



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GPT/26

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - 2

GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS - GPT

DESEMPENHO COMPARATIVO DE COMPENSADORES ESTÁTICOS E STATCOM COMO RECURSO DE CONTROLE PARA MITIGAR PROBLEMAS DE ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS COM ELEVADOS MONTANTES DE PARQUES EÓLICOS

Alvaro J. P. Ramos José S. V. N. Filho (*) Rodrigo B. Valença Juliana B. Ramos Deibson J. G. de Sena
ANDESA ANDESA ANDESA ANDESA ANDESA

RESUMO

O atraso de linhas de transmissão planejadas para o escoamento da geração eólica tem como consequência um sistema de transmissão com importantes áreas fragilizadas e vulneráveis em especial na região Nordeste. Áreas de grande densidade de geração eólica na região Nordeste, estão submetidas ao risco de estrangulamento severo da transmissão por ocasião da perda intempestiva de linhas de transmissão resultando em condições críticas de controle de tensão.

O trabalho analisa as contribuições dos controladores das CGE e, dos Compensadores Estáticos (CE) ou STATCOM no controle e restabelecimento do sistema após contingências que levam a níveis moderados de estrangulamento, passíveis de controle via injeção de potência reativa.

PALAVRAS-CHAVE

Aerogeradores, instabilidade de tensão, Compensadores Estáticos, STATCOM, Grandes perturbações

1.0 - INTRODUÇÃO

Longas linhas de transmissão para escoamento do potencial hidroelétrico localizados a grandes distâncias dos centros de carga sempre foi uma característica marcante do sistema elétrico brasileiro. Embora a geração eólica tenha sido muitas vezes vista como "geração distribuída", no Brasil a existência de grandes "jazidas de ventos" localizadas a grandes distâncias dos centros de carga, repete de alguma forma a característica dominante do sistema hidroelétrico onde um sistema de transmissão de grande extensão se faz necessário para escoamento da geração. Desta forma, um robusto sistema de transmissão foi planejado para assegurar o escoamento da geração eólica viabilizada pelos leilões de energia e prevista para os próximos anos.

Infelizmente, o atraso de importantes obras de transmissão na região Nordeste restringiu sobremaneira a capacidade de escoamento da geração eólica prevista para os próximos anos. Como consequência, em alguns casos, contingências simples de linhas de transmissão fragilizam o sistema remanescente sendo necessário medidas mitigadoras como o corte de elevados montantes de geração eólica para que sejam evitadas condições críticas de instabilidade de tensão ou mesmo um colapso. Como se sabe, na medida em que se eleva a potência do sistema de transmissão além de certo patamar, torna-se exponencialmente crescente a demanda por potência reativa para o controle da tensão até que se atinge uma condição incontrolável, ou seja, de instabilidade da tensão que configura o colapso do sistema.

Naturalmente as condições mais severas ocorrem com geração eólica elevada para as quais o corte de geração é imprescindível. Como a geração eólica de uma região varia em larga faixa ao longo dos dias ou das estações do ano, é de se esperar que as contingências possam levar a condições operativas do sistema remanescente em

níveis que podem ser contornados através de ações de sistemas de controle automático. Tais ações de controle representam injeções rápidas de potência reativa através dos próprios conversores dos aerogeradores ou de equipamentos especialmente instalados para este fim tais com Compensadores Estáticos (CE) ou STATCOM.

Este trabalho analisa e discute características gerais dos controladores disponíveis na maioria dos aerogeradores modernos do mercado. Através de simulações utilizando o sistema real, é analisado o desempenho dos controladores dos aerogeradores quando comparados com desempenho de CE e STATCOM na função de controle da tensão e restabelecimento do sistema remanescente após uma severa contingência. São utilizados modelos reais de aerogeradores em operação no sistema.

2.0 - ESTADOS DO SISTEMA E RECURSOS DE CONTROLE DOS AEROGERADORES

2.1 Tipos de aerogeradores

Atualmente, entre os diversos tipos de aerogeradores, predominam os tipo 3, conhecidos como “DFIG – Double Fed Induction Generator” e os tipo 4, denominados “FC – Full Converter”. Estes aerogeradores são equipados com conversores VSC com amplo potencial de controle sobre a potência reativa entre muitos outros recursos. Por esta razão a presente análise se limita a estes aerogeradores que são e serão dominantes no sistema.

