



**XXIII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GDS/27
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – X

GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GDS

MEDIDAS OPERATIVAS PARA EVITAR RISCO DE COLAPSO DE TENSÃO EM SISTEMAS COM ELEVADA CONCENTRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

**Dêibson J. G. de Sena(*)
ANDESA**

**Álvaro J. P. Ramos
ANDESA**

**Rodrigo B. Valença
ANDESA**

**José Sandro V. N. Filho
ANDESA**

RESUMO

Em um sistema de transmissão com elevada concentração de geração eólica (elevado carregamento) foram realizados estudos de transitórios eletromecânicos com o programa ANATEM/CEPEL para a integração de um complexo eólico no Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse sistema de transmissão apresenta riscos de instabilidade de tensão quando submetido a emergências críticas, necessitando de medidas operativas para garantir a integridade dos equipamentos e evitar colapso de tensão. O presente trabalho analisa como os diferentes tipos de controles dos aerogeradores influenciam o comportamento dinâmico do sistema frente aos eventos que acarretam colapso de tensão, incluindo uma descrição dos modos de controle utilizados nas simulações, os resultados obtidos e a indicação de possíveis soluções para evitar o risco de colapso de tensão.

PALAVRAS-CHAVE

Transitórios Eletromecânicos – Colapso de Tensão – Estabilidade de Tensão –Aerogeradores

1.0 - INTRODUÇÃO

A regulação de tensão representa um procedimento essencial na operação dos sistemas elétricos em nível de transmissão ou de distribuição. A manter as tensões do sistema dentro de faixa relativamente estreitas e previamente definidas são ações determinantes para assegurar a Qualidade da Energia Elétrica –QEE. Entretanto em condições críticas de carregamento do sistema de transmissão, resultantes, por exemplo, da ocorrência de contingência, o controle da tensão pode se tornar muito difícil ou mesmo inviável. Estes são os eventos conhecidos como “instabilidade” de tensão que em situações mais críticas podem levar ao total colapso do sistema.

O problema de colapso ou instabilidade de tensão pode ser encarado como uma necessidade exorbitante de potência reativa para o controle de tensão. O montante de potência reativa exigida pelo sistema para o controle da tensão eleva-se à medida que aumenta o carregamento do sistema. Isto significa que quanto maior for o carregamento do sistema, ou seja, maior potência ativa transmitida, maior será a necessidade de potência reativa para um mesmo aumento de potência ativa transmitida. Significa também que as tensões do sistema tornam-se gradativamente menos sensíveis às injeções de potência reativa, exigindo cada vez mais potência reativa para compensar uma mesma elevação de potência ativa. Por esta razão, a capacidade de gerar potência reativa de um aerogerador passa a ser um recurso muito importante quando os aerogeradores eólicos passam a operar em condições de grande carregamento do sistema (1).

Assim, este trabalho visa analisar o impacto da entrada em operação de um complexo eólico em um sistema de transmissão com elevada concentração de geração eólica e como os diferentes tipos de controles dos aerogeradores influenciam o comportamento dinâmico do sistema frente aos eventos que acarretam colapso de

(*)Av. Eng. Domingos Ferreira, 2215 – 605 Boa Viagem – Recife – PE – Brasil CEP: 51020-031
andesa@andesa.com.br

tensão. Para isso foram realizados os estudos de transitórios eletromecânicos com o programa ANATEM/CEPEL, com simulações de diversas emergências no sistema e utilizando modelos representativos dos aerogeradores e seus controles desenvolvidos e implantados no ANATEM.

2.0 - SISTEMAS COM GRANDE CONCENTRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

2.1 Estabilidade de Tensão em Sistemas com Grande Concentração de Geração Eólica

A região do Nordeste do Brasil, mais especificamente nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia, possui as características mais propícias para a instalação de Centrais de Geração Eólica (CGE) devido as velocidades médias de ventos altas, pouca variação nas direções dos ventos e pouca turbulência ao longo do ano.

O Complexo Eólico está localizado no estado da Bahia que, como dito anteriormente, possui um grande potencial eólico. Os últimos leilões de energia realizados no Brasil objetivaram bastante a exploração desse potencial sendo grande parte da geração eólica vendida nos Leilões A-5/2011, A-5/2012 e LER/2013 destinada a essa região. Com a integração das CGE nessa região garantidas pelos leilões de energia, o sistema que antes era caracterizado por atendimento à carga, tornou-se também um sistema utilizado para escoamento da potência produzida pelas CGE, ou seja, um sistema com grande concentração de geração eólica.

Dessa forma, esse sistema de transmissão apresenta riscos de instabilidade de tensão quando submetido a emergências severas, necessitando de medidas operativas para garantir a integridade dos equipamentos e evitar colapso de tensão.

