



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

CB/GOP/11

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO – IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

**ESTUDOS E SOLUÇÕES PARA INTEGRAÇÃO DE USINAS EÓLICAS EM REDES FRACAS –
EXPERIÊNCIA DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO**

Flávia M. C. Ferreira (*) Anderson R. Gaspar Antonio Carlos M. de Melo Filho Antonio Samuel Neto
Claudia M. C. de L. Menezes Felipe R. Sobral Katia C. V. de Melo Luiz F. B. Vasconcelos
Mônica F. Souto Paulo Eduardo M. Quintão

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS

RESUMO

O presente artigo tem por objetivo apresentar a experiência do Operador Nacional do Sistema nas análises dos estudos pré-operacionais para integrar parques eólicos em redes fracas. O uso de ferramentas de análises de estabilidade de tensão, de forma não convencional, e transitórios eletromecânicos, foi realizado com o objetivo de maximizar a capacidade de transmissão do sistema em operação, garantindo o escoamento da geração eólica e a operação segura do Sistema Interligado Nacional. Serão apresentados três estudos de casos práticos: dois na Região Nordeste e um na Região Sul do Brasil.

PALAVRAS-CHAVE

Geração Eólica, Integração, Capacidade de Transmissão, Estabilidade de Tensão, Transitórios Eletromecânicos

1.0 - INTRODUÇÃO

A incorporação de energia eólica na matriz energética brasileira tem aumentado rapidamente nos últimos anos. Atualmente, conectado ao Sistema Interligado Nacional - SIN, estão em operação 10,35 GW, sendo 79% na região Nordeste, 19% na região Sul e menos de 2% no restante do país. A geração eólica no Nordeste já chegou a patamares de atendimento de quase 72% da carga. Para o subsistema Sul os valores de geração correspondem até a 20% de atendimento a carga deste subsistema.

A maior parte desta geração eólica, em função dos locais que apresentam melhores ventos, está localizada em áreas onde o sistema de transmissão é fraco. Como os centros de carga encontram-se afastados da região de conexão desses parques eólicos, verifica-se a necessidade de expandir o sistema de transmissão para escoamento pleno da geração comercializada nos leilões de energia e no Mercado Livre. Especificamente no Nordeste, além de alimentar a carga local, esta geração será exportada para outras regiões do Sistema Interligado Nacional.

O atraso na entrada em operação do sistema de transmissão necessário para escoar essa geração eólica, implica em superação dos limites de carregamento da rede e em problemas de estabilidade de tensão. Para integração dos parques eólicos, são estudadas condições máximas de injeção de potência, com limitações prévias de geração visando atender os critérios de regime permanente e/ou contingências e, para alguns casos, são indicados sistemas especiais de proteção para redução de geração, dependendo da configuração da rede. Destaca-se que, nestas

análises, é fundamental o uso dos recursos de controle de potência reativa e de tensão disponíveis nos aerogeradores.

A estabilidade da tensão é uma preocupação constante para os operadores dos sistemas elétricos ao redor do mundo, como mostrado por um grande número de eventos causados pela instabilidade da tensão em sistemas de transmissão (1, 2, 3). O problema de instabilidade de tensão é susceptível de se tornar mais proeminente devido à integração de geradores eólicos e solares em sistemas de transmissão fracos.

No trabalho de Hossain e Pota (4) são discutidos vários estudos de casos de diferentes tipos de instabilidade de tensão dinâmica, tanto a curto, como a longo prazo, causada pela dinâmica dos geradores eólicos e das unidades fotovoltaicas. São discutidos também comportamentos dinâmicos dos geradores que dão origem a questões críticas que limitam a integração dessas tecnologias nos sistemas de transmissão. Os autores propõem uma nova filosofia de controle, de forma que os dispositivos de suporte de energia reativa e os geradores renováveis possam contribuir para a estabilidade do sistema em seu pleno potencial.

No trabalho de Le Xie, *et al.* (5) é apresentado um levantamento dos recentes esforços para integração em larga escala dos recursos de energia eólica. Descreve-se que o caminho para a alta presença de portfólio de geração de energia renovável, representará desafios profundos para as operações em termos de eficiência e confiabilidade. Os autores, notadamente, ressaltam os desafios que os principais atributos da geração eólica irão trazer aos métodos e aos algoritmos de despacho, regulação de tensão e estabilidade.

O expressivo aumento na penetração da geração eólica no SIN que se verificará nos próximos anos, representa um grande desafio para a operação do SIN. Os requisitos de conexão desta fonte de geração devem assegurar o controle da frequência e da tensão de todo o sistema, bem como a capacidade dos geradores eólicos de resistirem a impactos verificados na rede, dentro dos padrões e limites estabelecidos, razão pela qual faz-se necessária a permanente revisão, atualização e complementação dos Procedimentos de Rede.

Na referência (6) foram apresentados os aprimoramentos introduzidos nos Procedimentos de Rede (Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão), aprovados pela Resolução Normativa ANEEL nº 756, de 16 de dezembro de 2016 (7). Estes aprimoramentos estão em consonância com os mais recentes projetos de aerogeradores e com a crescente evolução dos requisitos estabelecidos pelos principais operadores mundiais.

Uma das principais atividades do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, com relação a geração eólica, é analisar e estabelecer diretrizes para a entrada em operação de novos empreendimentos sem colocar em risco a segurança e a confiabilidade da rede, e estabelecer condições para uma operação segura para o SIN. O ONS tem enfrentado o desafio da integração da geração eólica em sistemas de transmissão fracos, muitas vezes com atraso da expansão do sistema de transmissão, o que agrava ainda mais as condições operativas. Os critérios de estabilidade de tensão, utilizados para obter os limites de transmissão para o crescimento de carga, foram adaptados para estabelecer a quantidade de energia eólica que pode ser escoada através da rede.

