



Grupo de Estudo de Análise e Técnicas de Sistemas de Potência-GAT

Controle da Potência Reativa de Geração Eólica Para Melhoria da Margem de Estabilidade de Tensão

**LIVIA MARIA ALBUGUETTI(1); AHDA PIONKOSKI GRILO PAVANI(2); RODRIGO ANDRADE RAMOS(3);
AKKA(1);UFABC(2);EESC/USP(3);**

RESUMO

Este informe propõe o emprego da potência reativa de parques eólicos como controle preventivo para eliminação da criticidade, do ponto de vista da margem de estabilidade de tensão (MET), de um conjunto de contingências de interesse. É adotado um método de seleção e coordenação de controles que utiliza um índice de eficácia que considera disponibilidade, eficiência e custo operacional dos controles. Os resultados obtidos mostram que o uso da potência reativa de parques eólicos pode ser muito eficaz para garantir que o sistema opere mesmo em condições de contingência, com uma MET que atenda a restrições de segurança.

PALAVRAS-CHAVE

Análise da Estabilidade de Tensão, Controle Preventivo, Energia Eólica, Geradores Eólicos de Velocidade Variável

1.0 - INTRODUÇÃO

A geração de energia a partir de parques eólicos vem apresentando um crescimento significativo em vários países, o que traz novos desafios para a operação do sistema. Ao longo dessa expansão, inicialmente, o objetivo dos requisitos dos operadores do sistema relacionados à geração eólica era limitar o impacto causado por esses geradores na operação do sistema. Entretanto, o aumento do nível de penetração dessa modalidade de geração tem levado a códigos de rede mais exigentes dos operadores do sistema, como por exemplo, demandando que os parques eólicos contribuam com o controle de potência reativa [1].

O controle da potência reativa é essencial para manter a estabilidade de tensão do sistema, a qual tem sido a causa de vários blackouts nos sistemas de potência no mundo [2]. A ocorrência de tais eventos pode ser evitada usando a análise de estabilidade de tensão para avaliar o nível de segurança do sistema tanto em condições de operação normal quanto em contingências. Os requisitos de rede normalmente estabelecem valores mínimos para a margem de estabilidade de tensão (MET) para manter uma operação segura do sistema. Por exemplo, no Brasil o Operador Nacional do Sistema (ONS) estabelece uma MET mínima de 4 % ou 7 % dependendo da condição de operação do sistema (em contingência ou não) [3].

Para um conjunto de contingências com MET abaixo do limite estabelecido (as contingências críticas), ações de controle preventivo são selecionadas para aumentar este valor e, conseqüentemente, o nível de segurança do sistema. Tipicamente, essas ações constituem no controle de capacitores shunt, compensadores síncronos e compensadores estáticos. Entretanto, em sistemas com geração eólica, considerando que os parques eólicos são capazes de fornecer potência reativa para a rede e que esta opção pode ser atrativa economicamente, comparado ao custo da instalação de novos equipamentos na rede elétrica [4], [5], [6], é interessante incluir o controle dos parques eólicos como um controle preventivo na análise de estabilidade de tensão da rede.

(*) Praça d'Europa, Nº 9 - 11, 08908 L'Hospitalet de Llobregat, Barcelona - Espanha
Tel: (+34) 916 49 61 90 – Email: livia_albuguetti@yahoo.com.br

Atualmente, geradores eólicos de velocidade variável representam a tecnologia predominantemente empregada na geração eólica. O controle dos conversores permite que esses geradores possam fornecer potência reativa para o sistema, o que pode melhorar o desempenho do sistema sem aumentar a reserva de potência reativa convencional [4].

O impacto da geração eólica na estabilidade do sistema já foi investigado em vários artigos técnicos disponíveis na literatura. Por exemplo, uma metodologia para avaliar o impacto de geração eólica na estabilidade de tensão foi apresentada em [7]. Outros trabalhos focaram na modelagem da incerteza da geração eólica na análise da estabilidade de tensão, conforme a referência [8], a qual propõe a avaliação da MET para um sistema de potência considerando a incerteza da geração eólica. Em [9], a teoria de decisão baseada em *Gap Information* é usada para modelar a incerteza da geração eólica na estabilidade de tensão, que é utilizada como uma restrição em um programa de fluxo de potência ótimo.