2.2 Recursos de Controle dos Tipos de Aerogeradores

Os aerogeradores assíncronos diretamente conectados tipo rotor em gaiola (tipo 1) ou com controle de resistência de rotor (tipo 2), que são dotados de bancos de capacitores internos chaveáveis geralmente não operam na faixa capacitiva porque os capacitores existentes internamente são suficientes apenas para compensar o efeito indutivo do gerador de indução. Entretanto, o controle do chaveamento destes capacitores é lento (20 segundos) e pode ser visto como um recurso de regulação de tensão de regime permanente. Durante contingências como perda de linha ou defeitos em pontos distantes onde a tensão do sistema sofre afundamento, a contribuição deste recurso de controle não é efetivo.

Os aerogeradores assíncronos duplamente alimentados - DFIG (tipo 3) e os síncronos "Full converter" (tipo 4) por sua vez, são capazes de gerar potência reativa, pois apresentam disponibilidade de acordo com a sua curva de capacidade (curva $P \times Q$). Além disto, estes aerogeradores podem gerar potência reativa de forma dinâmica participando ativamente nos eventos onde ocorre afundamento de tensão. Em geral, pode-se identificar o uso da potência reativa através dos seguintes modos de controle (2):

- a. Potência Reativa Constante – o controle mantém a potência reativa constante no valor estabelecido pelo operador;
- b. Fator de Potência Constante – o controle mantém o fator de potência constante no valor estabelecido pelo operador;
- c. Tensão Constante – o controlador mantém a tensão terminal do aerogerador ou de algum outro barramento do sistema constante no valor estabelecido pelo operador.

O modo de controle Tensão Constante (c), disponibilizado por muitos fabricantes, é aquele que em geral proporciona melhor contribuição para o problema de estabilidade de tensão.

2.3 Efeitos dos Recursos de Controle dos Aerogeradores na Estabilidade de Tensão

Para distúrbios onde ocorre afundamentos discretos de tensão, os modos de controle citados no item 2.2 atuam de forma satisfatória para o desempenho do sistema. As ações de controle específicas são estabelecidas por cada fabricante. De forma genérica, enquanto a tensão ficar abaixo de um certo valor ajustável, tem-se que:

- a. As potências ativas e reativas são mantidas iguais a zero, ou seja, não há injeção de potência;
- b. Injeção máxima possível de potência reativa;
- c. Valores definidos de potência ativa e reativa priorizando uma delas;
- d. Outras estratégias.

A estratégia de controle a ser adotada para grandes distúrbios vai depender de cada caso. Há situações em que a injeção máxima de reativo pode ser benéfica em termos de tensão para assegurar a estabilidade do sistema sem causar sobretensões após a eliminação da causa do distúrbio. Em outras situações, limitar as injeções de potência ativa e reativa, priorizando uma delas durante o distúrbio pode ser a melhor alternativa, pois há uma redução do carregamento do sistema, o que leva a um melhor perfil de tensão e assegurando a estabilidade de tensão do sistema.

Diante do exposto acima, pode-se obter benefícios importantes para as condições de estabilidade de tensão com a seleção do modo de controle mais apropriado.

3.0 - CONFIGURAÇÕES

3.1 Configuração do sistema elétrico de transmissão

A Figura 1 apresenta um diagrama unifilar simplificado do trecho do sistema em que está conectado o Complexo Eólico. Os dados do sistema são aqueles constantes dos casos fornecidos e disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para o Sistema Interligado Nacional (SIN). A base de dados do ONS contém todo o SIN modelado de forma convencional para simulações de Regime Permanente (*Load Flow*) e estudos de Regime Dinâmico (Transitórios Eletromecânicos), ambas simulações realizadas com os programas ANAREDE (Análise de Redes) e ANATEM (Análises de Transitórios Eletromecânicos), respectivamente, desenvolvidos pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) (3).