Em estudos pré-operacionais de entrada em operação de parques eólicos, notadamente em redes fracas, as curvas PV podem ser utilizadas para definir o limite de geração utilizando o programa ANAREDE. A geração eólica é representada como uma carga negativa e um incremento é dado até o ponto de instabilidade de tensão ser obtido, definindo um valor máximo de injeção de geração que pode ser escoado pelo sistema de transmissão disponível.

A obtenção da curva PV é realizada para modo de controle do parque ajustado para fator de potência constante e também para o modo controle de tensão terminal dos geradores eólicos, indicando qual o modo de operação mais indicado. Após obtido o limite de transmissão na análise de estabilidade de tensão, as análises são complementadas por simulações de transitórios eletromecânicos, através do uso do programa ANATEM, utilizando-se os modelos fornecidos pelos agentes eólicos e ajustando os valores máximos de injeção de potência eólico para operação segura do SIN.

Destaca-se que para alguns cenários pode ocorrer o fenômeno de colapso de tensão mesmo não sendo apontando nas curvas PV analisadas. Tal questão é devido aos modos de controle dos aerogeradores/parques eólicos que podem elevar transitoriamente a potência ativa fornecida durante uma ocorrência no sistema, aumentando o escoamento de geração pelo sistema de transmissão, e até mesmo deixar de fornecer potência reativa, provocando um afundamento generalizado de tensão, notadamente em sistemas fracos e com baixa carga. De maneira análoga poderá haver também a redução da potência ativa, deixando de atender localmente a carga, aumentando o carregamento pelo sistema de transmissão para atendimento a carga, nos cenários de elevada carga.

Este trabalho está dividido da seguinte forma: na Seção 2 é apresentado o estudo de caso das eólicas conectadas no 230kV da SE Igaporã II; na Seção 3 é apresentado o estudo de caso das eólicas conectadas no 230kV da SE Igaporã III; na Seção 4 é apresentado o estudo de caso das eólicas conectadas no estado do Rio Grande do Sul; por fim, a Seção 5 apresenta a conclusão de todas as questões discutidas anteriormente, resumindo-se as principais contribuições do trabalho.

2.0 – CASO IGAPORÃ II

2.1 Configuração de Rede

A subestação de 230/69 kV Igaporã II foi construída e conectada na SE 500/230 kV Bom Jesus da Lapa II, através de uma linha de 230 kV com 115 km de extensão e tem capacidade de 1.684 A (671 MVA). No setor de 69 kV da SE Igaporã II, foi conectado cerca de 350,8 MW de capacidade instalada de geração eólica e, no setor de 230 kV, foram conectados cerca de 257,7 MW. O total de capacidade instalada inicialmente derivado da SE Igaporã II foi de 608,5 MW. A Figura 1 apresenta o diagrama da região à época dessa integração.

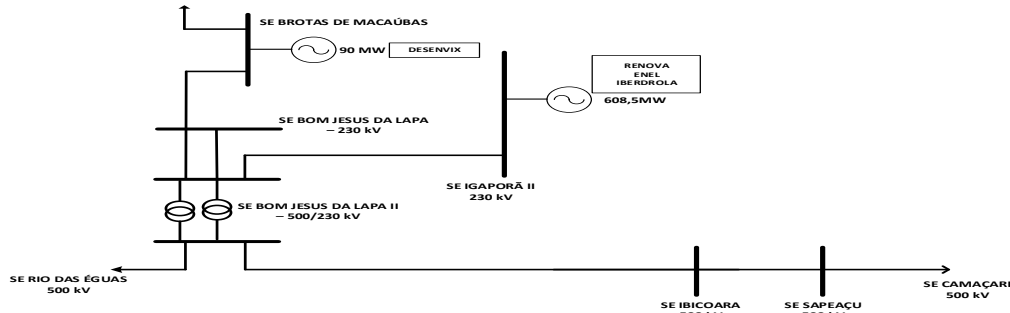


FIGURA 1 – Unifilar da Rede do Caso Igaporã II

2.2 Problemas Encontrados

Através das simulações em regime permanente (8), observou-se grande dificuldade em controlar a tensão na SE 230 kV Igaporã II com geração elevada, tendo em vista que o tipo de controle disponível na grande maioria dos parques eólicos seria o controle de fator de potência. Foram feitas simulações de estabilidade tensão com fator de potência unitário e fator de potência capacitivo nos parques eólicos. Evidenciou-se que um fator de potência capacitivo permitia um maior escoamento de geração mantendo as tensões na SE Igaporã II dentro da faixa operativa em condição normal. A comparação pode ser vista na figura 2a) e b) a seguir.

