

Análise de Critérios de Suportabilidade de Centrais Eólicas Durante Afundamentos Momentâneos de Tensão

S. L. A. Ferreira*, A. S. Neto*, R. F. Dias*, J. P. Arruda*, P. A. C. Rosas*, F. A. S. Neves*,
F. C. Medeiros**, D. O. C. Brasil**, S. R. Silva ***

*Dep. De Eng Elétrica UFPE, **Operador Nacional do Sistema, ***Dep. De Eng Elétrica UFMG

Abstract—*Esse artigo apresenta a análise de suportabilidade de aerogeradores durante Afundamentos Momentâneos de Tensão. São apresentadas comparações entre diferentes procedimentos de rede no em países que possuem considerável participação de Eólica na matriz energética com o Procedimento Brasileiro. O artigo também apresenta simulações da operação de diferentes aerogeradores durante afundamentos momentâneos de tensão durante e após curtos circuitos. Um diferencial apresentado nesse artigo, são simulações de afundamentos de tensão assimétricos devido a curtos bifásicos e monofásicos além do tradicional trifásico.*

Index Terms— *Suportabilidade à falta, Procedimento de rede, aerogeradores, Sistema de potência, curtos simétricos, curtos assimétricos.*

I. INTRODUÇÃO

Com a crescente aplicação de centrais eólicas para produção de energia elétrica, seja por motivos ecológicos ou outros motivos, a influência dessas fontes de geração sobre o comportamento dinâmico do sistema elétrico tem se tornado cada vez mais preocupante. Por esta razão, os procedimentos de rede de diversos países foram revisados de modo a incluir critérios específicos para a conexão de centrais eólicas à rede com foco na estabilidade do sistema. Dentre esses critérios, destaca-se a exigência de que as novas centrais eólicas devem ter capacidade de se manterem conectadas durante afundamentos momentâneos de tensão, geralmente causados por curto-circuitos.

Considerando o aumento considerável da aplicação de turbinas eólicas conectadas ao sistema elétrico, diversas questões junto aos operadores e proprietários de redes elétricas têm surgido. Uma delas diz respeito a critérios de máxima penetração eólica a fim de se evitar desvios na qualidade de energia decorrente da conexão em larga escala de turbinas eólicas. Outro aspecto, também bem relevante, tem sido a influência da operação em larga escala de turbinas eólicas na estabilidade do sistema elétrico.

Com relação à qualidade de energia, as turbinas eólicas são uma fonte naturalmente variável de potência elétrica, uma vez

que dependem dos ventos. Nesta conjuntura, as variações da potência produzida levam a prováveis variações e flutuações na tensão que em condições particulares podem interferir na qualidade de tensão.

Neste artigo, uma comparação dos procedimentos de rede entre alguns países é realizado visando a conexão e operação das centrais eólicas. Além do mais, o efeito do curto-circuito no sistema de potência e a suportabilidade das turbinas eólicas é analisado durante e após a falta. O comportamento do sistema de potência e das turbinas são analisados através do ATP para duas topologias: gerador de indução diretamente conectado à rede e gerador síncrono conectado através de conversor de frequência.

II. REQUISITO DE SUPORTABILIDADE A FALTA PARA CENTRAIS EÓLICAS

Uma das maiores dificuldades dos requerimentos para as turbinas eólicas é o conhecimento do perfil de tensão resultante de um curto circuito no sistema elétrico que as mesmas têm que suportar.

Há poucos anos, uma turbina eólica era desconectada, quando a tensão em seus terminais caía abaixo de 80%, isso era aceitável porque seu impacto na rede era pequeno. Porém, com crescimento da participação da geração eólica e preocupações com a estabilidade do sistema após curtos, os novos procedimentos de rede demandam que os aerogeradores permaneçam em operação contínua mesmo que a tensão remanescente no PCC for até 15% da tensão nominal. Em alguns países, essa tensão remanescente pode ir para zero por um período de até 150ms como é o caso da Alemanha. Na Tabela 1 é apresentado um resumo das principais características dos procedimentos de rede (Andersen [2]).

Na Figura 1 é apresentado um gráfico típico de requisito de suportabilidade de aerogeradores a afundamentos momentâneos de tensão. A parte hachurada do gráfico indica as condições com as quais a turbina não será desligada do sistema elétrico.

A tensão, após a falta ter sido eliminada, deve aumentar, recuperando-se a valores próximos daquele antes da incidência da falta. Porém em alguns países, é permitido que a turbina opere por longos períodos de tempo com tensões a 90% do nominal.