Um método baseado em Lógica Nebulosa para coordenação de potência reativa em redes elétricas com geração eólica para melhorar a MET foi proposto em [10]. O método minimiza o desvio de tensão alterando os controles, no entanto, não considera análise de contingências. Também para finalidade de coordenação, otimização baseada na técnica de região de confiança é aplicada para coordenar a potência reativa de saída de geradores eólicos com outras fontes de potência reativa em [11]. O método, entretanto, não é aplicado para análise de contingências. Na revisão bibliográfica realizada, verificou-se que, de fato, poucos trabalhos podem ser encontrados para análise de como a potência reativa fornecida por geradores eólicos pode contribuir para melhorar a MET considerando contingências do sistema. Neste tipo de análise, o número de contingências e o grande número de controles disponíveis resulta em um problema de otimização bastante complexo.

Com isso, a contribuição deste informe consiste em propor o uso da potência reativa dos parques eólicos como controle preventivo para melhorar a margem de estabilidade de tensão do sistema considerando uma lista de contingências críticas e considerando este controle como uma alternativa aos controles convencionais. Usualmente, são utilizadas técnicas de otimização para esta finalidade, entretanto a utilização de um algoritmo de otimização não permite a comparação direta da efetividade de cada controle preventivo disponível, o que é uma informação valiosa para avaliar o uso da potência reativa de parques eólicos no problema.

Em [12], é proposta uma metodologia para selecionar um grupo de controle preventivo mais efetivo para melhorar a MET das contingências críticas. Esta metodologia permite considerar a efetividade, disponibilidade e custo de cada controle, porém no trabalho em questão não foi considerado o controle da potência reativa de parques eólicos com uma opção de controle preventivo.

Portanto, neste informe, a metodologia proposta em [12] é usada para incluir o controle da potência reativa de parques eólicos como um controle preventivo para melhorar a margem de estabilidade de tensão de um conjunto de contingências críticas. A metodologia permite selecionar e coordenar os controles utilizando um índice de eficácia, que leva em consideração a sensibilidade sobre a MET e o custo do controle selecionado. No sistema teste, são incluídas parques eólicos que utilizam geradores de indução duplamente alimentados (DFIG da sigla em inglês), os quais são amplamente empregados e apresentam uma curva de capacidade mais restrita comparada à tecnologia que usa conversor de capacidade plena. No problema, a curva de capacidade da central eólica é modelada de forma que responda os requisitos do ONS [13].

Este informe apresenta na Seção 1 a curva de capacidade de geradores eólicos tipo DFIG, na Seção 3 a metodologia utilizada para seleção e coordenação dos controles preventivos, na Seção 4 os custos dos controles preventivos (capacitores estáticos e potência reativa dos geradores eólicos), na Seção 5 o sistema-teste e os resultados numéricos e a Seção 6 resume os resultados e conclusões obtidas.

2.0 - CURVA DE CAPACIDADE DE GERADORES EÓLICOS

O crescimento da energia eólica na matriz energética dos países levou a uma atualização dos requisitos específicos dos operados do sistema para a conexão de centrais de geração baseada em energia eólica. No início, os parques eólicos eram solicitados a operarem com fator de potência unitário, priorizando a produção de potência ativa [1]. Atualmente muitos países já exigem que os geradores eólicos tenham capacidade de controlar a potência reativa trocada com o sistema. Uma faixa de operação comumente requerida de fator de potência é de 0.95 capacitivo a 0.95 indutivo [13], [14], como ilustrado na FIGURA 1 (a), que representa o perfil solicitado pelo operador de rede no Brasil (ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico).

