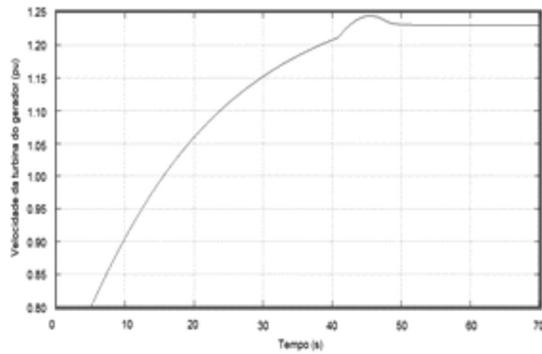


Figura 23 - Velocidade da turbina do gerador observado na simulação do distúrbio Fase-terra usando como método de controle de “potência reativa”.

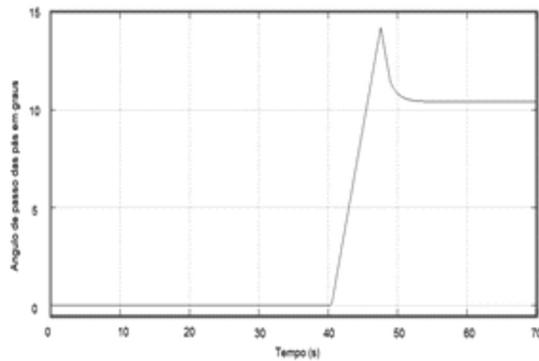


Figura 24 - Atuação do ângulo de ataque das pás do gerador observado na simulação do distúrbio Fase-terra usando como método de controle de “potência reativa”.

Para finalizar os resultados do desequilíbrio do sistema observam-se também as potências ativas e reativas onde os resultados são mostrados nas Fig. 25 e 26 respectivamente.

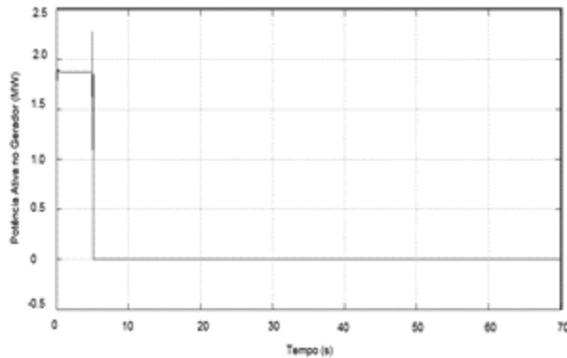


Figura 25 - Potência Ativa fornecida pelo gerador observado na simulação do distúrbio Fase-terra usando como método de controle de “potência reativa”.

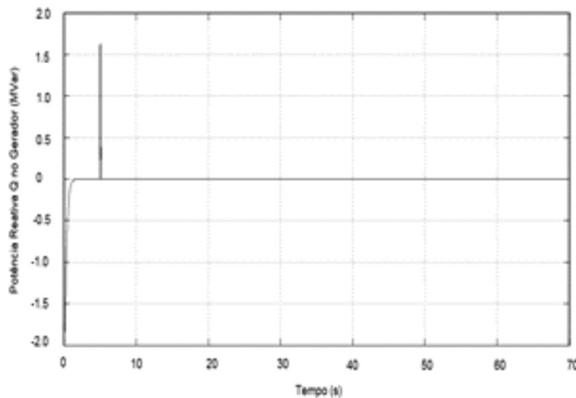


Figura 26 - Potência reativa fornecida pelo gerador observado na simulação do distúrbio Fase-terra usando como método de controle de “potência reativa”.

Nota-se que o gerador fornece potência reativa ao sistema com intuito de compensá-lo, visto a ineficiência desse método de controle aplicado a esse sistema, observa-se que a potência ativa do gerador chega a zero devido a atuação da proteção.

6.3.2. Controle aplicando “regulação de tensão”

O mesmo sistema do 7.3.1 é simulado, porém utiliza-se como método de controle a “regulação da tensão”. Os valores de vento e ângulo de pá são mantidos constantes. Os parâmetros utilizados para a simulação também são mantidos e os resultados obtidos podem ser observados abaixo.

Nota-se que a tensão nos terminais da turbina eólica referente ao barramento B575 não ultrapassa o valor de 0,8 pu durante a falha do sistema, como dito anteriormente esse valor é um valor acima do limiar de tensão do sistema de proteção.