2.1 Estados do Sistema

Para analisar o desempenho dos controles dos aerogeradores é conveniente caracterizar os que comumente se chamam de “**pequenas perturbações**” e “**grandes perturbações**”. No presente contexto, pequenas perturbações são aqueles defeitos que ocorrem a grande distância cujos efeitos são afundamentos moderados de tensão, por exemplo, para valores acima de 85%. Para tais defeitos, as respostas dos aerogeradores podem representar contribuições importantes para o sistema durante a ocorrência do defeito. Defeitos nos sistemas de distribuição podem ter duração relativamente elevadas (até mesmo 2 segundos) em função dos tempos de atuação das proteções usadas na distribuição o que poderia justificar a utilização dos recursos das eólicas para mitigar os efeitos da falta, por exemplo, controlando a tensões através da injeção de potencia reativa durante o defeito.

Em geral as grandes perturbações são iniciadas por curtos-circuitos onde a eliminação deste defeito implica geralmente em perda de linha ou rejeição de carga entre outros eventos. Como mostrado na Figura 1, defeitos cujo afundamento de tensão em magnitude e duração se situe acima da curva, os aerogeradores devem necessariamente permanecer conectados, cabendo-nos então analisar qual deverá ser a resposta mais apropriada dos mesmos durante este período de defeito.

Do ponto de vista da ação de controle dos aerogeradores, é útil visualizar a evolução das fases do evento conforme mostrado na Figura 1.

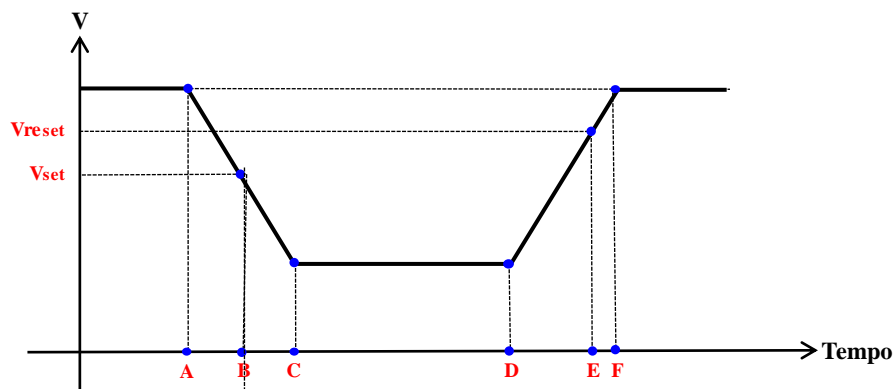


FIGURA 1 – Fases da evolução do evento; defeito, eliminação e restabelecimento

O ponto A indica o instante de ocorrência do defeito que é detectado pelo controle do aerogerador no ponto B quando a tensão fica abaixo do valor ajustável “Vset” indicando o início da fase conhecida como “LVRT”. O defeito é eliminado no instante que corresponde ao D quando se inicia a fase de “Restabelecimento” do sistema.

Embora a Figura 3 mostre um restabelecimento suave, na verdade a evolução desta fase depende de cada caso em particular. Quando a eliminação do defeito envolver rejeição de carga sobretensões transitórias podem ocorrer nos primeiros instantes após a eliminação do defeito. Havendo perda de linhas o efeito imediato será de subtensões.

O ajuste de tensão “Vreset” indica para o controle dos aerogeradores que o período LVRT foi encerrado sendo retomados os controles normais.

Via de regra, poderíamos concluir que durante defeitos severos (Grandes Perturbações) na Rede Básica e próximos as instalações eólicas, com grandes afundamentos de tensão, a principal e possivelmente a única contribuição efetiva dos aerogeradores é não se desconectarem. A medida essencial é garantir a correta atuação das proteções eliminando o defeito nos tempos mínimos possíveis. Injeções de potência reativa durante tais defeitos, além de pouco eficazes podem resultar em riscos elevados de sobretensões transitórias no período pós-defeito.

2.2 Recursos de Controle

Os principais recursos de controle dos aerogeradores relacionados ao foco da presente análise são:

- A) Controle-Q - Controle de potência reativa (manter a potencia reativa no valor definido como “setpoint”);
- B) Controle PF - Controle de fator de potencia; (manter o fator de potência definido como “setpoint”);
- C) Controle V - Controle de tensão terminal e/ou tensão remota (manter a tensão terminal e/ou remota conforme “setpoint” ajustado);

Além dos controles dos aerogeradores, os parques eólicos também fazem uso dos denominados “PPC - Power Plant Control” que representam controles secundários, mais lentos e que controlam, entre outras grandezas, a potência reativa global do parque. Estes controles visam essencialmente a automatização da operação dos parques e têm, via de regra, influência reduzida nos eventos transitórios do sistema devido a sua lenta resposta.