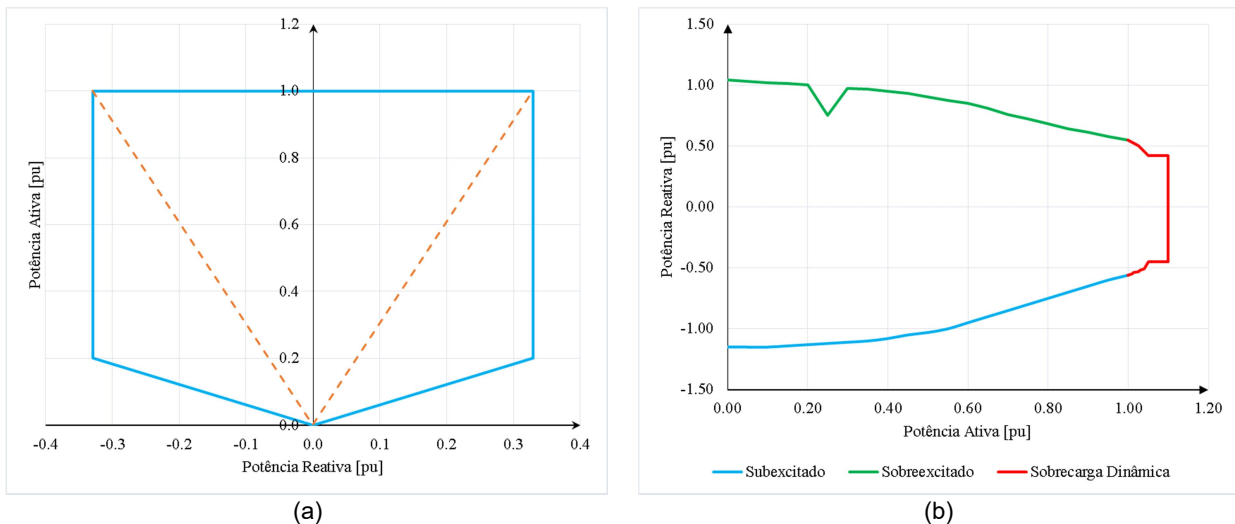


FIGURA 1 – (a) Faixa de injeção/absorção de potência reativa no ponto de conexão [13]; (b) Potência reativa de um gerador eólico tipo DFIG versus potência ativa para tensão nominal [6].

Para os geradores tipo DFIG é possível controlar a potência ativa e reativa de forma independente através do controle aplicado ao seu conversor do lado do rotor, sendo que do ponto de vista de operador do sistema, os limites deste controle pode também ser representado por uma curva de capacidade. Para os geradores síncronos, as curvas de capacidade são obtidas considerando a corrente de campo, corrente de armadura e as limitações de potência mecânica. Já para os geradores DFIG, a potência reativa de saída depende da potência ativa de saída, do escorregamento, da máxima tensão do rotor e do estator e da máxima corrente dos conversores, como apresentado por [15], [16].

A FIGURA 1 (b) apresenta a curva de capacidade de um gerador tipo DFIG, a qual foi construída utilizando a formulação apresentada por [15]. Parâmetros equivalentes típicos de um gerador tipo DFIG e de um conversor foram considerados para implementar essa curva.

Ao analisar a faixa de injeção/absorção de potência reativa solicitada pelo operador de rede (FIGURA 1 (a)) e a curva de capacidade de um gerador tipo DFIG (FIGURA 1 (b)) observa-se que um parque eólico formado por geradores tipo DFIG pode cumprir com o requisito solicitado. Pela análise da FIGURA 1 (b), é possível notar que quando o DFIG opera abaixo de sua potência nominal, a contribuição da potência reativa é possível em uma faixa mais ampla. Considerando que o fator de capacidade das usinas de energia eólica é geralmente inferior a 40%, essa capacidade de injetar potência reativa pode ser convenientemente usada para melhorar a operação do sistema.

Neste informe, a contribuição da potência reativa do gerador tipo DFIG para o sistema elétrico é modelada para responder ao requisito ilustrado na FIGURA 1 (a). Para esta finalidade, assume-se que a curva de capacidade de um único gerador eólico em pu pode ser utilizada para representar a comportamento do parque eólico, cuja potência base será a potência total do parque.

3.0 - METODOLOGIA PARA SELEÇÃO DOS CONTROLES PREVENTIVOS

Esta seção descreve a metodologia utilizada para selecionar e coordenar os controles preventivos para eliminar a violação de MET de um conjunto de contingências críticas, que é baseada no método proposto por [12]. Neste método, primeiramente calcula-se um índice que mede a eficácia de cada controle (IEC – Índice de Eficácia do Controle) sobre a margem de estabilidade de tensão de cada contingência, o qual é utilizado para classificar cada controle. Então, um algoritmo de 2 estágios é implementado a fim de selecionar o menor conjunto de controles preventivos que eliminam simultaneamente a criticidade de todas as contingências.

O IEC utiliza a sensibilidade da margem de carga em relação a cada controle. Em [12], estas sensibilidades são calculadas através do método Look-Ahead proposto por [17]. No entanto, como afirmado em [12], qualquer método que seja capaz de calcular as sensibilidades pode ser usado para classificar as contingências e para computar os índices.