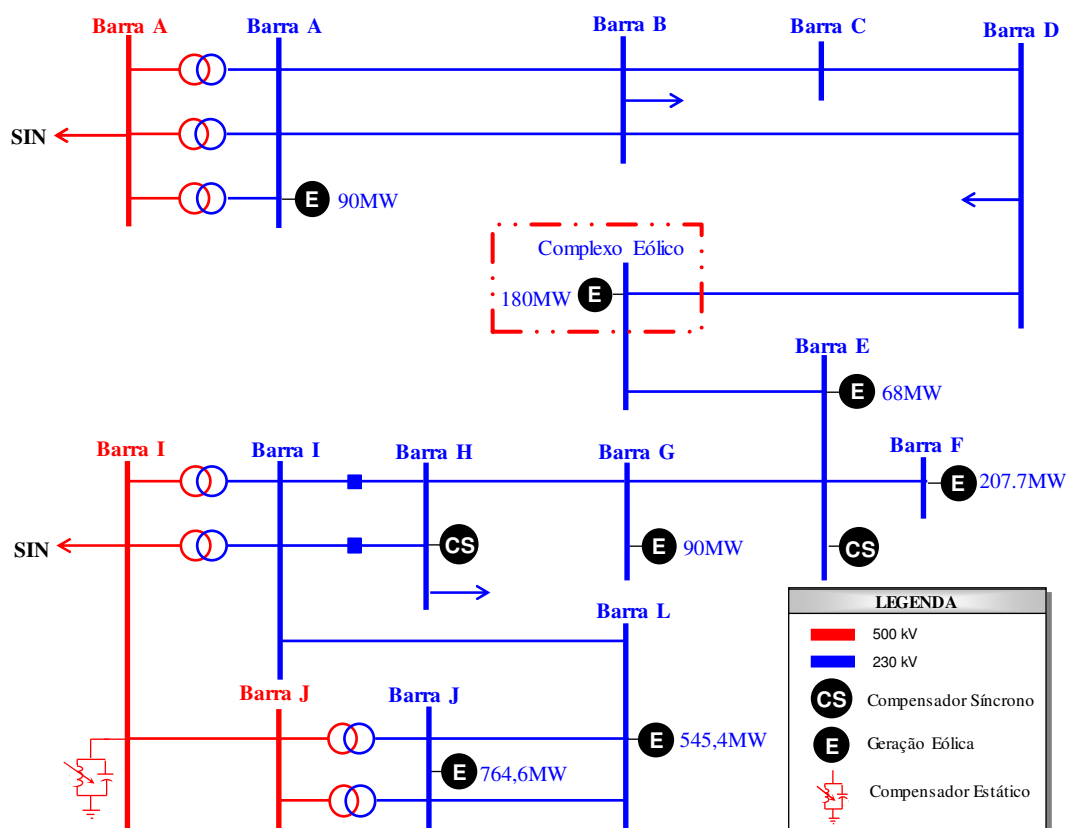


FIGURA 1 – Diagrama unifilar da configuração simplificada do sistema elétrico de transmissão

As Barras “A” e “I” (vermelho/500kV) possuem elevada potência de curto-circuito e são considerados como barramentos “fortes” do sistema. O eixo que compreende as Barras “A” e “H” (azul/230kV) apresenta uma grande concentração de geração eólica (635,7MW, incluindo a geração do Complexo Eólico) além de dois compensadores síncronos. Na Barra “I” (vermelho/500kV) há um compensador estático. As cargas estão distribuídas nas Barras “B”, “D”, e “H”. Para a realização das simulações, as gerações eólicas (CGE), os compensadores síncronos e o compensador estático foram utilizados modelos representativos e seus controles desenvolvidos e implantados no ANATEM.

3.2 Conexão do Complexo Eólico no sistema elétrico

A conexão do Complexo Eólico é realizada através do seccionamento da linha de transmissão (LT) em 230kV que interliga as Barras “D” e “E” conforme apresentado na Figura 1. O Complexo Eólico é composto por seis (06) CGE (CGE A, B, C, D, E e F) que totalizam 180MW de potência instalada. Cada CGE compreende quinze (15) aerogeradores de 2MW do tipo 3 (DFIG) que totaliza 30MW de potência instalada por CGE. Os aerogeradores são interligados por cabos subterrâneos e conectados ao sistema de média tensão através de transformadores elevadores individuais, conforme mostrado na Figura 2.