2.2 Requisitos dos Procedimentos de rede para grandes Perturbações

Convém também destacar que os aerogeradores modernos são capazes de suportar subtensões e sobretensões momentâneas para atendimento aos requisitos dos Procedimentos de Rede (PR) do ONS (01), segundo as características conhecidas como LVRT/OVRT (“Low Voltage Ride Through” e “Overvoltage Ride Through”) como mostrado na Figura 2-(a). Praticamente todos os aerogeradores atendem a este requisito de LVRT.

Outra característica que foi introduzida na versão mais recente dos PR/ONS, Submodulo 3.6, Revisão 2016 [01] é a exigência de que os aerogeradores sejam capazes de injetar potência reativa durante afundamentos de tensão segundo uma característica mostrada na Figura 2-(b). Observa-se da Figura 2-(b) que a exigência de injeção de corrente reativa ocorre apenas para tensões abaixo de 85%. Na faixa amarela de 85 a 110% o valor injetado de corrente reativa será o valor definido pelo controle de tensão. Para defeitos quando a tensão fica abaixo de 50% o requisito de injeção de corrente é máximo. A injeção de corrente reativa durante o defeito pode ser muito positiva para o sistema em algumas situações, todavia pode produzir sobretensões elevadas e indesejáveis em outras situações conforme explicitado adiante neste trabalho.

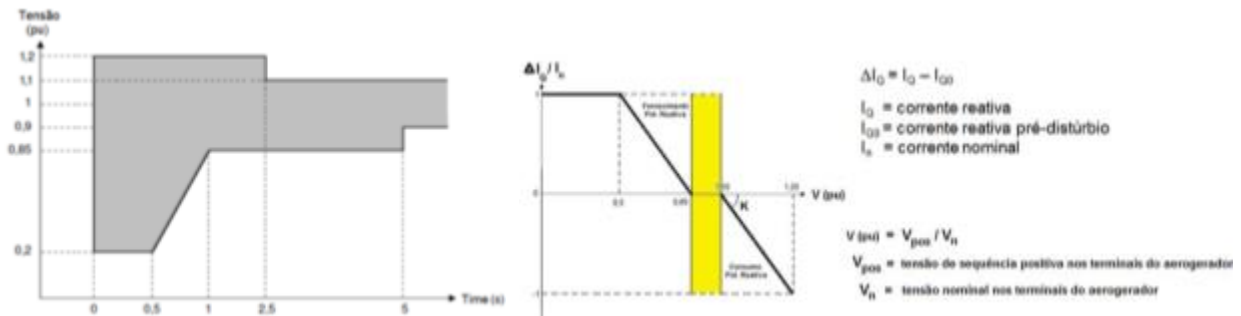


FIGURA 2-(a) Características LVRT dos PR/ONS FIGURA 2-(b) Requisito de injeção de corrente reativa

2.3 Recursos de Controle em Grandes Perturbações

Todos os aerogeradores modernos tratam de forma distinta duas condições ou estado: “Normal” e “LVRT”. No estado Normal, os aerogeradores estão sob o controle que pode ser configurado como as alternativas A, B ou C indicadas em 2-(a) acima. No estado LVRT a estratégia de controle é modificada totalmente visando assegurar o não desligamento do aerogerador e possibilitando alternativas de injeção de potência reativa e/ou ativa dentro dos limites de capacidade do aerogerador. Os recursos a seguir são disponibilizados por alguns fabricantes e outros são disponíveis para todos. Assim podemos listar os recursos mais comuns:

- 1) Injeção de potência durante defeito (Figura 3). Alguns fabricantes incorporam este recurso e outros disponibilizam este recurso que pode ser habilitado ou não (recurso configurável).
- 2) Anulação da potência ativa com restabelecimento suave em foram de rampa como mostrado na Figura 4;
- 3) Restabelecimento da potência ativa limitado em valores dependentes da tensão terminal (Figura 5). Esta característica é importante pois limita o valor de potência ativa pós-defeito a valores compatíveis;
- 4) Prioridade: o usuário pode definir qual a prioridade de injeção de potência ativa ou reativa durante a LVRT respeitando-se a capacidade do aerogerador.