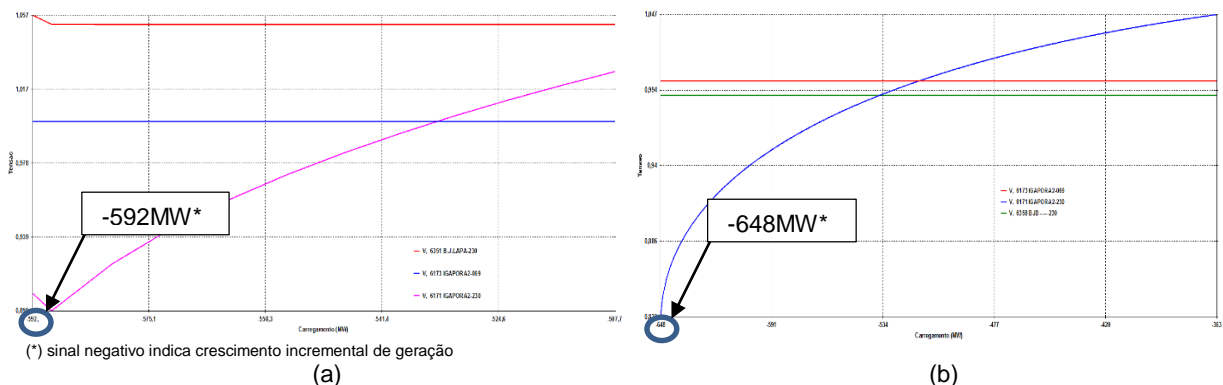


FIGURA 2 – Limite de de estabilidade de escoamento de geração do sistema de Igaporã II: (a) com fator de potência unitário nos aerogeradores, (b) com fator de potência capacitivo nos aerogeradores

Com base nessas simulações, foi recomendado para a operação que, em caso de geração elevada, deveria ser solicitado que os agentes eólicos operassem com controle de fator de potência capacitivo, afim de evitar restrições de geração, com o intuito de manter as tensões dentro do limite operacional e em uma faixa segura com relação ao limite de estabilidade de tensão. Esta medida garantiu a possibilidade de escoamento pleno da geração eólica derivada da SE Igaporã II.

Os agentes envolvidos foram informados que, o não cumprimento do controle de fator de potência capacitivo para geração eólica elevada, poderia resultar em restrição de geração deste agente, de modo a evitar tensões baixas nos barramentos de 230 e 69 kV da SE Igaporã II, o que prejudicaria os demais agentes conectados a esta barra. Alguns parques eólicos quando entraram em operação não possuíam o controle de fator de potência de forma adequada, o que levou o operador a solicitar redução de geração nestas instalações.

Posteriormente, foi necessário avaliar a inclusão do parque gerador derivado da SE Igaporã II, setor de 230 kV, chegando a um total de 781,7 MW de geração eólica na SE Igaporã II, acima do limite de escoamento disponível na Rede elétrica em operação. Soluções usando recursos da Rede e dos aerogeradores foram avaliadas já que a implantação de expansão da Rede, em especial da SE 500/230 kV Igaporã III, não havia ocorrido.

2.3 Soluções Indicadas

No intuito de explorar a capacidade total da LT 230 kV Igaporã II – Bom Jesus da Lapa II de 671 MVA, foi necessário reavaliar o controle de potência ativa e reativa dos parques eólicos, garantindo a segurança operacional adequada. Para isto, recomendou-se que os agentes eólicos implementassem o controle de potência reativa dos parques por meio da modalidade controle de tensão, em que se define um barramento de referência da tensão, mantendo-a independente da geração de potência ativa dos parques. Além disso, os agentes eólicos tiveram que testar e colocar em operação o controle de potência ativa, já que o sistema de transmissão era insuficiente para o escoamento da geração ali instalada.

A Figura 3 a seguir mostra a curva PxV a partir da utilização da modalidade de controle de tensão dos parques eólicos. Observa-se que a capacidade de escoamento aumenta em comparação ao controle de fator de potência, passando a ter como fator limitante de escoamento a capacidade de transmissão da LT 230 kV Igaporã II – Bom Jesus da Lapa II de 671 MVA.

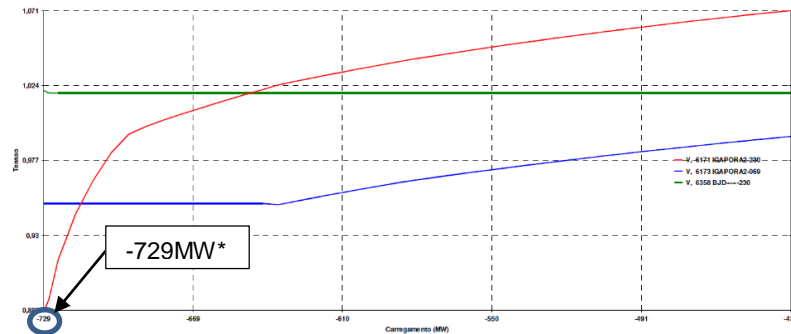


FIGURA 3 – Limite de de estabilidade de escoamento de geração do sistema de Igaporã II com a modalidade controle de tensão

A partir da definição do controle da potência reativa dos parques eólicos por meio do controle de tensão, como também o controle de potência ativa, os agentes proprietários realizaram testes reais nos sistemas de controle dos parques eólicos, obtendo êxito e colocando em operação estes recursos.

A Figura 4 a seguir mostra o comparativo dos resultados da operação entre o período de controle do fator de potência e do controle de tensão durante o período de maior geração na região.

Observa-se que com o aprimoramento do controle de potência reativa por meio do controle de tensão, bem como a implementação efetiva em todos os parques, foi possível operar os parques eólicos, inclusive com variações de potência ativa significativas, sem grandes variações na tensão. Além disso, o controle da potência ativa nos parques, possibilitou o escoamento máximo de geração sem a superação da capacidade operativa da LT 230 kV Bom Jesus da Lapa II – Igaporã II.

A implementação dos controles de tensão e de potência ativa dos parques também diminui a ação do ONS junto aos agentes.