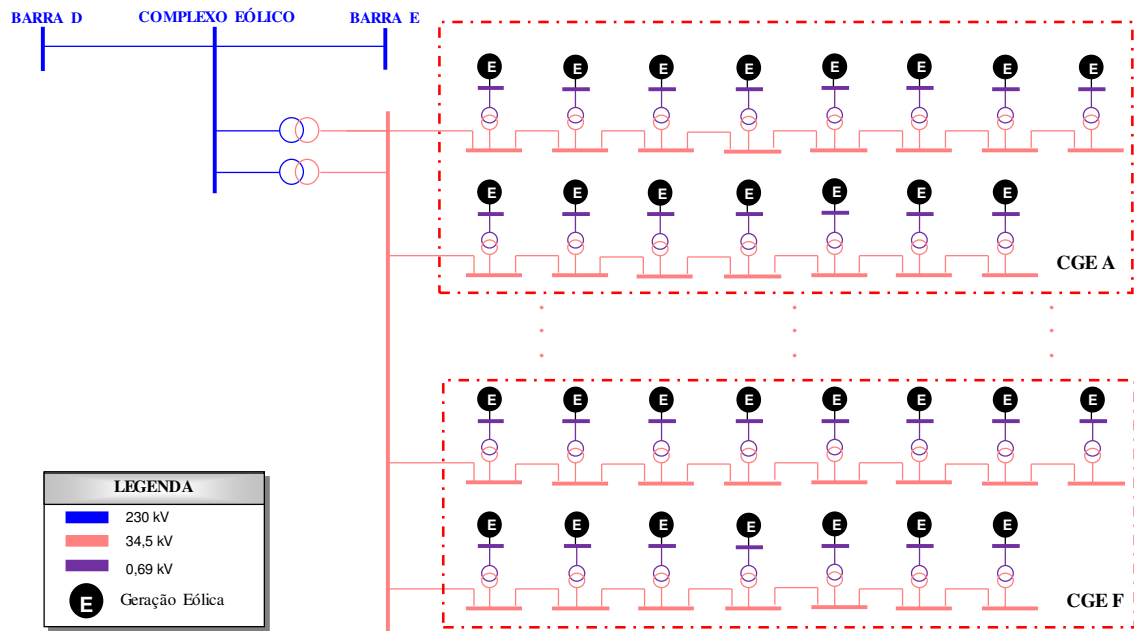


FIGURA 2 – Diagrama unifilar detalhado da configuração do Complexo Eólico

Para a realização dos estudos de transitórios eletromecânicos, as CGE do Complexo Eólico foram modeladas por sistemas equivalentes, ou seja, o sistema coletor de média tensão de cada CGE foi representado por um circuito pi (π) equivalente (4). Os aerogeradores de cada CGE foram modelados por um único aerogerador equivalente.

A Figura 3 apresenta a configuração utilizada nas simulações.

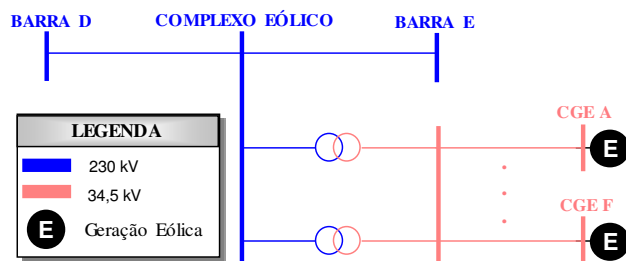


FIGURA 3 – Diagrama unifilar equivalente da configuração do Complexo Eólico

4.0 - SIMULAÇÕES E RESULTADOS

4.1 Premissas

Para a realização dos estudos, foi considerado a condição de carga leve, sendo esta a condição mais severa. As CGE estão despachadas com 80% de sua potência instalada, com exceção das CGE do Complexo Eólico que estão despachadas com 100% de sua potência instalada.

Para avaliar o impacto da entrada em operação do Complexo Eólico e como os diferentes tipos de controle dos aerogeradores influenciam o comportamento dinâmico do sistema, as CGE conectadas nas Barras “E” e “F” e as CGE do Complexo Eólico foram representadas por aerogeradores Tipo 3 utilizando estratégias de controle distintas durante grandes distúrbios sistêmicos.

Nas simulações foram utilizados tempos de eliminação de defeitos conforme valores de referência (150ms) definidos nos Procedimentos de Rede (5) para a tensão nominal de operação (230kV).

4.2 Casos simulados

Para a entrada em operação das CGE do Complexo Eólico, foram simulados vários casos com aplicação de defeitos monofásicos ao longo do sistema de transmissão apresentado na Figura 1. Dos diversos casos simulados, as emergências mais severas que levam o sistema ao colapso de tensão são:

- Abertura da LT Complexo Eólico – Barra “D” devido a um defeito monofásico na Barra do Complexo Eólico com tempo de eliminação de defeito de 150ms.;

b. Abertura da LT Barra “H” – Barra “G” devido a um defeito monofásico na Barra “G” com tempo de eliminação de defeito de 150ms.;

4.3 Resultados

4.3.1..Abertura da LT Complexo Eólico – Barra “D”

A emergência da LT Complexo Eólico - Barra “D” devido a um curto-circuito monofásico, faz com que toda a potência gerada pelas CGE do Complexo Eólico e as CGE conectadas nas Barras “E”, “F” e “G” sejam escoadas em direção à Barra “H”. Dessa forma, as tensões nos barramentos “E”, “F” e “G” sofrem grandes variações durante o distúrbio, pois o sistema torna-se bastante degradado e não há recuperação das tensões, o que leva o sistema ao colapso de tensão. Assim, as estratégias de controle tem um efeito de fundamental importância na análise dinâmica.

As CGE do Complexo Eólico e as CGE conectadas nas Barras “E” e “F” foram representadas por aerogeradores DFIG considerando as estratégias de controles em três situações distintas, quais são: A primeira com todos os referidos aerogeradores com Fator de Potência Constante (FP Constante), a segunda com Tensão Constante (V Constante) e a terceira priorizando máxima injeção possível de potência reativa com redução de potência ativa.