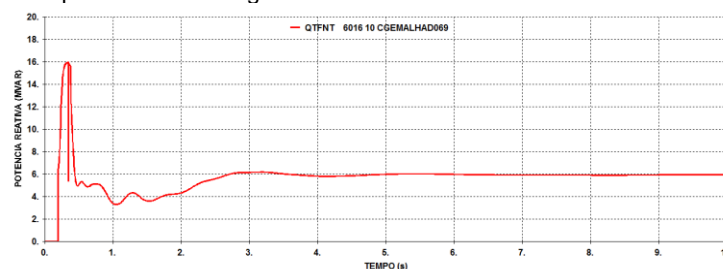


FIGURA 3 – Injeção de reativos durante defeitos.

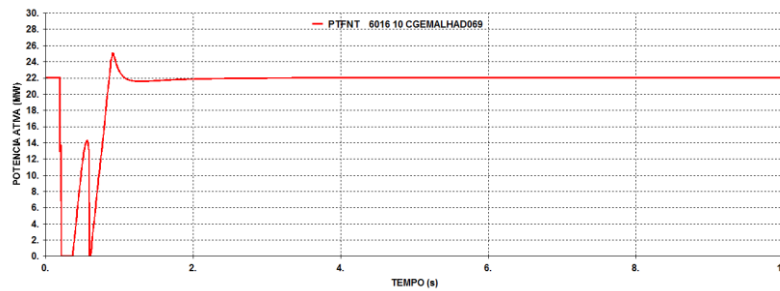


FIGURA 4 – Restabelecimento da geração(MW).

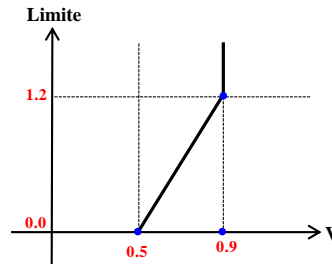


FIGURA 5 – Limite de potência ativa dependente da tensão.

Em síntese, os controles dos aerogeradores apresentam estratégias de controle distintas em condições consideradas “normais” e em condições tidas como “em defeitos” ou no jargão internacional “LVRT”.

3.0 - ESTRANGULAMENTO DA TRANSMISSÃO E INSTABILIDADE DE TENSÃO

3.1 Estrangulamento da Transmissão

Nos sistemas AC com longas linhas de transmissão, os limites de transmissão por estabilidade de tensão costumam ser menores do que os limites térmicos da linha. Como se sabe, a medida em que a potência ativa transmitida se eleva além de um certo valor, maiores são os requisitos de potência reativa para o controle da tensão. Além de certo valor de potência ativa transmitida, as tensões se tornam extremamente sensíveis e praticamente impossíveis de controle via potência reativa. Nestas situações, apenas a redução da potência ativa transmitida evita o colapso do sistema com corte de carga ou geração. Este efeito, conhecido como instabilidade de tensão pode ser avaliado através da curvas P x V como mostrado na Figura 6.

Dado o atraso de obras de transmissão, algumas áreas importantes do sistema são vulneráveis a tais problemas em caso de perda de linhas. O caso de maior destaque é a perda da linha Sapeaçu – Morro do Chapéu 500kV que deslocará momentaneamente todo o fluxo de potência ativa nesta linha para um sistema fraco em 230kV. Este fato ocorre em outros locais sempre que o fluxo de potência ativa que flui no sistema 500kV é obrigado a escoar por um sistema em 230kV como resultado de perda de um circuito.

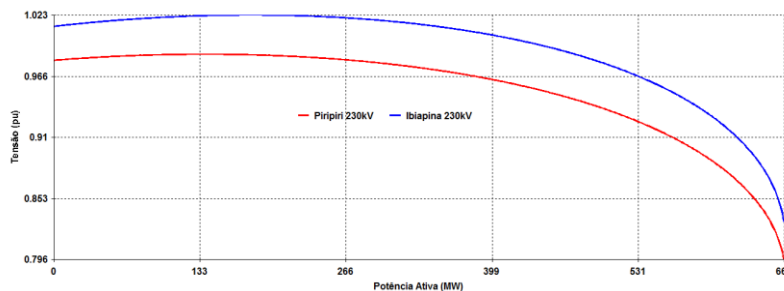


FIGURA 6 – Característica P x V de Ibiapina 230kV.

3.1 COMPENSADORES ESTÁTICOS E STATCOM

Os compensadores estáticos já fazem parte do sistema brasileiro a muitos anos. São equipamentos de controle transitório da tensão de resposta rápida e se baseiam em reatores controlados a tiristores e capacitores/reatores chaveados a tiristores. Na ótica de fenômenos a 60Hz, os CE podem ser vistos simplesmente como equipamentos capazes de variar rapidamente uma susceptância numa faixa de indutiva a capacitiva.