O algoritmo utilizado para a análise de estabilidade de tensão é descrito nos seguintes passos, sendo que para a inicialização é necessário ter definido previamente a lista de contingências (**NC**) segundo um critério que varia de acordo com normas ou procedimentos de rede de cada país (podendo ser baseado, por exemplo, nas respectivas probabilidades de ocorrência):

- **Passo 1:** calcular a MET de cada contingência i de um número total **NC** de contingências

- **Passo 2:** classificar as **NC** contingências em ordem crescente de acordo com o seu valor de MET.
- **Passo 3:** selecionar as contingências críticas, **NCC**, ou seja, aquelas cuja MET viola o limite estabelecido pelo operador de rede.
- **Passo 4:** para cada controle preventivo, u_c , de um total de **NCT** controles preventivos disponíveis, calcular a sensibilidade S_i , da MET de cada contingência, i para esse controle. Em seguida, normalizar o vetor sensibilidade, S_i , de cada controle utilizado, obtendo o vetor S_i^n (1):

$$S_i^n = \frac{S_i}{\max(|S_i|)} \quad (1)$$

sendo $\max(|S_i|)$ o valor máximo de sensibilidade do vetor S_i para i -ésima contingência, isto é, o controle mais efetivo para aquela contingência.

- **Passo 5:** para cada controle preventivo, u_c , de um total de **NCT** controles preventivos disponíveis, calcular a sensibilidade S_i^{custo} da MET de cada contingência, i , para esse controle, ou seja, incluir o custo C_c de cada c -ésimo controle preventivo conforme equação (2):

$$S_i^{custo} = \frac{S_i^n}{C_c} \quad (2)$$

- **Passo 6:** obter o Índice de Eficácia do Controle, IEC_c , para cada controle preventivo utilizando equação (3):

$$IEC_c = \sum_{i=1}^{NCC} S_i(c) \quad (3)$$

onde $S_i(c)$ é o c -ésimo elemento do vetor S_i , isto é, a sensibilidade normalizada para o controle preventivo u_c .

- **Passo 7:** classificar os controles preventivos em ordem decrescente de valor do IEC_c , o que significa listar do controle preventivo mais eficaz (maior IEC_c) para o menos eficaz (menor IEC_c).
- **Passo 8:** Fase Top-Down. Nesta fase, os controles preventivos são selecionados e aplicados ao sistema de acordo com seu respectivo valor IEC_c , do controle com maior IEC_c para o com menor IEC_c . Isso é feito até que todas as violações de MET das contingências críticas sejam eliminadas. O resultado para esta fase é uma lista de controles que, quando utilizados ao mesmo tempo, são capazes de eliminar a criticidade de todas as contingências críticas.
- **Passo 9:** Fase Bottom-Up. Esta é a fase de refinamento, a qual é implementada com o objetivo de prevenir eventuais redundâncias entre os controles preventivos utilizados. Um controle preventivo é considerado redundante ou desnecessário se a retirada de sua aplicação não resultar em uma violação do limite de MET para qualquer contingência. Portanto, nesta fase, cada controle (no conjunto de controles preventivos obtidos a partir da etapa 8) é selecionado de acordo com seu IEC_c , dos valores mais baixos aos mais altos. Em seguida, a MET de cada contingência é calculada sem o controle selecionado e se, depois disso, a MET de todas as contingências ainda estiver acima do limite inferior estabelecido, esse controle poderá ser então eliminado do conjunto de controles preventivos. O resultado dessa fase é uma lista com o número mínimo de controles preventivos necessários e suficientes que, quando utilizados ao mesmo tempo, são capazes de eliminar a criticidade de todas as contingências críticas.

Portanto, o resultado desse algoritmo é o menor conjunto de controle preventivos efetivos considerando disponibilidade, custo e eficácia de cada controle, ou seja, o menor grupo de controles preventivos que eliminam a criticidade de uma lista de contingências críticas sob análise.

4.0 - CUSTO DOS CONTROLES PREVENTIVOS

Normalmente, ações de controle podem ser empregadas para aumentar a margem de estabilidade de tensão de um sistema. Essas ações podem ser relacionadas ao corte de carga ou ao controle da potência reativa injetada ou absorvida da rede elétrica. Como o corte de carga é sempre considerado como última opção, a MET do sistema é normalmente ajustada por ações de controle em equipamentos tais como [4] e [5]: a) chaveamento de capacitores e reatores estáticos, b) controle de compensadores estáticos com eletrônica de potência, c) compensadores síncronos e, d) geradores síncronos de plantas convencionais de geração de energia elétrica. Devido ao crescimento da inserção de geração eólica e visto que essa tecnologia também pode contribuir com potência reativa para a operação do SEP, esta passou a ser também uma opção de controle de tensão.