A Figura 4 apresenta as principais grandezas analisadas na simulação da referida emergência.

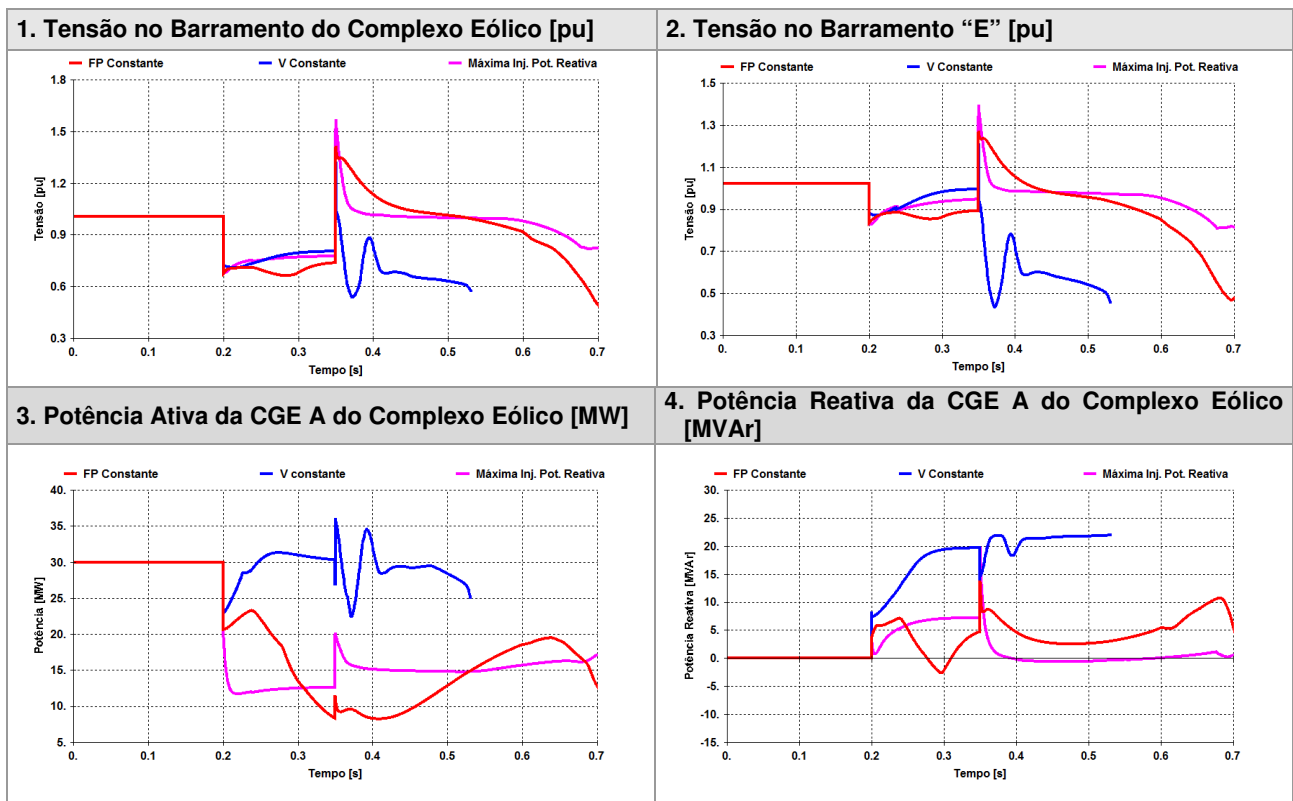


FIGURA 4 – Abertura da LT Complexo Eólico – Barra “D” devido a um defeito na Barra “D”

Observa-se da Figura 4 que as tensões do sistema após a eliminação do defeito não se recuperam e levam o sistema ao colapso de tensão. As estratégias de controle tornam-se não efetivas, pois para essa emergência o sistema encontra-se degradado e não suporta o montante da geração. Isso ocorre porque após a eliminação do defeito, os aerogeradores tendem a restabelecer o montante de geração antes da ocorrência do defeito provocando um excessivo carregamento nas linhas de transmissão, tornando as tensões menos sensíveis às injeções de potência reativa.

Uma das possíveis soluções para esta emergência seria o corte de geração de algumas CGE. Nesse caso, foram simulados patamares de corte de geração das CGE do Complexo Eólico, o que levou a um montante de 120MW em até 300ms após a abertura da linha de transmissão Complexo Eólico – Barra “D”. Esta medida permite a diminuição dos carregamentos das linhas de transmissão que escoam a potência das CGE até o barramento “H” melhorando assim o perfil de tensão.