Os STATCOM são vistos como uma geração moderna dos CE, embora conceitualmente são bastante diferentes. Trata-se de inversores VSC que se utilizam de IGBTs e podem ser vistos como uma fonte de corrente para fenômenos de frequência fundamental. Assim, em situações de tensões baixas, os CE reduzem a sua injeção de potência reativa com o quadrado da tensão e os STATCOM de forma linear com a tensão. Presume-se pois, que os STATCOM de uma mesma potência nominal que um CE seria mais efetivo em condições de estrangulamento do sistema e baixas tensões.

Neste trabalho, são apresentadas simulações de esgotamento da transmissão em níveis ainda controláveis para se

avaliar comparativamente o desempenho do CE e do STATCOM. Foi utilizado um STATCOM real disponível no mercado que foi modelado no ANATEM. A estrutura do STATCOM é mostrada na Figura 7. Este é um STATCOM híbrido que utiliza elementos indutivos e capacitivos chaveáveis que não foram considerados na simulação. Os desempenhos dos CE e STATCOM foram analisados comparativamente em condições de tensões baixas após a perda de linhas e esgotamento da transmissão.

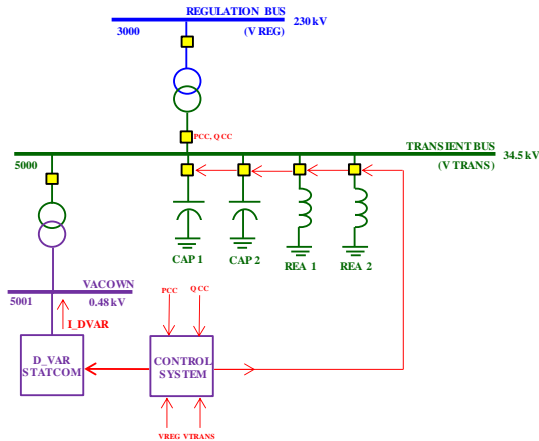


FIGURA 7 – Estrutura de STATCOM Híbrido

4.0 - INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA DURANTE O DEFEITO

A injeção de potência reativa pelos aerogeradores pode representar um recurso muito útil em casos de defeitos longínquos com afundamentos reduzidos de tensão. Esta ação será resultado do Controle -V do item 2.2, de atuação para pequenas perturbações.

Entretanto para grandes perturbações, com afundamentos de tensão elevados (por exemplo abaixo de $V_{set}=0.85pu$) a injeção de potência poderá ter efeitos limitados. Deve ser destacado que a grande maioria dos defeitos são monofásicos de modo que poderemos estar introduzindo sobretensões nas fases sãs sem qualquer benefício de mitigar a subtensão da fase defeituosa. Os conversores dos aerogeradores modernos, a semelhança de compensadores estáticos e STATCOM, não possuem controles independentes por fase.

Assim, a questão da injeção de potência reativa durante o defeito deve ser tratada sob dois aspectos:

- O real benefício para o sistema no esforço de controlar tensões, a maioria em desequilíbrio, durante um tempo muito curto (na Rede Básica, algo como 150ms) e com resultados incertos;
- Possibilidade de sobretensões transitórias elevadas no período pós-defeito e restabelecimento do sistema.

Em áreas de grande concentração de geração eólica, a injeção conjunta de potência reativa de todos os parques pode resultar em sobretensões elevadas e com risco de desligamento dos parques. Para exemplificar este problema, a Figura 8 mostra os resultados de simulação de defeito na área da SE João Câmara III onde muito dos parques injetam reativo durante o defeito. O total de potência reativa injetada durante o defeito chega a 450Mvar aproximadamente causando sobretensão acima de 1,2pu nos barramentos de João Câmara III 138kV.

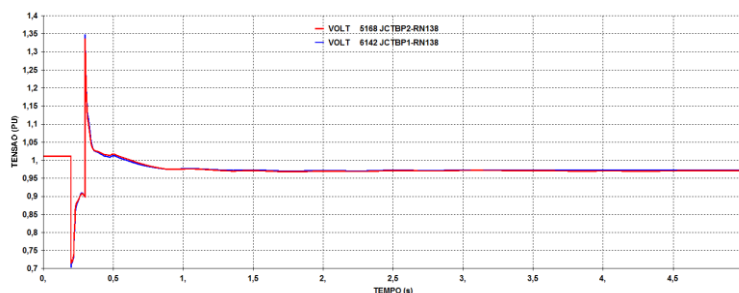


FIGURA 8 – Tensão na SE João Câmara III 138 kV durante perda da LT Campina Grande III – Garanhuns 500 kV.