A Tabela 1 apresenta um comparativo dos parâmetros da Fig. 1 para diversos países baseado em seus procedimentos de rede.

S. L. A. Ferreira, Doutorando (e-mail: slaf.ufpe@gmail.com).

A. S. Neto, Doutorando (e-mail: asneto@gmail.com).

R. F. Dias, Mestrando (e-mail: dias.rob@gmail.com).

J. P. Arruda, Mestrando (e-mail: josué_p_arruda@yahoo.com.br).

P. A. C. Rosas, Professor (e-mail: prosas@ufpe.br).

F. A. S. Neves, Professor (e-mail: fneves@ufpe.br).

F. C. Medeiros, Engenheiro eletricitista (e-mail: fmedeiros@ons.org.br).

D. O. C. Brasil, Engenheiro Eletricitista (e-mail: docb@ons.org.br).

S. R. Silva, Professor (e-mail: selenios@cpdee.ufmg.br).

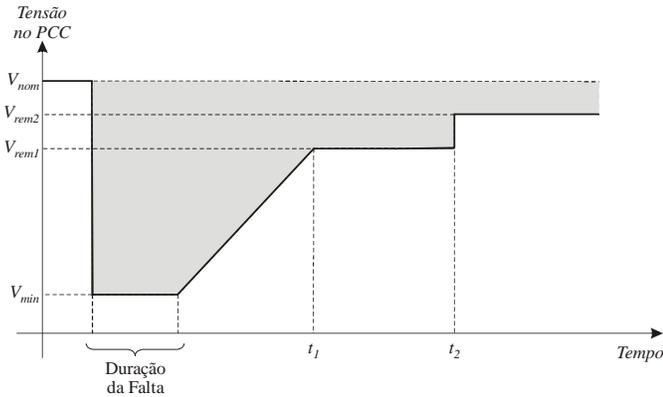


Fig. 1. Gráfico típico de suportabilidade a afundamento momentâneo de tensão.

Tabela 1. Comparação dos requisitos de suportabilidade a afundamento momentâneo de tensão.

País	V_{min} (p.u.)	Δt_{Vmin} (s)	V_{rem1} (p.u.)	t_1 (s)	V_{rem2} (p.u.)	t_2 (s)
Canadá (AESO)	0,15	0,625	0,9	3	///	///
Canadá (Hydro Québec)	0 0,25 ¹	0,15 0,75 ¹	0,75	1	0,85	2
Espanha	0,2	0,5	0,8	1	0,95	15
Irlanda	0,15	0,625	0,9	3	///	///
Reino Unido	0,15	0,14	0,8	1,2	0,85	2,5
Alemanha ^{2*}	0	0,15	0,7	0,15	0,9	1,5
Dinamarca	0,25	0,1	0,75	0,75	1	10
Brasil	0,2	0,5	0,85	1	0,9	5

Os procedimentos de redes do Canadá (AESO), Espanha, Irlanda e Brasil, não consideram afundamentos de tensão tão profundos, porém, as durações são relativamente elevadas.

Os procedimentos de redes do Canadá, Irlanda, Reino Unido, Alemanha e Brasil exigem que as centrais eólicas permaneçam conectadas por um tempo ilimitado, caso o afundamento de tensão seja de até 10%.

Durante o período de afundamento momentâneo de tensão a usina deve ser capaz de fornecer potência ativa proporcional à tensão remanescente no PCC, fornecendo a máxima potência reativa para o sistema de potência sem exceder os limites do conversor do gerador eólico (quando aplicável).

III. MODELAGEM DOS AEROGERADORES

Com intuito de avaliar o comportamento dinâmico do sistema elétrico durante e após a aplicação de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico, assim como o comportamento da turbina eólica e suas grandezas elétricas e mecânicas, a central eólica foi considerada como uma turbina equivalente a todo o conjunto.

Diferentes topologias foram modeladas, turbina diretamente conectada à rede com gerador de indução e turbina conectada à rede com conversor de frequência, usando gerador síncrono.

A Figura 2 apresenta as topologias implementadas para análise da operação do sistema.

Foi considerada para o gerador de indução diretamente conectado uma modelagem de 5ª ordem, enquanto para o gerador síncrono (neste caso a ímã permanente) a modelagem considerada é de 3ª ordem.

A estrutura do conversor modelado consiste em um retificador e um inversor conectados por um barramento CC em tensão, que é constituído de um capacitor projetado para suportar as ondulações de tensão, é conhecida como inversor fonte de tensão (VSI), onde o capacitor funciona como elemento armazenador de energia, podendo ser visto pelos dois conversores como uma fonte de tensão contínua. No barramento CC foi adicionado uma resistência de frenagem, com uma chave IGBT através do controle por histerese do erro da tensão do barramento CC, conforme apresentado na Figura 3.