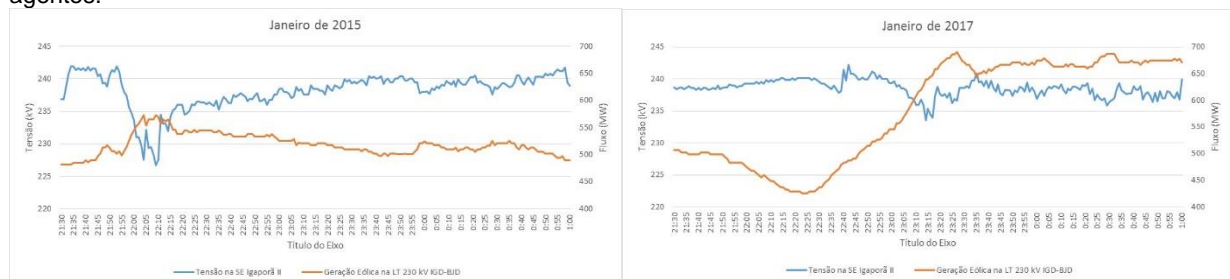


FIGURA 4 – Total de geração e tensão no barramento 230 kV da SE Igaporã II

3.0 – CASO IGAPORÃ III

3.1 Configuração de Rede

A integração de outro grupo de geração eólica foi estudada (9) para conexão na região de Igaporã III e Pindaí II, num total a ser acrescido de 430 MW de potência instalada. Sendo 271 MW com conexão para o setor de 69 kV da SE Pindaí II, 113,1 MW no 230 kV da SE Pindaí II e 45,9 MW no setor de 230 kV na SE Igaporã III. Devido ao atraso da configuração completa da SE Igaporã III, uma primeira análise foi realizada considerando a entrada em operação da SE Igaporã III (apenas o setor de 230 kV), a transformação 230/69 kV - 2x150 MVA da SE Pindaí II, uma LT 230 kV

Pindaí II - Igaporã III, com 49,59 km de extensão e uma LT de 230 kV Igaporã II - Igaporã III, de circuito duplo, com 5,33 km de extensão cada. A outra configuração de rede também analisada considera o setor de 500 kV da SE Igaporã III e seus dois autotransformadores 500/230 kV - 2x750 MVA. O diagrama unifilar da região de interesse está apresentado na Figura 5.

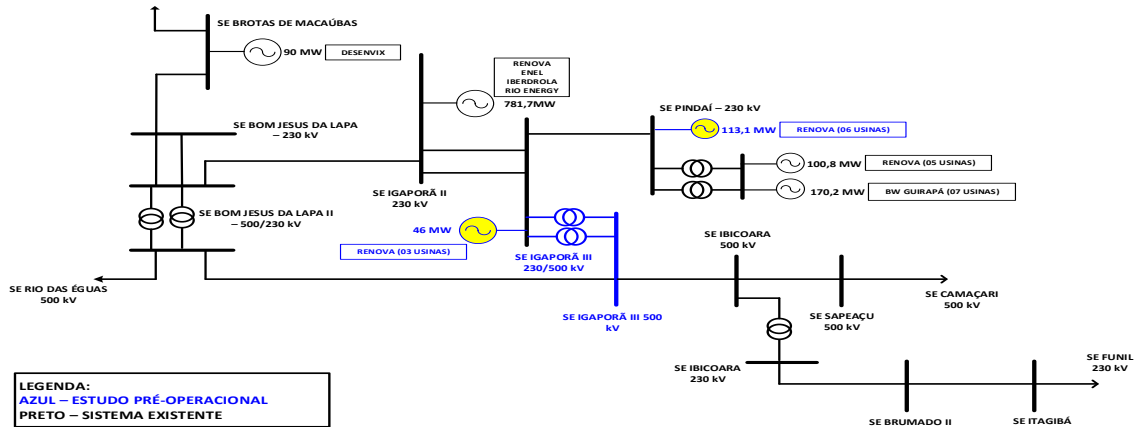


FIGURA 5 – Unifilar da Rede do Caso Igaporã III

3.2 Problemas Encontrados

Antes da entrada do setor de 500 kV da SE Igaporã III, o principal fator limitante é a capacidade da LT 230 kV Igaporã II – Bom Jesus da Lapa II, que é inferior ao limite de estabilidade de tensão.

Com a entrada do setor de 500 kV da SE Igaporã III, o carregamento da linha LT 230 kV Igaporã II – Bom Jesus da Lapa II não é mais um fator limitante e o limite de estabilidade de tensão foi ampliado, em regime permanente, dado a entrada de novas obras na Rede básica.

Contudo, para a condição de indisponibilidade da LT 500 kV Igaporã III - Ibicoara ou da LT 500 kV Ibicoara - Sapeaçu pode ocorrer colapso de tensão na região de Igaporã II - Igaporã III - Pindaí II e no eixo 230 kV Bom Jesus da Lapa II - Senhor do Bonfim II, caso a geração eólica esteja elevada na região. Desta forma, para que o sistema não apresente instabilidade de tensão para essas condições de contingências, faz-se necessário a redução de geração para recuperar as tensões.

A indisponibilidade da LT 500 kV Ibicoara - Sapeaçu também pode levar a sobrecarga de 160% no autotransformador 500/230 kV da SE Ibicoara e de 132% na LT 230 kV Ibicoara - Brumado. Como solução para esse problema, observa-se a necessidade de implantação de um esquema especial de proteção para que, em caso de sobrecarga superior a 40% no transformador 500/230 kV da SE Ibicoara, comande a abertura da LT 230kV Brumado - Itagibá, eliminando a sobrecarga nos equipamentos.