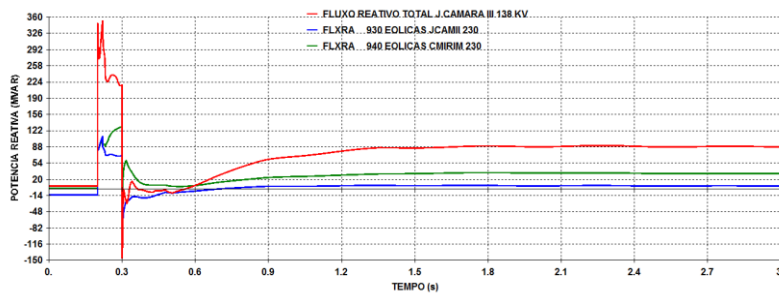


FIGURA 9 – Injeção de potência reativa nas SE João Câmara II, III e Ceará Mirim durante perda da LT Campina Grande III – Garanhuns 500 kV.

5.0 - - EVENTOS COM ESGOTAMENTO DA TRANSMISSÃO

Para analisar o desempenho dos controles dos aerogeradores em condições severas de estrangulamento a transmissão, foi considerado o sistema da área da SE Ibiapina no Ceará onde se tem aproximadamente 373MW de geração eólica com algumas simplificações e alterações (Figura 10). Os resultados embora ilustrem o problema não contêm todos os detalhes de um estudo real. Foram considerados aerogeradores tipo “Full Converter” sem injeção de potência reativa durante o defeito.

Na indisponibilidade do autotrafo 500/230kV e perda do circuito Ibiapina – Sobral 230kV, toda a potência escapa pelo circuito Ibiapina – Piriapiri 230kV. Este não é um caso severo a ponto de termos um colapso de tensão sendo possível o controle via atuação dos controladores dos aerogeradores. A Figura 11 mostra o comportamento da potência ativa de um parque eólico (os demais com mesmo comportamento). No momento do defeito, a potência ativa é feita igual a zero e se restabelece segundo uma rampa conforme a estratégia de controle adotada. Entretanto o sistema pós defeito está fragilizado e não comporta o valor de potência antes do defeito o que resulta em novo afundamentos de tensão (Figura 12) resultante do estrangulamento do sistema. Este afundamento é suficiente para ativar a lógica de potência ativa igual a zero de forma que o processo se repete em sequência. Neste caso foi utilizado o modo de controle Q (alternativa A, item 2.2) o que significa que os aerogeradores não contribuem para dar suporte de tensão.

As Figuras 13 e 14 mostram este mesmo caso, porém com o modo de controle V (alternativa C, item 2.2). O suporte de reativo (5Mvar de cada parque eólico) é suficiente para assegurar tensões estáveis embora ainda em valores baixos, indicando que será necessário complementação por outros recursos de controle. Observa-se ainda que as tensões nos terminais dos aerogeradores se estabilizam no valor pré-defeito o que atesta o comportamento correto deste controle porém insuficiente para garantir um perfil de tensão no sistema. De fato, o ponto mais frágil deste sistema pós defeito é o barramento Piriapiri 230kV cuja tensão é fisicamente inviável controlar através das tensões terminais dos aerogeradores. Do ponto de vista unicamente técnico, este seria um caso típico de aplicação de CE ou STATCOM instalado em Piriapiri.

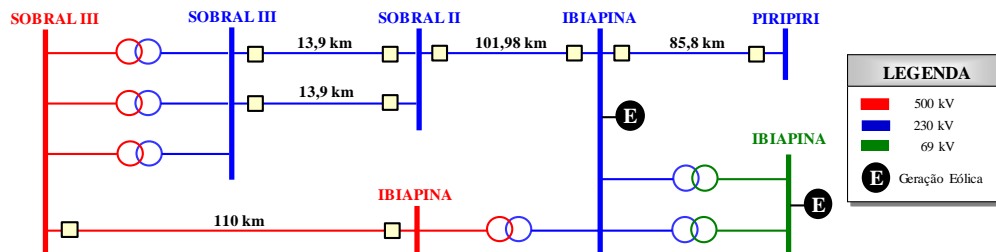


FIGURA 10 – Diagram Unifilar simplificado do sistema estudado.