Essa conclusão pode ser vista na Fig. 27, a corrente neste mesmo barramento pode ser visualizado na Fig. 28, percebe-se que se tem um pequeno pico durante o transitório, que é logo controlado não sendo prejudicial à qualidade da energia gerada.

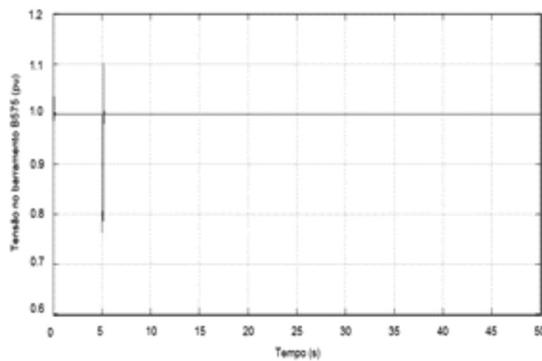


Figura 27 - Tensão no barramento B575 observado na simulação do distúrbio Fase-terra usando como método de controle de “regulação de tensão”.

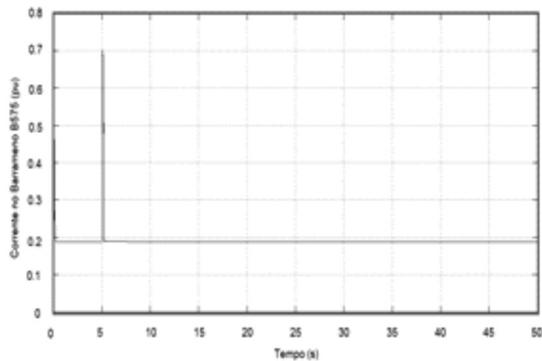


Figura 28 - Corrente no barramento B575 observado na simulação do distúrbio Fase-terra usando como método de controle de “regulação de tensão”.

Em reflexos a essa estabilidade do sistema, justificada pela atuação do controle, tem-se como resultado uma tensão estável no barramento contínuo, podendo ser observada na Fig. 29.

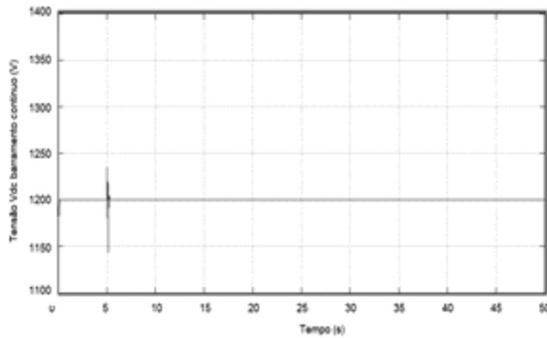


Figura 29 - Tensão Vdc no barramento c.c. observado na simulação do distúrbio Fase-terra

A velocidade da turbina pode ser observada na Fig. 30, nota-se que ela não assume valores indesejáveis. Vale ressaltar também que a velocidade do motor da planta de 2MW assim como tensões e correntes da mesma, também não assumem valores indesejáveis. Esse resultado pode ser visto nas Fig. 31, 32 e 33 respectivamente.

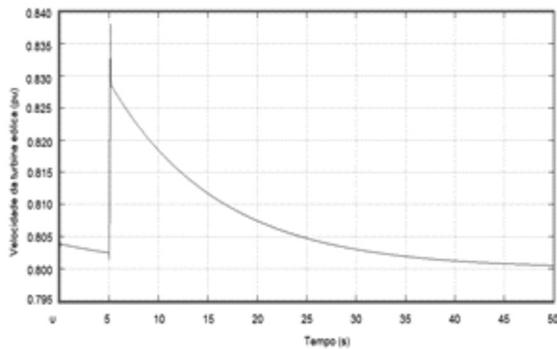


Figura 30 - Velocidade da turbina observada na simulação do distúrbio Fase-terra usando como método de controle de “regulação de tensão”.