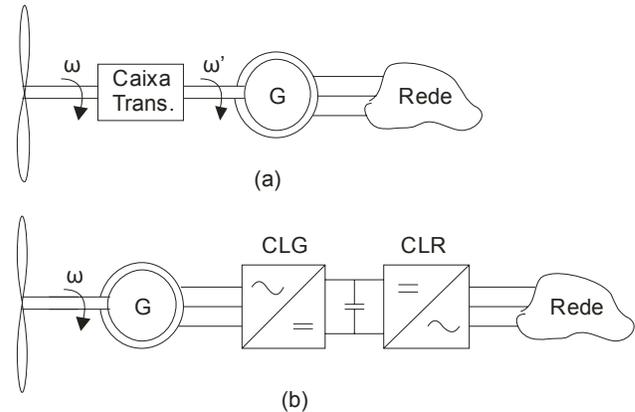


Fig. 2. Topologias de turbinas eólicas: (a) Gerador de indução diretamente conectado, (b) Gerador síncrono a ímã permanente com conversor de frequência pleno.

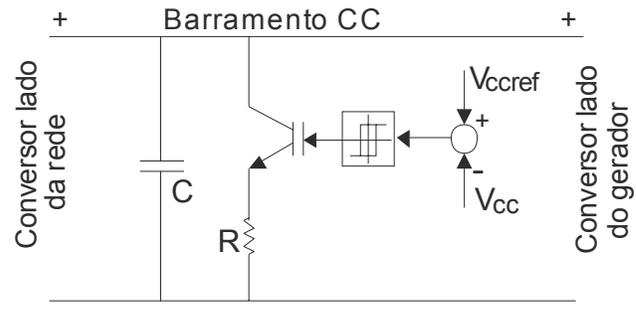


Fig. 3. Esquema controle do resistor de frenagem.

O esquema apresentado na Figura 3 tornou-se necessário para que o gerador síncrono tenha capacidade de operar durante afundamento momentâneo de tensão. No momento do afundamento de tensão a potência gerada não pode ser totalmente liberada para o sistema visto que a potência transferida é proporcional a tensão remanescente no PCC, então a potência gerada que não pode ser entregue ao sistema de potência será dissipada pelo resistor de frenagem, desse modo o nível de tensão do barramento CC é controlado evitando a queima do conversor e a turbina eólica não percebe nenhuma perturbação provocada pelo afundamento momentâneo de tensão.

¹ Faltas remotas

² Para unidades geradoras com elevada componente simétrica de correntes de curto-circuito

IV. ESTUDO DE CASO

O estudo de caso foi montado utilizando uma grande parte do sistema elétrico do nordeste, incluindo aproximadamente 10 GW de geração hidrelétrica através das linhas de transmissão de 500 e 230 kV, com carga aproximada de 7.5GW. A central instalada tem potência de 50MW conectada na barra de 230kV, conforme apresentando na Figura 4.

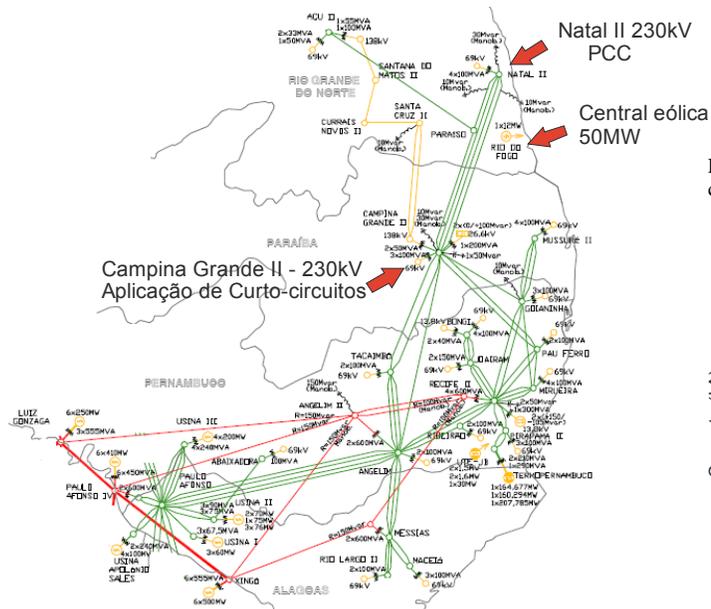


Fig. 4. Sistema elétrico de potência equivalente.