3.3 Análise das Curvas PxV e Estabilidade Eletromecânica

A análise de estabilidade de tensão foi realizada e para a condição de regime permanente o limite máximo de escoamento com a configuração completa da SE Igaporã III passou a ser de 1.276,7 MW, viabilizando o escoamento pleno da geração eólica em integração. Contudo, para a condição de contingência de linhas de 500 kV, o escoamento total implica em colapso de tensão. De acordo com a Figura 6a), condição de contingência na LT 500 kV Igaporã III - Ibicoara, o máximo de geração que pode ser escoada em Igaporã III 230kV, Pindaí II 230 kV e 69 kV é de 320 MW. Para a condição de contingência na LT 500 kV Ibicoara - Sapeaçu, o máximo de geração em Igaporã III 230 kV e Pindaí II 230 e 69 kV é de 365 MW, conforme Figura 6b). Logo, para a condição de contingência na rede, caso a geração eólica esteja elevada, haverá necessidade de corte automático de geração.

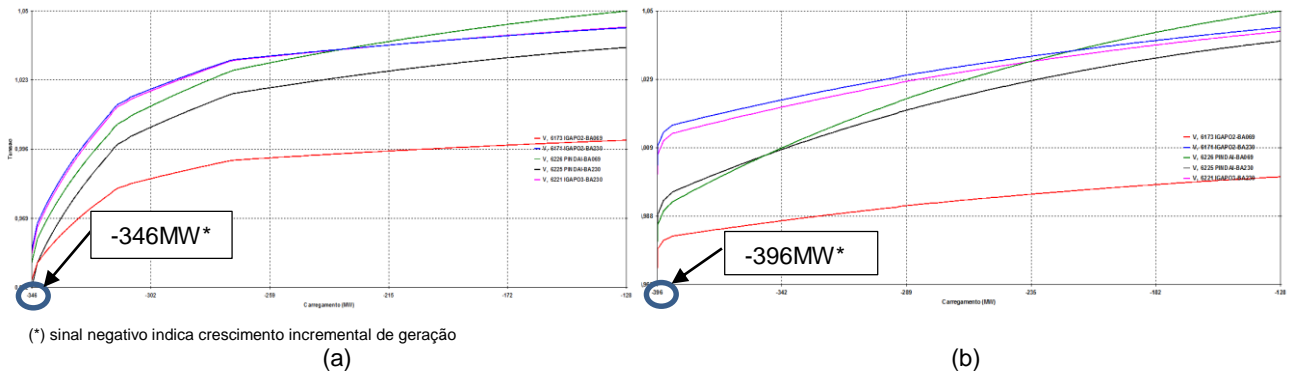


FIGURA 6 - Curva PxV na condição de contingência da LT 500 kV Igaporã III - Ibicoara (a) e contingência da LT 500 kV Ibicoara – Sapeaçu (b)

Após determinado o limite de transmissão do sistema diante da condição de contingência da rede, foram realizadas as análises de estabilidade eletromecânica e definido o corte de geração necessário para recuperar as tensões da Rede. A Figura 7. apresenta as curvas de tensão das barras da região de interesse na simulação desta contingência e atuação do SEP.

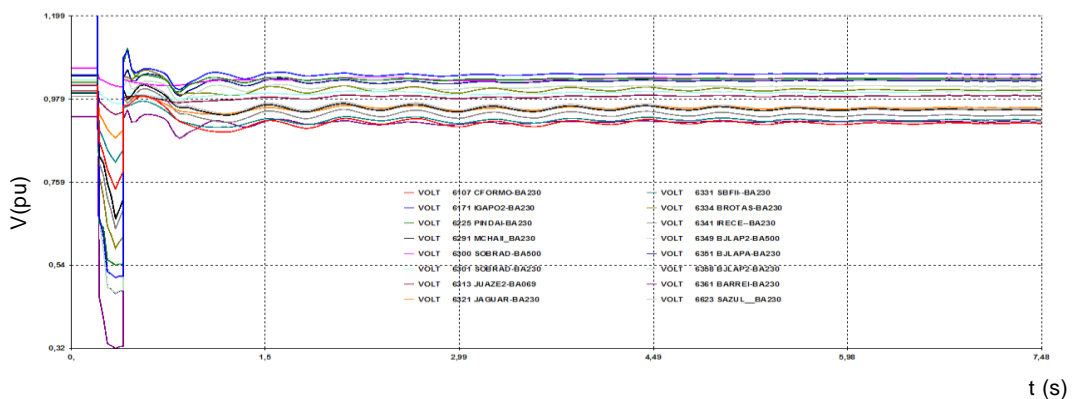


FIGURA 7 - Comportamento das tensões da área Sudoeste do sistema Nordeste na contingência da LT 500 kV Igaporã III - Ibicoara seguida de atuação do SEP de corte de geração em Pindaí II 69 kV

A abertura da LT 500 kV Igaporã III - Ibicoara, para eliminação do defeito, ocorreu em $t = 200$ ms de simulação. Após 200 ms da abertura da linha, foi simulada a atuação do SEP, que corta 271 MW de geração na SE Pindaí II 69 kV. Após a atuação do SEP pode ser observada a recuperação das tensões do sistema.

3.4 Soluções Indicadas

Após o seccionamento da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Ibicoara na SE Igaporã III, contingências no trecho 500 kV Igaporã III – Ibicoara - Sapeaçu podem levar ao colapso de tensão na região de Igaporã II - Igaporã III – Pindaí II e no eixo 230 kV Bom Jesus da Lapa II - Senhor do Bonfim II, com geração elevada nos parques eólicos conectados nessa região. A solução indicada é o corte de geração, através de SEP para recuperação das tensões na ocorrência dessas contingências. O SEP monitora o somatório dos fluxos nos dois autotransformadores da SE Igaporã III, quando ultrapassar 900 MW e ocorrer contingência na LT 500 kV Igaporã III – Ibicoara ou LT 500 kV Ibicoara - Sapeaçu, deverá ser cortado geração derivada da SE Pindaí II 69 kV.