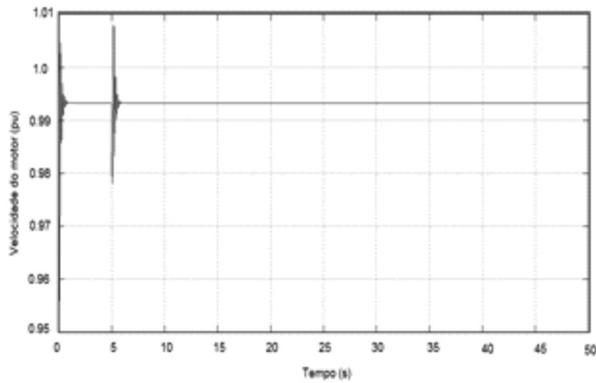


Figura 31 - Velocidade do motor da planta de 2 MW observada na simulação do distúrbio Fase-terra usando como método de controle de "regulação de tensão".

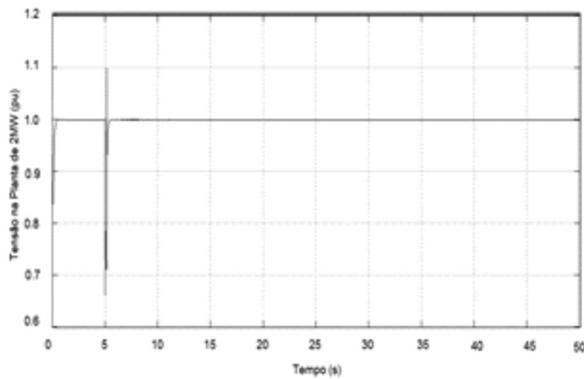


Figura 32 - Tensão na planta de 2 Mw observada na simulação do distúrbio Fase-terra usando como método de controle de "regulação de tensão".

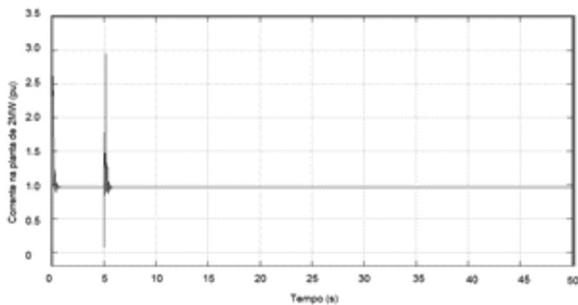


Figura 33 - Corrente na planta de 2 Mw observado na simulação do distúrbio Fase-terra usando como método de controle de "regulação de tensão".

O comportamento das potências do gerador pode ser analisado nas Fig. 34 e 35. Quando se analisa o gráfico da potência ativa, nota-se uma estabilidade momentânea no tempo de falha, porém a estabilidade não compromete o funcionamento do sistema, visto que, logo após o controle, atua, restabelecendo ao gerador a potência equilibrada.

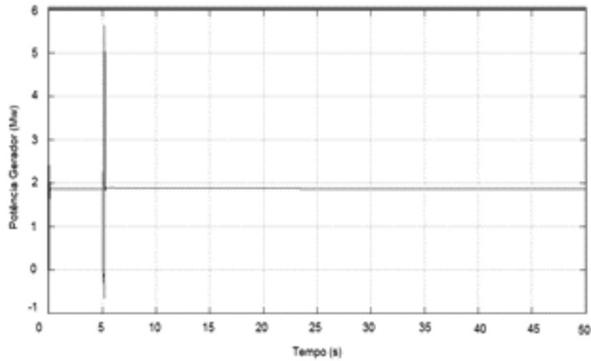


Figura 34 - Potência ativa no gerador observado na simulação do distúrbio Fase-terra usando como método de controle de "regulação de tensão". Fonte - MATLAB, 2009, s/p.

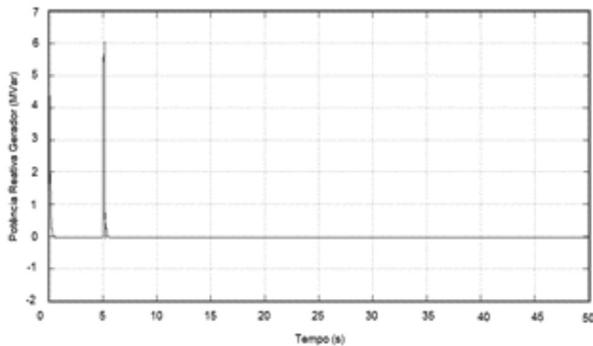


Figura 35 - Potência reativa no gerador observado na simulação do distúrbio Fase-terra usando como método de controle de "regulação de tensão".