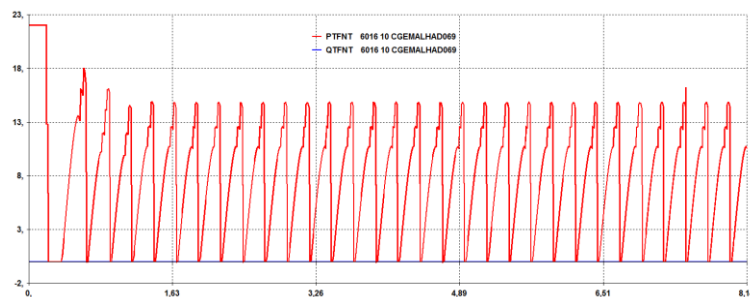


FIGURA 11 – Potência ativa(vermelha) e reativa (azul) de um parque eólico

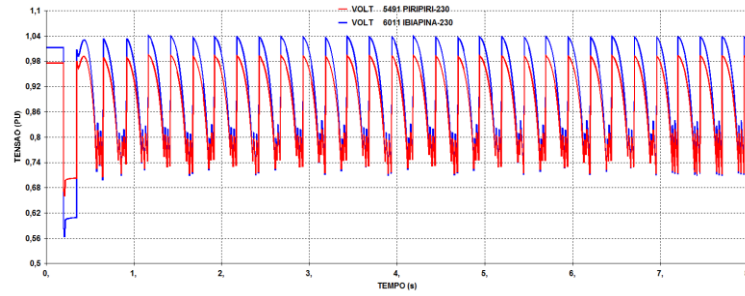


FIGURA 12 – Tensões em Ibiapina e Piripiri.

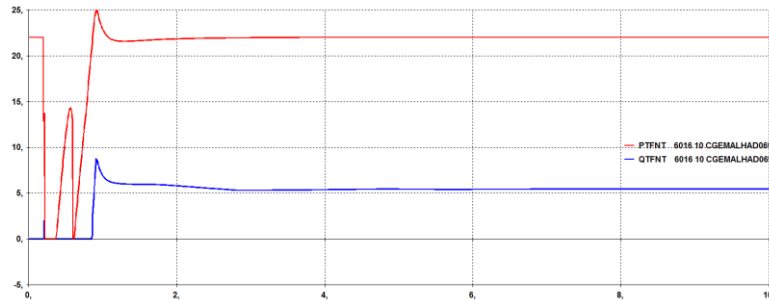


FIGURA 13 – Potência ativa e reativa (azul) de um parque eólico.

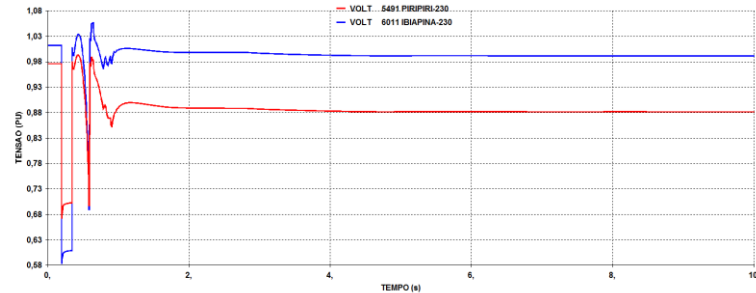


FIGURA 14 – Potência ativa e reativa (azul) de um parque eólico.

1.0 - DESEMPENHO DE COMPENSADORES ESTÁTICOS E STATCOM

A Figura 15 mostra a simulação do mesmo evento anterior porém com aerogeradores tipo DFIG que injetam potência reativa durante o defeito operando no modo Q (alternativa A, item 2.2). Quando se adota o modo V, verifica-se naturalmente solicitações menores de potência reativa do CE ou STATCOM. Observa-se que neste caso, a injeção de reativo durante o defeito é benéfica dado que a condição pós defeito é uma condição de tensões baixas. O reativo injetado pelos aerogeradores são assumidos pelo CE ou STATCOM.

Comparando-se as respostas do CE e STATCOM na Figura 16, verificamos que no presente caso os desempenhos são muito semelhantes. Estima-se que em casos mais críticos com tensões pós defeito mais baixas a característica do STATCOM de gerar potência reativa proporcional a tensão proporcione uma resposta mais efetiva do que o CE que gera potência reativa atrelada ao quadrado da tensão.