Os custos de fornecimento de potência reativa por um equipamento podem ser separados em custo de investimento e custo de operação de acordo com [4], [5]. O custo do suprimento de potência reativa pelos parques eólicos também pode ser modelo dessa forma.

A análise de estabilidade de tensão desenvolvida neste informe considera para controle de tensão a potência reativa dos parques eólicos e capacitores estáticos já instalados e em operação, portanto, serão considerados somente os seus respectivos custos de operação. De acordo com [5], o custo operacional do suprimento de potência reativa por geradores eólicos que utilizam conversores (WEC – *Wind Energy Converters*) podem ser divididos em faixas conforme FIGURA 2 (a) e, como pode ser observado: 1) para uma dada potência reativa esse custo diminui com o aumento da potência ativa; 2) esse custo aumenta com o aumento potência reativa utilizada, devido ao fato de que o suprimento de potência reativa concomitantemente com suprimento de potência ativa gera um aumento das perdas conversor (lado rede), sendo que essas perdas adicionais necessitam ser compensadas por potência ativa (custos adicionais).

Por outro lado o custo operacional do capacitor estático é dado pela curva vermelha na FIGURA 2 (b), a qual apresenta a indicação das faixas de custo dos geradores eólicos conforme foi apresentado na FIGURA 2 (a). Vale ressaltar que estes custos são dados em uma unidade monetária fictícia por kvarh, pois a análise visa apresentar a ordem de grandeza desses custos e suas dependências.

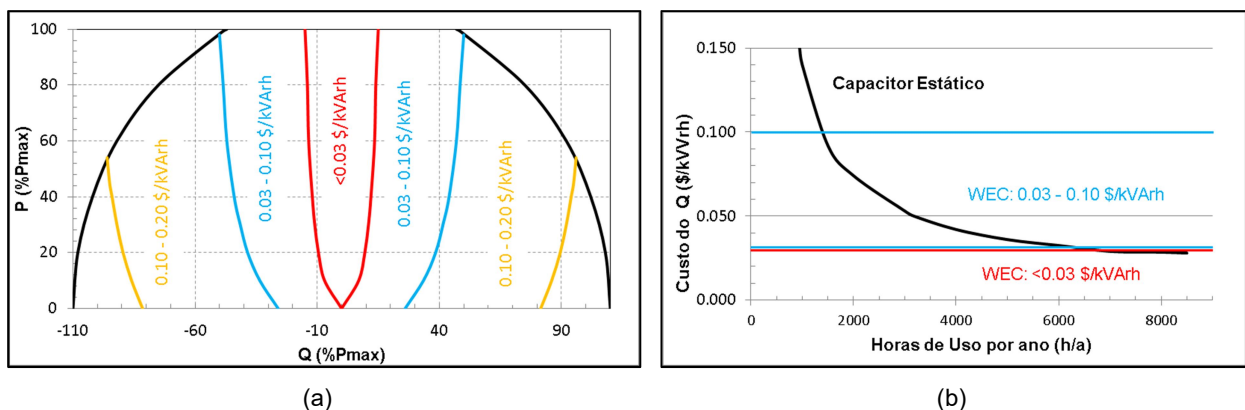


FIGURA 2 – (a) Faixas de custo operacional do suprimento de potência reativa por geradores eólicos que utilizam conversores; (b) Custo do capacitor estático em comparação com as faixas de custo do gerador eólico [5].

Dessa forma, o suprimento de potência reativa por geradores eólicos numa faixa de baixo custo – ou seja, menor que 0.03 \$/kVArh (aproximadamente $|Q_{max}| < 15\% P_{max}$) – é mais barata que os capacitores. Já para a faixa de custo médio de 0.03-0.10 \$/kVArh (aproximadamente $15\% P_{max} < |Q_{max}| < 50\% P_{max}$), o custo da potência reativa dos geradores eólicos em relação aos capacitores estáticos depende da quantidade de horas/ano de utilização [5]. A Seção 5.0 apresentará como essas informações de custo foram inseridas na metodologia.