Quanto à potência reativa, nota-se que se tem um pico próximo dos 6 MVar no momento do transitório, que também é estabilizado quando ocorre a atuação do sistema de controle, concluindo a eficiência do método de "regulação de tensão" diante a falta de fase no sistema de 25 kV.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em $t = 10s$, a potência ativa gerada começa a aumentar sem problemas (em conjunto com a velocidade da turbina) para atingir o seu valor nominal de 9 MW em cerca de 20 s. Durante esse período de tempo a velocidade da turbina terá aumentado entre 0,8 pu a 2,1 pu. Inicialmente, o ângulo das pás da turbina é zero grau. Em seguida, o ângulo de inclinação é aumentado de 0° a 37° graus a fim de limitar a potência mecânica e estabilizar o gerador. Observa-se também a tensão e a potência reativa gerada. A potência reativa é controlada para manter uma tensão em valores próximos de 1 pu. A turbina eólica antes de ser desligada pelo sistema de proteção absorve 0,68 MVar (gerando $Q = -0,68$ MVar) para controlar a tensão em 1 pu. Conclui-se, com as simulações desenvolvidas nesse artigo, a eficiência do sistema de controle, bem como a atuação do sistema de proteção que estabelece a desconexão da turbina quando o sistema é submetido a valores de vento intoleráveis. Observa-se que a proteção atua na última das circunstâncias, e restritamente para proteção do gerador e dos controles envolvidos.

Na simulação 7.3 onde se analisa o comportamento da turbina diante a uma falha no sistema de 25kV, nota-se que quando se utiliza o método de controle de “potência reativa”, a tensão nos terminais da turbina eólica chega a valores abaixo de 0,7 pu, fazendo com que as proteções de subestação do parque eólico atuem. Vale ressaltar que as proteções estão estimadas para atuarem com tensões abaixo de 0,75 pu e com duração superior a 1s. Isso mostra a ineficiência desse método de controle para essa falha simulada.

Nesta mesma simulação pode-se concluir também que quando se utiliza o controle de “regulação de tensão” o sistema permanece estável, além do sistema de proteção que desacopla o gerador não atuar.

Nota-se que a tensão nos terminais da turbina eólica referente ao barramento B575, não ultrapassa o valor de 0,8 pu durante a falha do sistema, se mantendo acima do limiar de tensão do sistema de proteção. Observa-se então a eficiência desse método de controle, aplicado a falha de falta de fase do sistema.



REFERÊNCIAS

ALDABÓ, Ricardo, Energia Eólica, 1º Ed, 160 paginas, São Paulo: Artliber, 2007.

ANEEL, Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL. Atlas de energia elétrica do Brasil, 3º Ed. Brasília, DF: ANEEL, 2008. Disponível em: [HTTP://www.aneel.gov.br/aplicações/Atlas/download.htm](http://www.aneel.gov.br/aplicações/Atlas/download.htm). Acesso e: 2 fev. 2011.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 18 ago. 2011.

FERREIRA, J. F. S. B. Controlo de geradores de indução duplamente alimentados em turbinas eólicas. 2009. 69 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computação) – Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2009.

MENDES, V. F. et al. Comportamento de Aerogeradores de Dupla Excitação Frente a Afundamentos de Tensão. In: III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2010, Belém. CD ROM do SBSE2010. Belém : UFPA, 2010. v. 1. p. 1-6.

MENDONÇA, Ricardo Barros de. Modelagem de usinas eólicas através de um processo de Markov e técnicas de confiabilidade para a estimativa anual da energia produzida. 2009. 116 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

PINHEIRO, Eduardo Luiz Reis. Análise do Comportamento Dinâmico de Usinas Eólicas a Velocidade Variável Utilizando ATPDraw. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2004.

NOVOTNY. D.W.; LIPO. T.A., Vector Control and Dynamics of AC Drives, Caps. 2, 4 e 7. Clarendon Press – Oxford.

NUNES, M. V. A. Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas. In Tese de Doutorado,PPGEE/UFSC, Florianópolis, SC, 2003.

SILVA, L. A. R. Controle do gerador de indução duplamente excitado para redução do flicker proveniente de oscilações de potência da fonte primária.



2005. 128 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2005.