A Figura 5 apresenta os resultados dessa simulação.

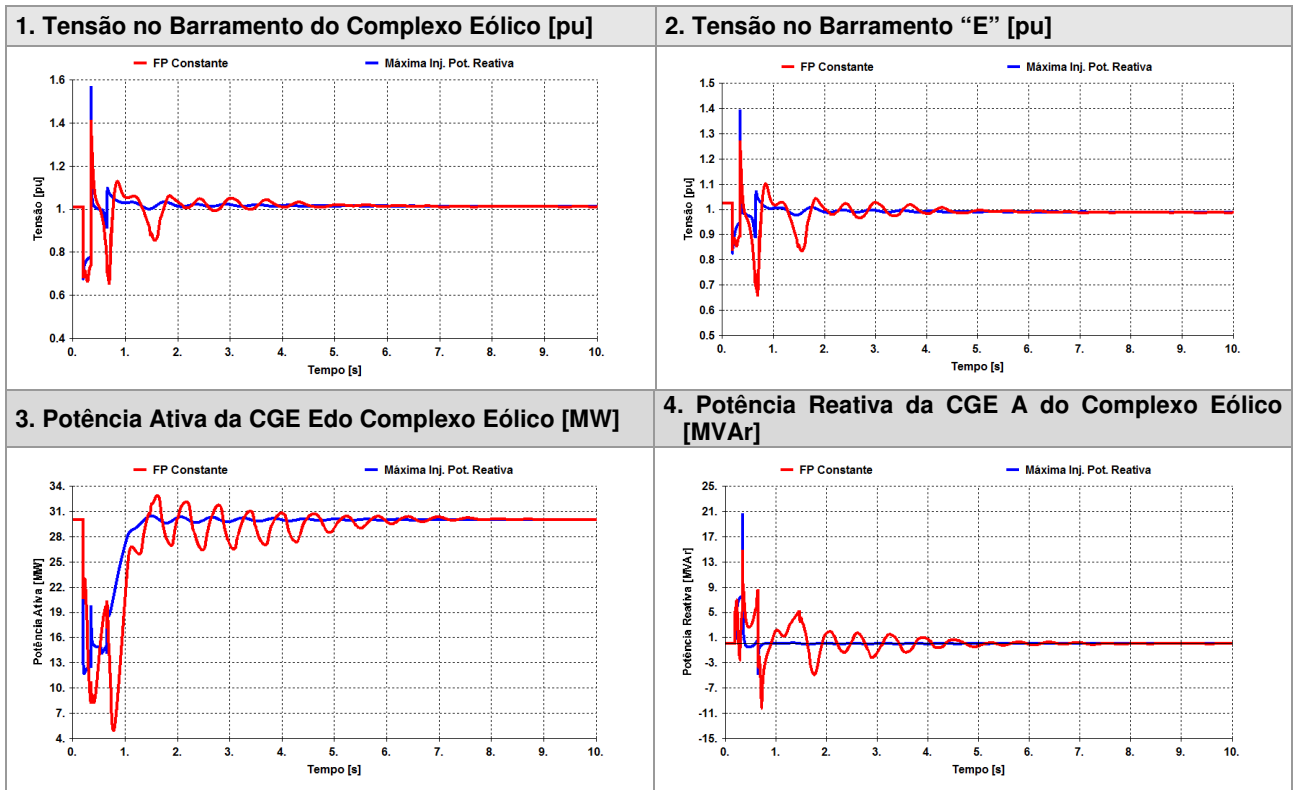
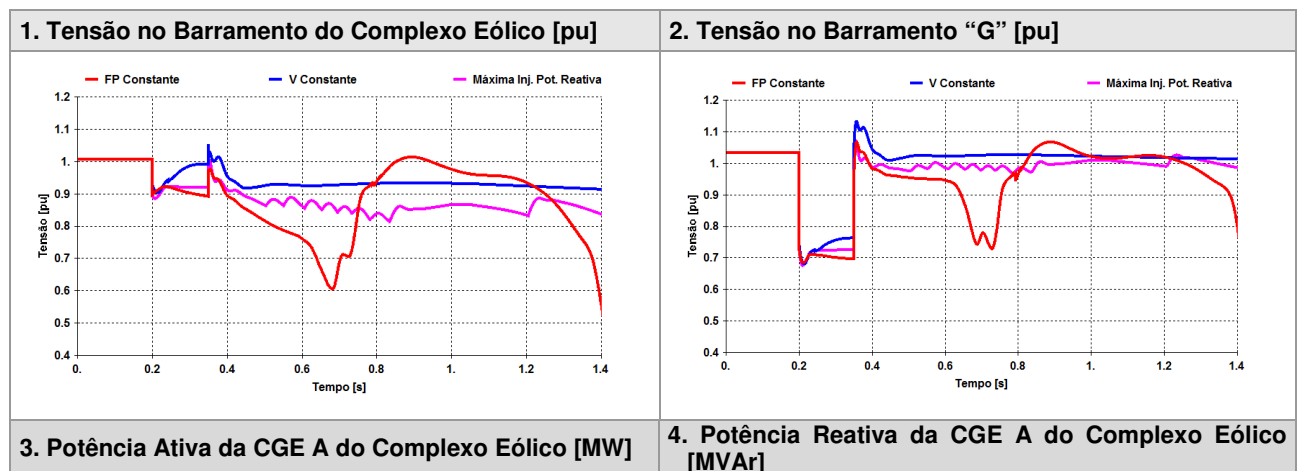