Conforme o sistema elétrico de potência apresentado na Figura 4, foram aplicados curtos-circuitos trifásico, bifásico e monofásico na barra de Campina Grande II, com duração de 100 a 500ms.

V. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

A. Gerador de Indução Diretamente Conectado à Rede

Considerando essa topologia de turbinas eólicas com gerador de indução sem o uso de conversores de frequência, foram realizados testes com curtos-circuitos que variaram de 100ms até 200ms para curtos trifásicos, bifásicos e monofásicos na seqüência.

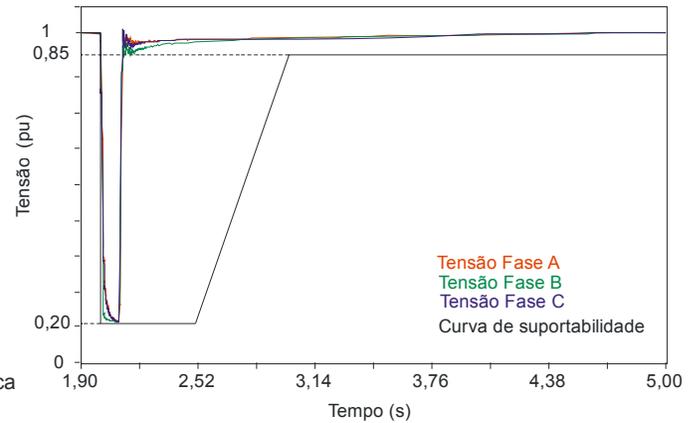


Fig. 5. Afundamento de tensão na barra de Natal II durante aplicação de curto-circuito trifásico na barra de Campina Grande II de 100ms.

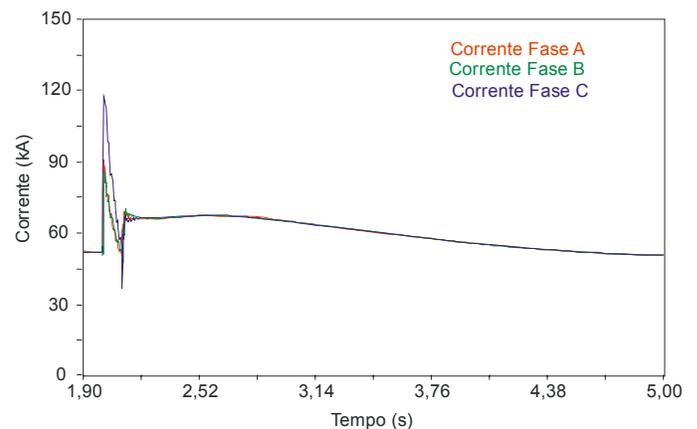


Fig. 6. Corrente terminal durante aplicação de curto-circuito trifásico na barra de Campina Grande II de 100ms.

Conforme pode ser verificado, a tensão se recupera rapidamente a valores próximos daqueles pré falta, indicando a possibilidade de atendimento à curva de suportabilidade exigida pelo ONS, ao menos para curtos-circuitos rapidamente eliminados.

As correntes de estator do gerador equivalente, mostradas na Figura 6, experimentam uma elevação súbita durante a falta, conforme esperado. Depois da eliminação do defeito, essas correntes não retornam imediatamente aos valores originais, o que pode ser explicado pela absorção de elevados valores de potência reativa depois do curto para a recuperação do fluxo magnético, que sofre redução significativa com o afundamento da tensão nos terminais do gerador.

O conjugado eletromagnético e a velocidade angular do gerador (em radianos elétricos por segundo) estão mostrados na Figura 7 e Figura 8, respectivamente.

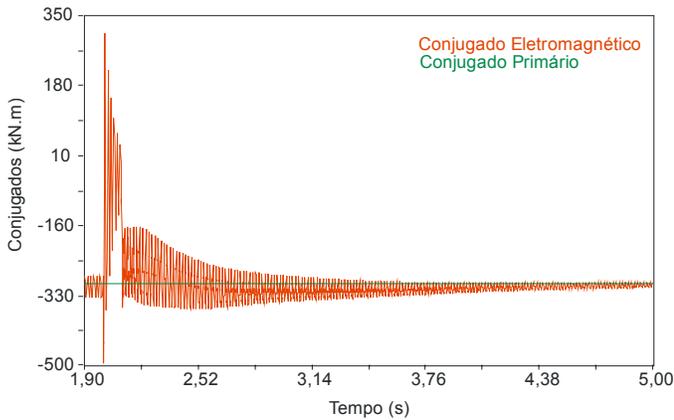


Fig. 7. Conjugados durante aplicação de curto-circuito trifásico na barra de Campina Grande II de 100ms.