5.0 - SIMULAÇÕES E RESULTADOS

O sistema-teste de 118 barras do IEEE disponibilizado pela universidade de Washington [18] foi utilizado para testar a metodologia proposta. Assumiram-se para esse sistema que os únicos elementos destinados exclusivamente à compensação de potência reativa são bancos estáticos de capacitores. As simulações foram realizadas utilizando a rotina Fluxo de Potência Continuada (CPF – *Continuation Power Flow*) do software PSAT em ambiente Matlab, que usa o método de Newton-Raphson para calcular os fluxos de potências e o método de interseção perpendicular para a etapa do passo corretor para calcular e aplicar os incrementos de carga do CPF.

O sistema-teste base [18] foi modificado para que representasse um sistema com penetração de geração eólica de 25%. Portanto, em 5 barras nas quais originalmente geradores síncronos eram modelados como barras PV foram feitas modificações de forma a substituir tais modelos pelos de geradores eólicos, sendo para isso convertidas em barras PQ. O critério utilizado para escolha foi baseado na análise da potência gerada por estas barras no caso base (como geradores síncronos) a fim de que a soma alcançasse o nível de penetração desejado. A capacidade instalada de cada parque eólico é apresentada na Tabela 1. Os parques eólicos são compostos de um conjunto de geradores eólicos, cada um com potência nominal de 2,0 MW e potência reativa $\pm 0,329$ pu, resultando em um fator de potência máximo de 0.95.

Para as análises de fluxo de potência, os parques eólicos são representados com o modelo de gerador a velocidade variável dado por [19]. Neste modelo, a potência ativa de saída é função da velocidade de vento média e a barra a qual o parque eólico está conectado é modelada como tipo PQ. A potência de saída dos parques eólicos considerado no caso base é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 - Dados dos parques eólicos.

N° Barra	N° Geradores Eólicos	Potência Instalada do Parque Eólico		Potência
		P [MW]	Q [Mvar]	Despachada do Parque Eólico [MW]
12	45	90	± 29.6	85
25	110	220	± 72.4	220
46	15	30	± 9.9	19
65	200	400	± 131.6	391
80	240	480	± 157.9	477

Para a análise de estabilidade de tensão desenvolvida neste informe, serão considerados como controles preventivos os capacitores estáticos instalados no sistema e a potência reativa dos parques eólicos, conforme apresentado na Tabela 2, totalizando 12 controles. Ressalta-se que outros equipamentos de controle de tensão (taps de transformadores, FACTS – *Flexible Alternating Current Transmission System*, etc) podem ser facilmente modelados e avaliados segundo a metodologia proposta neste informe, pois são capazes de controlar a potência reativa em uma faixa contínua similar a potência reativa fornecida pelos geradores eólicos.

A Tabela 2 apresenta a capacidade, a disponibilidade e o custo de cada controle preventivo. Os custos são dados em uma unidade monetária fictícia e refletem os custos fixos relativos de cada controle, refletindo principalmente os custos de manutenção e operação destes equipamentos. Analisando a FIGURA 2 (a) e (b) e assumindo uma utilização média de 4000 h/ano, obtém-se que o custo dos capacitores estáticos é de 0.045 \$/kVArh (180 \$/kVAr) e para o parque eólico despachado com 0.329pu é de 0.065 \$/kVArh (260 \$/kVAr).

Tabela 2 - Controles Preventivos de Tensão.

Tipo	Controle		Capacidade Instalada		Disponibilidade [%]	Custo [\$]
	Preventivo	N° Barra	Qmax [Mvar]	Qmin [Mvar]		
Parques Eólicos	u_c					
	1	12	29.6	-29.6	100	77
	2	25	72.4	-72.4	100	188
	3	46	9.9	-9.9	100	26
	4	65	131.6	-131.6	100	342
Capacitores Estáticos	5	80	157.9	-157.9	100	411
	6	6	50.0	0.0	100	130
	7	32	42.0	0.0	100	109
	8	55	23.0	0.0	100	60
	9	56	15.0	0.0	100	39
	10	70	32.0	0.0	100	83
	11	77	70.0	0.0	100	182
	12	104	23.0	0.0	100	60

O caso base para este sistema-teste possui uma MET de 19.53%. Por simplicidade, as cargas foram modeladas como modelo de potência constante, embora qualquer outro modelo estático possa ser facilmente utilizado. O critério de segurança N-1 foi empregado considerando contingências de linhas de transmissão gerando um total de 160 contingências. Ressalta-se que contingências que levariam a ilhamento de parte do sistema não foram consideradas. Uma MET de 7% foi considerada como critério de avaliação da segurança de tensão do sistema-teste 118 barras do IEEE, sob contingências. No entanto, qualquer outro nível de segurança pode ser facilmente adotado.