FIGURA 5 – Abertura da LT Complexo Eólico – Barra “D” devido a um defeito na Barra “D” com corte de 120MW de geração das CGE do Complexo Eólico

4.3.2..Abertura da LT Barra “H” – Barra “G”

Das diversas emergências simuladas e analisadas, a abertura da LT Barra “G” – Barra “H” devido a um defeito monofásico na Barra “G” com tempo de eliminação de defeito de 150ms também apresenta restrições ao sistema. Essa também é uma emergência severa, pois toda a potência gerada pelas CGE escoam em direção à Barra “D”.

A Figura 6 apresenta as principais grandezas analisadas na simulação da referida emergência.



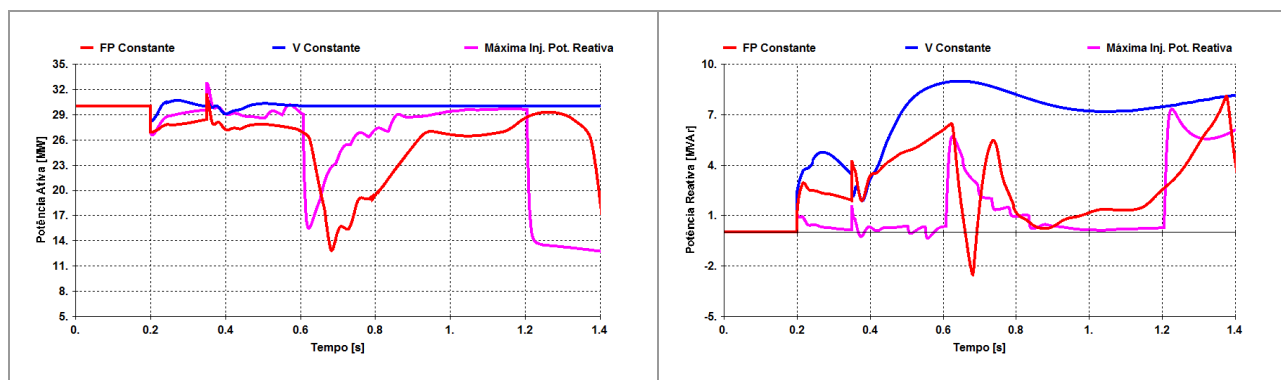


FIGURA 6 – Abertura da LT Barra “H” – Barra “G” devido a um defeito na Barra “G”

Da Figura 6, observa-se que as estratégias de controle tornam-se efetivas, uma vez que a Barra “A” tem uma maior potência de curto-circuito em relação a Barra “I”, pois na Barra “A” existe a presença de usinas hidráulicas, além de um montante de cargas nas Barras “B” e “D”. Dessa forma, há um menor carregamento nas linhas de transmissão quanto comparados com a emergência da citada no item 4.3.1.

Ainda sim, verifica-se o problema de colapso de tensão quando utiliza-se aerogeradores com a estratégia de controle com fator de potência constante (FP Constante – curva vermelha) ou com máxima injeção de potência reativa (Máxima Inj. Pot. Reativa – curva rosa).

Quando utiliza-se os aerogeradores com a estratégia de controle de tensão constante (V Constante – curva azul), observa-se o fornecimento de potência reativa para controlar a tensão do barramento do Complexo Eólico no valor anterior a ocorrência do defeito e um restabelecimento da potência ativa em seu valor pleno mesmo com o sistema degradado. Com essa estratégia, verifica-se que as tensões recuperam-se com relativa rapidez tendo em vista a severidade da emergência.

Para essa emergência, este tipo de controle seria o mais indicado para evitar a possibilidade de colapso de tensão, entretando como o sistema é o mesmo e na emergência da LT Complexo Eólico – Barra “D” ele não se mostrou efetivo, a melhor medida seria a implantação de um sistema especial de proteção que visa o corte de geração na ocorrência dessas emergências.