Verifica-se que, durante o afundamento, o conjugado eletromagnético sofre redução (em módulo), o que pode ser explicado pela redução do fluxo magnético. Com esta redução a velocidade do gerador aumenta como pode ser vista na Figura 8.

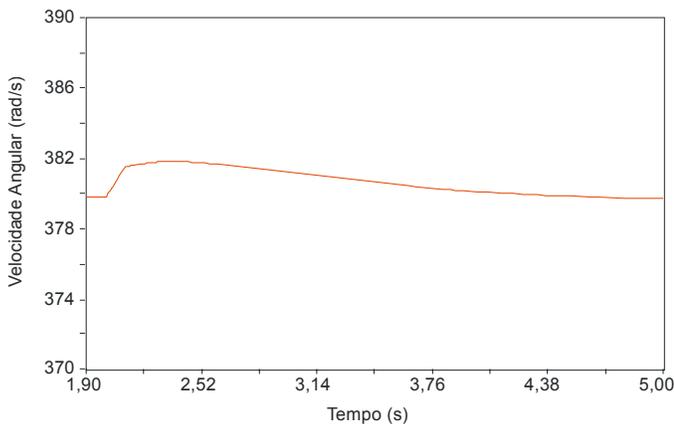


Fig. 8. Conjugado angular durante aplicação de curto-circuito trifásico na barra de Campina Grande II de 100ms.

Para simulações de 200ms, observou-se que para curto trifásico e bifásico ocorre a instabilidade da turbina a remoção da falta.

Verifica-se, pelas curvas mostradas na Figura 9, que as tensões nos terminais da máquina não retornam aos valores de pré-falta após a eliminação do defeito, indicando a perda de estabilidade, que pode ser visto também o aumento nas correntes após a falta, apresentado na Figura 10.

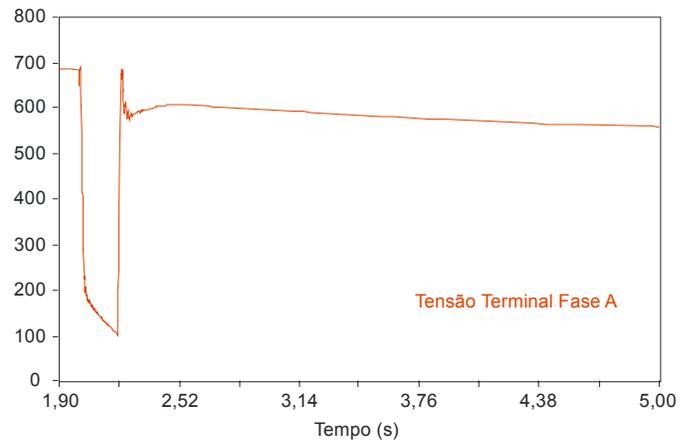


Fig. 9. Afundamento de tensão terminal durante aplicação de curto-circuito trifásico na barra de Campina Grande II de 200ms.

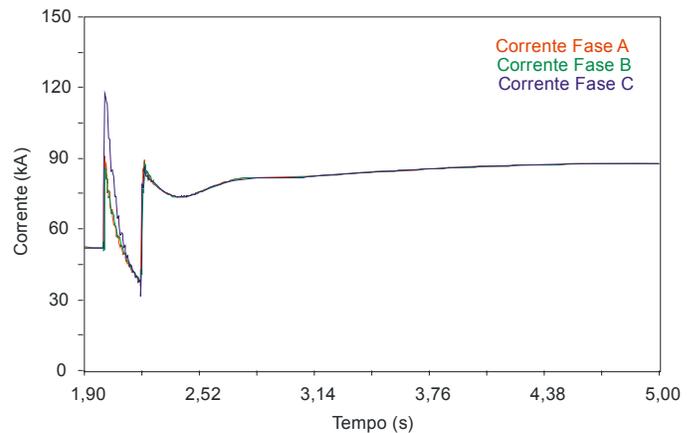


Fig. 10. Corrente terminal durante aplicação de curto-circuito trifásico na barra de Campina Grande II de 200ms.

A Figura 11 mostra o comportamento da turbina eólica durante uma falta de 200ms, possibilitando verificar o aumento de velocidade da turbina causando a instabilidade.