Adicionalmente, a indisponibilidade da LT 500 kV Ibicoara - Sapeaçu pode levar a carregamento de até 160% no ATR 500/230 kV da SE Ibicoara e de até 132% na LT 230 kV Igaporã – Brumado II. Como solução para esse problema, será instalado um SEP para que, em caso de sobrecarga no ATR 500/230 kV da SE Ibicoara acima de 140%, e após 5 segundos, seja enviado comando para a abertura da LT 230 kV Brumado - Itagibá, de forma a eliminar tais sobrecargas.

4.0 – CASO SUL

4.1 Configuração de Rede

A região Sul do Rio Grande do Sul é suprida pela SE 525/230 kV Povo Novo e por 5 circuitos de 230 kV sendo a LT 230 kV Alegrete 2 – Livramento 2 interligando com a região Oeste, a LT 230 kV P. Médici – Santa Cruz 1 com a região Central e as LT 230 kV P. Médici – Camaquã, LT 230 kV Povo Novo – Camaquã 3 e LT 230 kV Pelotas 3 – Camaquã 3 com a região metropolitana de Porto Alegre. Nesta região ainda está localizado o complexo termelétrico a carvão UTE Presidente Médici + Candiota III, grande parte de geração eólica instalada neste estado (cerca de 67% da potência instalada) e ainda duas interligações com o Uruguai (C.F. Melo e C.F. Rivera). Destaca-se que o conjunto Eólico Livramento 2 e a C.F. Rivera podem ser considerados na região Oeste do Rio Grande do Sul.

4.2 Problemas Encontrados

Tendo em vista a entrada em operação de um montante significativo de geração eólica na região Sul do RS (1125 MW), a entrada da C.F. Melo (500 MW), elevando a capacidade de transferência de energia do Uruguai para o Brasil, que somente era possível pela C.F. Rivera (72 MW), associada a geração elevada nas UTE P. Médici (limitada em 223 MW), Candiota III (350 MW) e Uruguaiana (localizada na região Oeste do RS, atualmente indisponível porém com capacidade instalada de 640 MW), e ainda cenário de reduzida carga nesta região, verifica-se uma limitação de transmissão para escoamento destas gerações, notadamente em cenários de contingências de linhas de transmissão.

Desta forma, visando evitar a ocorrência do colapso de tensão e consequentemente corte de carga na região Sul do Rio Grande do Sul após contingências (em especial a contingência da LT 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo), as recomendações do Relatório de Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral, indicam a necessidade de monitoração de um limite máximo de escoamento de energia na região Sul do Rio Grande do Sul. Caso ocorra violação do limites seria necessário a limitação prévia em regime normal de operação das gerações eólicas.

A solução estrutural prevista para evitar o referido problema são os empreendimentos integrantes do lote A4 do Leilão nº 004/2014-ANEEL, sendo caracterizado pela duplicação do tronco de transmissão de 525 kV da SE Santa Vitória do Palmar 2 até a região metropolitana de Porto Alegre, previsto para final do ano de 2018.

Visando evitar a limitação prévia da geração eólica nesta região para atender uma eventual contingência foi proposto um SEP para corte de geração, quando da contingência da LT 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo (10).

4.3 Análise das Curvas PxV e Estabilidade Eletromecânica

Para o problema apresentado, colapso de tensão quando da contingência da LT 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo, as curvas PV apresentam valores bem mais favoráveis de possibilidade de explorar a geração das usinas eólicas localizadas nestas regiões.

De acordo com a Figura 8, na condição de contingência na LT 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo, o máximo admissível de geração no setor de 525 kV da SE Santa Vitória do Palmar 2, antes que ocorra o colapso de tensão considerando a carga mais reduzida da região, é de 560 MW, considerando maximizada a geração das fontes conectadas no 230 kV desta região. Para este cenário o fluxo na LT 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo, de Povo Novo para Nova Santa Rita, ficaria em torno de 590 MW.

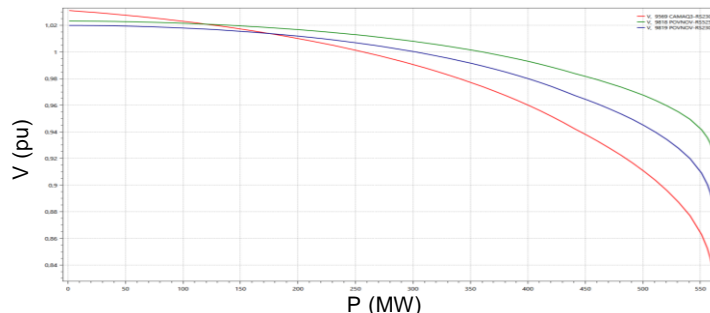


FIGURA 8 – Curva PV na condição de indisponibilidade da LT 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo e carga mínima na região Sul do Rio Grande do Sul – Incremento de geração somente no setor de 525 kV de Santa Vitória do Palmar – demais gerações do 230 kV maximizadas

A Figura 9 apresenta a simulação de um defeito monofásico na LT 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo, eliminado em 100 ms com a abertura desta linha. Verifica-se que com elevada geração e baixa carga na região Sul do Rio

Grande do Sul, após a contingência não são atendidos os critérios de estabilidade de tensão e até mesmo levando o sistema ao colapso, para fluxos superiores a 560 MW na LT 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo, sentido Povo Novo para Nova Santa Rita.