5.0 - CONCLUSÃO

A adoção da melhor estratégia de controle do aerogerador durante as grandes perturbações é naturalmente dependente de cada caso em particular. Em algumas situações a injeção máxima de reativo pode ser benéfica para termos níveis de tensão que assegure a estabilidade do sistema sem causar sobretensões após a eliminação da causa do distúrbio. Em outros casos, limitar as gerações de potência ativa e reativa, priorizando uma delas, durante o distúrbio pode ser a melhor alternativa, pois reduzir a potência ativa significa aliviar o carregamento do sistema em condições adversas para a estabilidade de tensão. Dessa forma, verifica-se que se pode obter benefícios importantes para as condições de estabilidade de tensão com a seleção do modo de controle mais apropriado.

A abertura da LT Complexo Eólico – Barra “D” devido a um defeito monofásico foi a emergência mais severa do sistema. Nessa emergência as estratégias de controle não foram efetivas, pois ao tentar restabelecer as potências das CGE ao seu valor pleno, ou seja, ao valor antes do defeito, o sistema encontra-se degradado, com um perfil de tensão menos sensíveis as variações de potência ativa e reativa de tal forma que o sistema não tinha a capacidade de transmitir toda a potência gerada pelas CGE.

A abertura da LT Barra “H” – Barra “G” também mostrou-se severa e ocasionou o colapso de tensão com os aerogeradores utilizando as estratégias de controle de Fator de Potência Constante ou máxima injeção de potência reativa. Com a utilização da estratégia de controle de Tensão Constante, verificou-se a recuperação das tensões e restabelecimento das potências ativa e reativa. Desta forma, a escolha da estratégia foi crucial para a recuperação do sistema.

De forma a evitar uma possível ocorrência de colapso de tensão para quaisquer das emergências analisadas nesse trabalho, uma das medidas operativas de solução seria a implantação de sistemas especiais de proteção com o objetivo de reduzir automaticamente as gerações do Complexo Eólico. Com a atuação do esquema de corte de geração, as tensões recuperam-se de forma satisfatória e dentro dos limites de operação normal do sistema.

A viabilidade técnica e a definição dos recursos necessários para implantação prática do esquema de corte de geração não faz parte do presente estudo e deverá ser objeto de trabalhos futuros.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Ramos, J.B., "Parques Eólicos Operando em Sistemas Congestionados", Monografia de Graduação, Universidade de Pernambuco, UPE, Mai. 2012**Erro! A referência de hiperlink não é válida..**
- (2) Ramos, A.J.P., Tavares C.L. e Sena D.J.G., "Impacto da Geração Distribuída Eólica nos Sistemas de Distribuição e Transmissão: Aspectos Operativos de Regime Permanente, Dinâmico e Qualidade de Energia", SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Florianópolis, Out. 2011**Erro! A referência de hiperlink não é válida..**
- (3) ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos – V10-04-06 – Manual do Usuário, Mar. 2012.**Erro! A referência de hiperlink não é válida.**
- (4) Valença, R.B. e Ramos, A.J.P., "Elaboração de Equivalentes de Parques Eólicos para Estudos de Regime Permanente e Dinâmico ", Relatório RT 04-07.14, Andesa, Set. 2014**Erro! A referência de hiperlink não é válida..**
- (5) Procedimentos de Rede, "Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos – Submódulo 23.3", Rev. 2, Dez. 2010**Erro! A referência de hiperlink não é válida..**

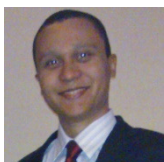
7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Álvaro J. P. Ramos, nascido em 15/02/1951 em Recife, Graduado pela Escola de Engenharia da UFPE em 1973 e Mestrado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá em 1975. Foi chefe da Divisão de Estudos Elétricos Especiais da Operação da CHESF (1988-1998) e atualmente é diretor da ANDESA empresa de consultoria fundada em 1998.



Dêibson J. G. de Sena, nascido em 24/03/1981 na cidade do Cabo de Santo Agostinho, Graduado pela Escola de Engenharia da UPE em 2007 e Mestrado pela Universidade Federal de Pernambuco em 2013. Atualmente exerce o cargo de Engenheiro Analista de Sistema de Energia Elétrica na ANDESA desde 2008.



José Sandro V. do N. Filho, nascido em 03/02/1987 na cidade do Recife, Graduado pela Escola de Engenharia da UPE em 2009. Atualmente exerce o cargo de Engenheiro Analista de Sistema de Energia Elétrica na ANDESA desde 2010.



Rodrigo B. Valença, nascido em 02/03/1987 na cidade do Recife, Graduado pela Escola de Engenharia da UPE em 2009. Atualmente exerce o cargo de Engenheiro Analista de Sistema de Energia Elétrica na ANDESA desde 2010.