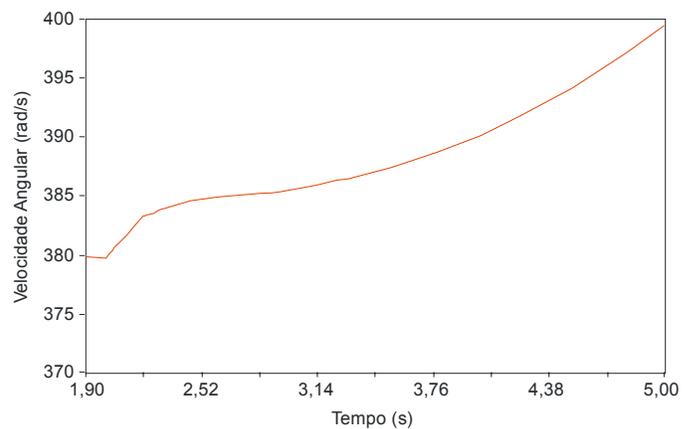


Fig. 11. Conjugado angular durante aplicação de curto-circuito trifásico na barra de Campina Grande II de 200ms.

B. Gerador Síncrono Com Conversor de Frequência

Considerando a topologia de turbinas eólicas com gerador síncrono com o uso de conversores completos de frequência, foram realizadas simulações de curtos-circuitos que variaram

de 100ms até 500ms para curtos trifásicos, bifásicos e monofásicos.

Devido ao curto-circuito ter sido suportado pela turbina eólica, graças ao sistema de controle dessa tecnologia de turbina eólica, independentemente da duração, somente os curtos com duração de 500ms são apresentados.

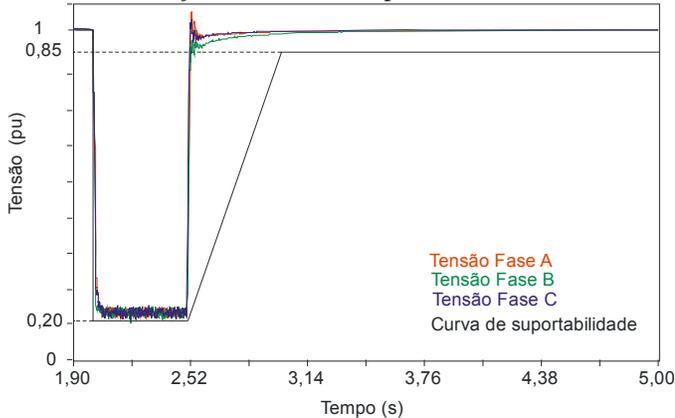


Fig. 12. Afundamento de tensão na barra de Natal II durante aplicação de curto-circuito na barra de Campina Grande II de 500ms.

A turbina eólica é conectada à rede através de conversor CA/CC (conversor do lado do gerador ou CLG), cujo barramento de corrente contínua é conectado a um conversor CC/CA (conversor do lado da rede ou CLR).

As chaves do CLG são acionadas de modo a garantir fluxo rotórico nominal e controle do conjugado eletromagnético tal que a velocidade seja mantida no valor que propicie máximo rendimento à turbina. O controle das grandezas principais (fluxo e velocidade/conjugado) é realizado através do controle das correntes de estator em malha fechada. A fim de evitar sobrecorrentes, os valores de referência para os controladores de corrente são limitadas a valores suportáveis pelas chaves do CLG.

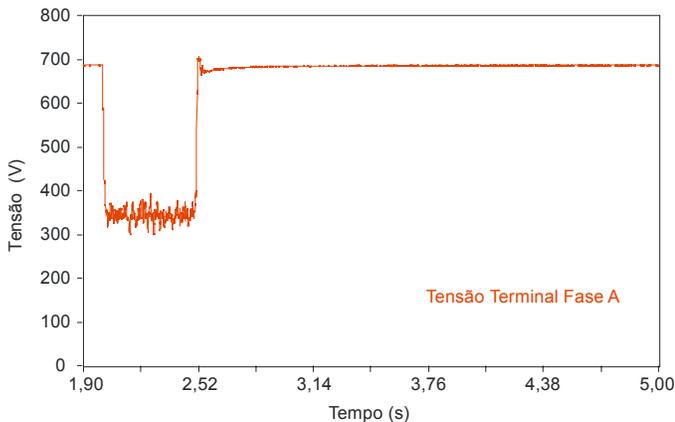


Fig. 13. Afundamento de tensão terminal durante aplicação de curto-circuito trifásico na barra de Campina Grande II de 500ms.