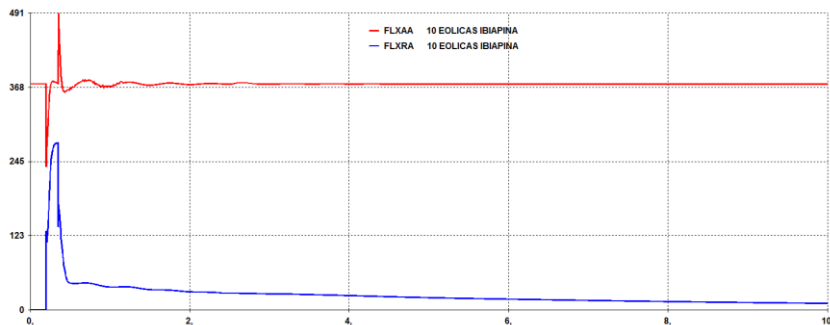


FIGURA 15 – Potência ativa e reativa total gerada por todos parques eólicos da região de Ibiapina.

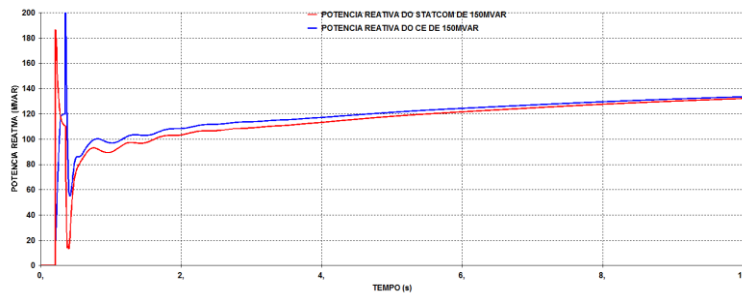


FIGURA 16 – Potência ativa e reativa total gerada CE (azul) e STATCOM (vermelha) instalados em Piripiri 230kV.

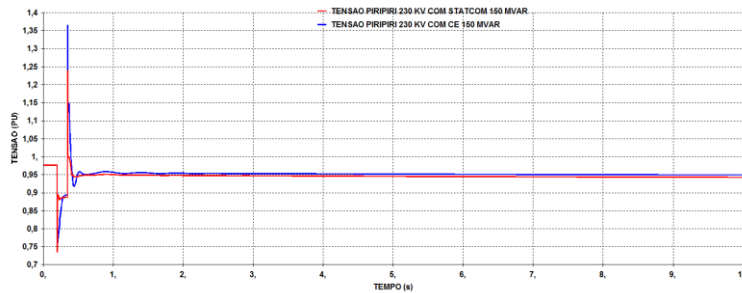


FIGURA 17 – Tensão em Piripiri 230kV.

2.0 - CONCLUSÃO

As análises realizadas e a experiência em vários estudos de inserção de parques eólicos mostram que o modo de controle V é o mais indicado. Caso haja conveniência operacional de controlar a potência reativa ou fator de potência do parque eólico como um todo, esta função deverá ser realizada através do controle secundário conhecido como PPC – “Power Plant Control”.

Os casos simulados mostraram que a injeção de potência reativa dos aeogeradores pela ação do modo de controle V foi capaz de assegurar a estabilidade da tensão sem necessidade de corte de geração. Quando os pontos críticos em termos de tensão são em pontos afastados da geração eólica, torna-se necessário a instalação de equipamentos de controle automático de tensão como CE ou STATCOM.

Nos casos analisados o desempenho do CE comparado com o STATCOM foi semelhante. Estima-se que em situações mais severas com maiores afundamentos de tensão no período pós-efeito, a característica do STATCOM de fornecer injeção de corrente reativa com menor dependência da tensão se mostre mais eficaz do que os tradicionais CE.

3.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Procedimentos de Rede – Módulo 3.6, ONS de 2017.
- (2) ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos – V10-04-06 – Manual do Usuário, Mar. 2012.

4.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



José Sandro V. do N. Filho, nascido em 03/02/1987 na cidade do Recife, Graduado pela Escola Politécnica de Pernambuco da Universidade de Pernambuco (UPE) em 2009 e mestrando pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Atualmente exerce o cargo de Engenheiro Analista de Sistema de Energia Elétrica, sócio da ANDESA.



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.



Rodrigo B. Valença, nascido em 02/03/1987 na cidade do Recife, Graduado pela Escola Politécnica de Pernambuco da Universidade de Pernambuco (UPE) em 2009 e mestrando pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Atualmente exerce o cargo de Engenheiro Analista de Sistema de Energia Elétrica, sócio da ANDESA.



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, sócio da ANDESA.



Juliana B. Ramos, nascida em 20/03/1989 na cidade do Recife, Graduado pela Escola Politécnica de Pernambuco da Universidade de Pernambuco (UPE) em 2012. Atualmente exerce o cargo de Engenheiro Analista de Sistema de Energia Elétrica, sócio da ANDESA.