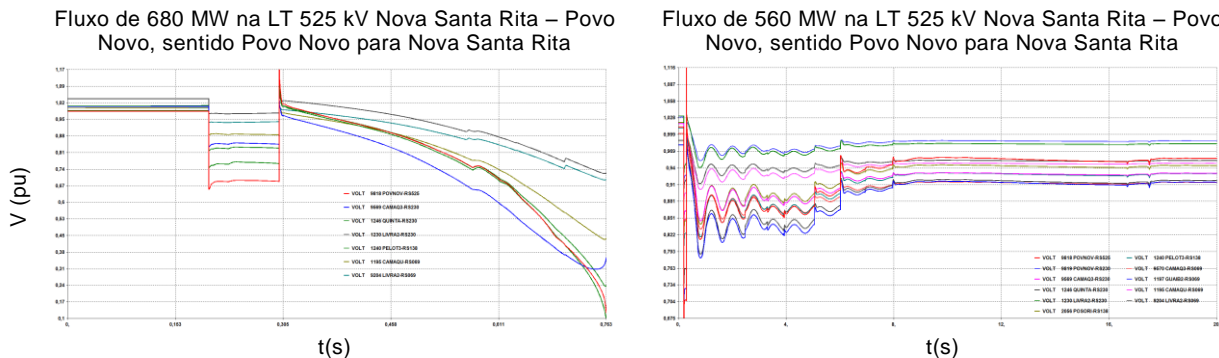


FIGURA 9 – Tensões nas SE considerando um curto-circuito monofásico eliminado em 100 ms com a abertura da LT 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo

4.4 Soluções Indicadas

Visando evitar a ocorrência do colapso de tensão e conseqüentemente corte de carga na região Sul do RS após a contingência da LT 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo foi recomendado a limitação prévia de fluxo nesta LT, no sentido de Povo Novo para Nova Santa Rita, em até 560 MW sem a C.F. Melo e 510 MW com a C.F. Melo. Esta limitação poderia inviabilizar a transferência de energia do Uruguai para o Brasil via C.F. Melo e Riveria e até mesmo ser necessária redução prévia em até 250 MW da geração eólica desta região.

Devido a característica da fonte eólica com a sua impossibilidade de armazenar e alta intermitência associado aos problemas relatados no item anterior, para evitar elevadas restrições prévias de geração em regime normal de operação na região Sul do RS, visando o atendimento a contingências, foi proposto um SEP de corte de geração, eliminando a restrição de corte prévio de geração eólica desta região. O SEP é efetivo mesmo para condição de máxima geração e reduzida carga na região Sul do RS.

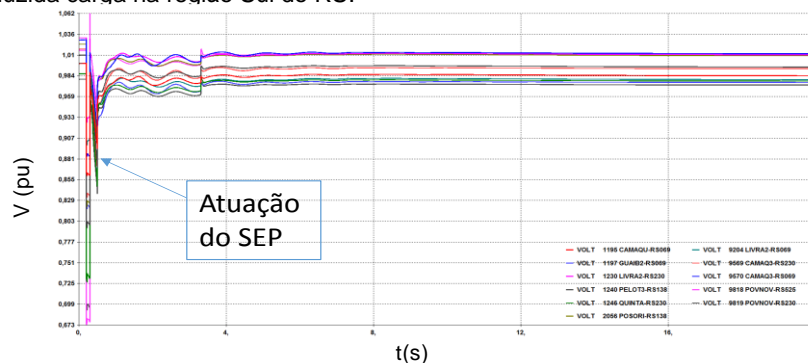


FIGURA 10 – Tensões nas SE considerando um curto-circuito monofásico eliminado em 100 ms com a abertura da LT 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo e atuação do SEP de corte de geração

5.0 - CONCLUSÃO

Como resultado dos estudos pré-operacionais, mostra-se que foi possível incorporar geração eólica em redes fracas, observando as limitações da rede e a implantação de sistemas especiais de proteção, para efetuar cortes de geração em pontos estratégicos em caso de contingências no sistema.

Em outra aplicação, a alteração da modalidade do controle de potência reativa dos aerogeradores, tomando por base os resultados das análises das curvas PV, permitiu a exploração máxima de geração eólica de forma segura em um ponto da Rede Básica.

Condições de máxima geração eólica foram definidas e sistemas especiais de proteção foram indicados e implantados para cortar geração eólica, quando necessário.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) - Thierry Van Cutsem and Costas Vournas, "Voltage Stability of Electric Power Systems", Springer, 1998.
- (2) - Thomas Ackermann, "WIND POWER IN POWER SYSTEMS – 2nd Edition", Wiley, 2012.

- (3) - Jacob Klimstra, "Power Supply Challenges – Solutions for Integrating Renewables", Publisher: Wärtsilä Finland Oy, 2nd edition, 2014.
- (4) - J. Hossain and H. R. Pota, "Robust Control for Grid Voltage Stability: High Penetration of Renewable Energy - Interfacing Conventional and Renewable Power Generation Resources", Springer, 2014.
- (5) - Le Xie, Pedro M. S. Carvalho, Luis A. F. M. Ferreira, *et al.*, "Wind Integration in Power Systems: Operational Challenges and Possible Solutions", Proceedings of the IEEE (invited paper), Vol. 99, No. 1, January 2011.
- (6) – S. Sardinha, S. Cisneiros, M. Botelho, *et al.*, "Aperfeiçoamento dos Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão de Centrais Geradoras Eólicas ao Sistema Interligado Nacional", XXIII, Outubro de 2015, Foz do Iguaçu – PR.
- (7) – Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão, Revisão 2016.12, datada de 01/01/2017
- (8) - ONS RE 3/147/2014 - Estudos Pré-Operacionais para Entrada em Operação das Usinas Eólicas da Prata, dos Araçás, Morrão, Seraíma, Tanque, Ventos do Nordeste, Piloos, Maron, Ametista, Dourados, Caetité 1, 2 E 3
- (9) - ONS RE 3/0142/2015, "Estudos Pré Operacionais para Integração ao SIN das Instalações e Usinas Eólicas Conectadas no Sudoeste da Bahia (SE Igaporã III, SE Pindaí II, SE Irecê e SE Morro do Chapéu II)".
- (10) – ONS RE 3-0122-16 - SEP de corte de geração eólica do Sul do Rio Grande do Sul_VF.pdf.