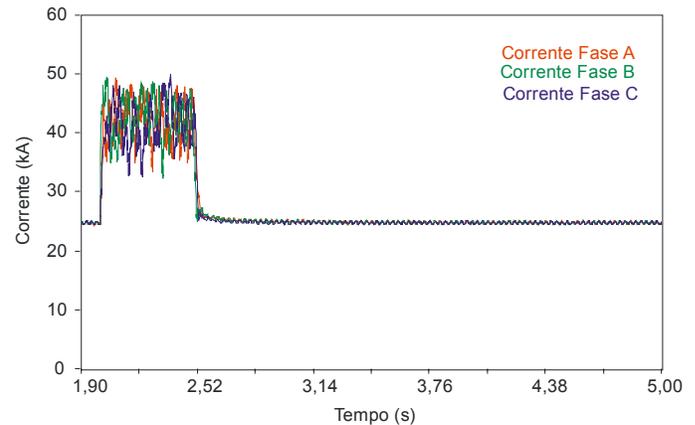


Fig. 14. Corrente terminal durante aplicação de curto-circuito trifásico na barra de Campina Grande II de 500ms.

As chaves do CLR são acionadas para garantir a manutenção da tensão do barramento CC (para que toda a potência injetada no barramento CC pelo gerador flua para a rede como potência ativa) e também para o controle da potência reativa injetada na rede. Assim como no CLG, o controle da tensão do barramento CC, bem como o controle da potência reativa injetada ou absorvida é realizado pelo controle das correntes do lado CA em malha fechada. Saturações nos valores das correntes de referência são novamente incluídas para evitar sobrecorrentes nas chaves do conversor.

Como verificado na Figura 14, as correntes produzidas pela turbina eólica são limitadas a um valor, correspondente à saturação das referências para os controladores de corrente. Após a remoção da falha, a corrente reduz-se a valores próximos dos de pré-falta em tempo muito curto não apresentando grandes transitórios. A potência ativa produzida pelo rotor aerodinâmico e entregue pelo gerador elétrico ao conversor de frequência é apresentada na Figura 20 onde verifica-se que, devido ao uso de conversores, existe um desacoplamento entre a rede elétrica e o gerador eólico, e não há perturbação do gerador durante o curto-circuito, conforme apresentado na Figura 15, durante a perturbação, a potência gerada é dissipada pelo resistor de frenagem.

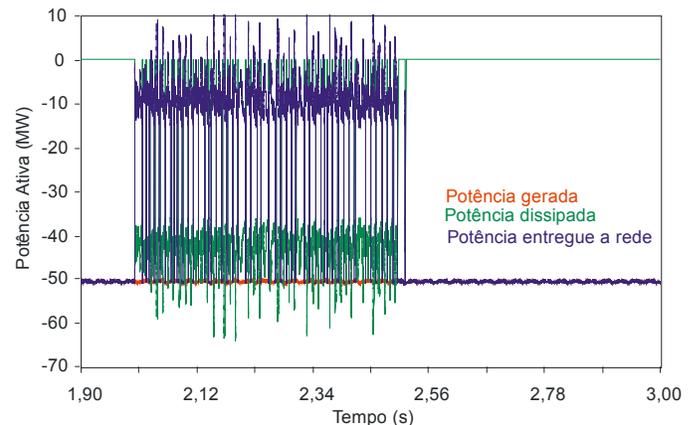


Fig. 15. Potências Injetadas no sistema de potência durante aplicação de curto-circuito trifásico na barra de Campina Grande II de 500ms.

Durante um afundamento de tensão, a capacidade de transferir potência ativa do CLR para a rede é limitada, pois quanto menor a tensão remanescente, menor a potência máxima que pode ser transferida. Sendo assim, durante um afundamento, pode não ser possível transferir toda a potência

ativa injetada no barramento CC para a rede, sendo o excesso de potência injetado nos capacitores do barramento CC. A tensão do barramento CC tende, então, a crescer. Para evitar que essa tensão atinja valores inadmissíveis, chaves estáticas conectam resistores para a descarga do banco de capacitores sempre que a tensão CC superar um certo limite. A tensão do barramento de corrente contínua é apresentada na Figura 16. Verifica-se o rápido aumento desta tensão durante o afundamento. Porém, o aumento da tensão é limitado pela conexão dos resistores de descarga do barramento.

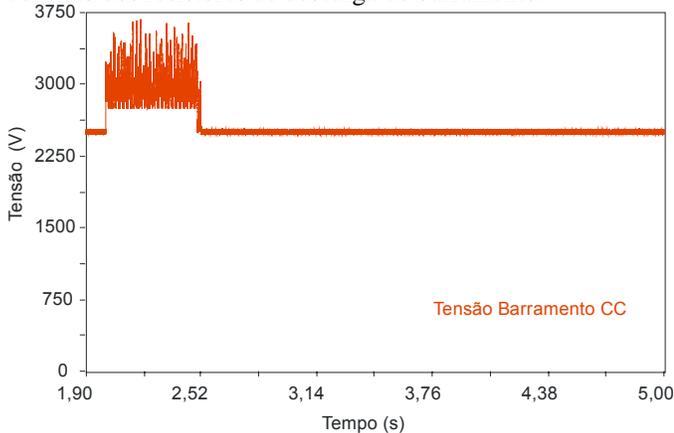


Fig. 16. Tensão no barramento CC durante aplicação de curto-circuito trifásico na barra de Campina Grande II de 500ms.

VI. CONCLUSÕES

As diferenças verificadas nas curvas de suportabilidade a afundamentos de tensão dos diversos países são atribuídas às características das redes desses países, como as durações típicas dos afundamentos (dependentes dos ajustes de tempo típicos de atuação das proteções), ou a impedância de curto-circuito da rede no PCC e os tipos de cargas conectadas próximas ao PCC (que influenciam no tempo de restabelecimento da tensão após a falta).

Caso a potência da central eólica for relativamente grande em comparação com a potência de curto-circuito no PCC, ou caso existam muitas cargas industriais com motores de indução e transformadores, é razoável de se esperar uma recuperação da tensão mais lenta. Isso ocorre porque após a eliminação da falta, uma elevada demanda de potência reativa por todas essas máquinas elétricas ocorrerá contribuindo para um afundamento de tensão na região. A recuperação da tensão mais lenta pode ocasionar em fenômenos de instabilidade de tensão.

Nas simulações observou-se que os curto-circuitos trifásicos apresentaram-se como os piores no ponto de vista de operação dos aerogeradores. Nessa condição a armazenagem de potência ativa em forma de energia cinética pode conduzir a perda de estabilidade e essa máquina não consegue se restabelecer após removida a falha. Nessa condição as máquinas do tipo assíncronas sem conversores de potência não conseguem restabelecimento se o curto tiver duração por longo tempo e que as tensões remanescentes no terminal da máquina sejam muito reduzidas. Para as tecnologias com conversores de frequência por outro lado os problemas mecânicos não existem, os problemas residem em se controlar: a tensão no barramento de corrente contínua com um dissipador de energia controlado (chamado normalmente de resistor de frenagem). Outro ponto importante é controlar as correntes nos conversores, pois nesses elementos se não tiver uma forma de limitar a corrente durante o afundamento de

tensão podem sofrer sobrecarga e queimarem durante os curto-circuitos.

Observou-se que as turbinas eólicas com conversores plenos, sejam com geradores síncronos ou assíncronos, existe um completo desacoplamento entre a rede elétrica e a turbina eólica. Nessa condição, com o devido cuidado na escolha e projeto do conversor torna as turbinas eólicas imunes aos afundamentos de tensão resultantes de curto-circuitos, onde as mesmas podem atuar indefinidamente na condição de tensão reduzida, sem perder a estabilidade.

VII. REFERENCES

- [1] S. L. A. Ferreira, "Análise da operação de sistemas elétricos de potência com centrais eólicas durante curto-circuitos," Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, UFPE, 2007.
- [2] W. Christiansen and D.T. Johnsen, "Analysis of requirements in selected Grid Codes", Technical University of Denmark (DTU), Copenhagen, 2006, p. 31.
- [3] W. Christiansen and D.T. Johnsen, "Optimisation of the fault ride through strategy of a wind farm", Master's Thesis, Technical University of Denmark (DTU), Copenhagen, 2006.
- [4] V. Akhmatov, "Modelling and fault-ride-through operation of Wind turbines with converter connected asynchronous generators" 5th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Glasgow, Scotland, 2005.
- [5] Operador Nacional do Sistema - ONS, "Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica", Brasil, 2006, pp. 21-25.
- [6] D.T. Johnsen, W. Christiansen, A.H. Nielsen, K.H. Jensen, J. N. Nielsen, T. Sorensen "Optimisation of the fault ride through strategy of a Wind farm", 6th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Holland, 2006.
- [7] J. Morren, S.W.H. de Hann, W.L. Kling, J.A. Ferreira, "Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control", IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 21, Número 1, February 2006.