DADOS BIOGRÁFICOS



Flávia Maria Cavalcanti Ferreira, engenheira eletricista pela UFPE, em 1996, com Mestrado pela UFPE, em 1998, e MBA Master em Desenvolvimento Gerencial – CAISE, na PUC - Rio, em 2012. Trabalha no ONS – no Núcleo Norte Nordeste desde ABR/2000. Tem experiência na área de Ampliações e Reforços e Acessos à Rede Básica, onde trabalhou até JUN/2013. Atua na área planejamento da Operação elétrica de curto prazo do Núcleo Norte Nordeste, realiza estudos pré-operacionais de regime permanente, transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos.

Anderson Rotay Gaspar, engenheiro eletricista pela UFF, em 2005, especialista em Proteção de Sistemas Elétricos pela UFRJ, em 2007 e especialista em Sistemas de Energia Elétrica – CESE pela UNIFEI, em 2008. Começou no ONS como engenheiro em 2003 na Gerência de Proteção e Controle e desde 2009 atual na Gerência de Planejamento da Operação Elétrica do Subsistema Sul e Mato Grosso do Sul do Núcleo Sul, em Florianópolis. Tem experiência na área de proteção e de simulação computacional aplicada a estudos de regime permanente e transitórios eletromecânicos e participa de estudos pré-operacionais.

Antonio Carlos Moreira de Melo Filho, engenheiro eletricista pela UFCG, em 2007. Trabalha no ONS desde JUN/2008. Começou no Centro Regional de Operação Nordeste e atualmente trabalha no planejamento da Operação Elétrica de curto prazo do Núcleo Norte Nordeste. Tem experiência na área de simulação computacional aplicada a estudos de regime permanente, transitórios eletromecânicos e participa de estudos pré-operacionais.

Antonio Samuel Neto, engenheiro eletricista pela UFPE, em 2003, mestrado pela UFPE, em 2005. Trabalha no ONS desde OUT/2005 no Núcleo Norte Nordeste. Tem experiência na área de simulação computacional aplicada a estudos de regime permanente, transitórios eletromagnéticos e participa de estudos pré-operacionais.

Cláudia Maria Carriço de Lima Menezes, engenheira eletricista pela UFPA, em 1985, pós-graduada em Sistemas Elétricos de Potência pela UNICAMP, em 1989, e pela UFPE, em 2003. Trabalhou na Eletronorte, no período de AGO/1986 a ABR/1999. Trabalha no ONS desde MAI/1999, no planejamento da Operação elétrica de curto prazo do Núcleo Norte Nordeste. Tem experiência na área de simulação computacional aplicada a estudos de regime permanente, transitórios eletromecânicos e participa de estudos pré-operacionais.

Felipe Rodrigues Sobral, engenheiro eletricista pela UFPE, em 1998, pós-graduado em Sistema de Potência pela UFPE, 2003, e MBA Master em Desenvolvimento Gerencial – CAISE, na PUC - Rio, em 2012. Trabalha no ONS desde AGO/1999. Começou no Centro Regional de Operação Nordeste e atualmente trabalha no planejamento da Operação Elétrica de curto prazo do Núcleo Norte Nordeste. Tem experiência na área de operação de sistemas de potência, simulação computacional aplicada a estudos de regime permanente, transitórios eletromecânicos e participa de estudos pré-operacionais.

Katia Cristina Vieira de Melo, engenheira eletricista formada pela UFPE, em 1986. Trabalhou na Celpe, no período de MAR/1987 a JAN/2000. Trabalha no ONS desde FEV/2000, no planejamento da Operação elétrica de curto prazo do Núcleo Norte Nordeste (NNNE). Tem experiência na área de simulação computacional aplicada a estudos de regime permanente, transitórios eletromecânicos e participa de estudos pré-operacionais.

Mônica Falcão Souto, engenheira eletricista formada pela UFPE, em 1981. Trabalhou na Chesf, no período de ABR/1984 a MAR/2000. Trabalha no ONS desde MAR/2000, no planejamento da Operação Elétrica de curto prazo do Núcleo Norte Nordeste (NNNE). Tem experiência na área de simulação computacional aplicada a estudos de regime permanente, transitórios eletromecânicos e participa de estudos pré-operacionais.

Luiz Frederico Borges Vasconcelos, engenheiro eletricista formado pela UFPE, em 1980, mestrado pela UNIFEI, em 1999, doutorado pela UNIFEI, em 2007. Trabalhou na Chesf, no período de DEZ/1981 a MAR/2000. Trabalha no ONS desde MAR/2000, no planejamento da Operação Elétrica de curto prazo do Núcleo Norte Nordeste (NNNE). Tem experiência na área de simulação computacional aplicada a estudos de regime permanente, estabilidade de tensão, transitórios eletromecânicos e participa de estudos pré-operacionais.

Paulo Eduardo Martins Quintão, engenheiro eletricista pela UFRJ, em 1993, pós-graduado pela UFRJ, JAN/1999. Trabalhou no CEPEL no período de MAR/1994 a JUN/2008. Trabalha no ONS desde JUL/2008 na Gerência de Estudos Especiais, Proteção e Controle - GPE. Participa em projetos de estabilização de sistemas através de reajustes nos controladores de unidades geradoras, além de estudos pré-operacionais. Atualmente sua principal atividade é o projeto do HVDC do Rio Madeira.