A metodologia para seleção dos controles preventivos foi aplicada na sequência dos passos apresentados na Seção 3, ou seja, Passos 1 e 2 foram executados e a MET calculada para as 160 contingências. Aplicando o Passo 3 obteve-se 24 contingências críticas conforme apresentado na Tabela 3.

No Passo 4 cada um dos 12 controles preventivos (Tabela 2) foi aplicado a cada contingência crítica, resultando em um vetor de sensibilidade S_i para cada controle u_c , o qual foi normalizado também no Passo 4 (S_i^n), e adicionado seu custo no Passo 5 (S_i^{custo}), obtendo então a matriz apresentada na Tabela 4. Vale ressaltar que os controles preventivos foram despachados em sua capacidade máxima, ou seja, 100% de sua disponibilidade total.

Tabela 3 - MET das Contingências Críticas.

Contingência Crítica i	Identificação da Contingência	MET i	Contingência Crítica i	Identificação da Contingência	MET i
1	(69 - 77)	1.2651	13	(42 - 49)B	6.0947
2	(69 - 75)	3.4985	14	(22 - 23)	6.1616
3	(47 - 49)	4.6750	15	(47 - 69)	6.2232
4	(70 - 71)	5.0807	16	(78 - 118)	6.3051
5	(5 - 6)	5.1243	17	(24 - 70)	6.4051
6	(71 - 72)	5.1732	18	(49 - 69)	6.4231
7	(98 - 100)	5.2008	19	(8 - 30)	6.7182
8	(26 - 30)	5.4825	20	(100 - 103)	6.8280
9	(30 - 38)	5.6539	21	(80 - 96)	6.8432
10	(45 - 49)	5.7755	22	(76 - 118)	6.8729
11	(64 - 65)	5.8511	23	(77 - 82)	6.9164
12	(42 - 49)A	6.0947	24	(49 - 51)	6.9877

Tabela 4 - Vetores de sensibilidade normalizados de cada controle preventivo u_c para todas as contingências críticas.

		Controles Preventivos (u_c)											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Contingências Críticas (i)	1	0.0001	0.0000	0.0002	0.0002	0.0024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002	0.0040	0.0000
	2	0.0001	0.0000	0.0004	-0.0008	0.0024	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0007	0.0029	0.0000
	3	0.0001	0.0000	0.0010	0.0003	0.0024	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0056	0.0028	0.0000
	4	0.0003	0.0001	0.0011	0.0009	0.0024	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000	0.0015	0.0007	0.0000
	5	0.0002	0.0000	0.0003	0.0003	0.0019	0.0077	0.0001	0.0000	0.0000	0.0044	0.0022	0.0000
	6	0.0002	0.0000	0.0006	0.0018	0.0024	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0057	0.0028	0.0000
	7	0.0001	0.0000	0.0002	0.0002	0.0024	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0058	0.0029	0.0000
	8	0.0003	0.0003	0.0009	0.0008	0.0024	0.0001	0.0004	0.0000	0.0000	0.0005	0.0048	0.0000
	9	0.0003	0.0001	0.0007	0.0005	0.0024	0.0002	0.0002	0.0000	0.0000	0.0011	0.0048	0.0000
	10	0.0002	0.0001	0.0309	0.0006	0.0024	0.0001	0.0002	0.0000	0.0000	0.0095	0.0048	0.0000
	11	0.0003	0.0001	0.0009	-0.0013	0.0024	0.0001	0.0002	0.0000	0.0000	0.0008	0.0048	0.0000
	12	0.0002	0.0000	0.0006	0.0005	0.0016	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0005	0.0055	0.0000
	13	0.0002	0.0000	0.0006	0.0005	0.0016	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0005	0.0055	0.0000
	14	0.0001	0.0000	0.0004	0.0004	0.0024	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0055	0.0051	0.0000
	15	0.0001	0.0000	0.0002	0.0012	0.0024	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0003	0.0021	0.0000
	16	0.0001	0.0000	0.0003	0.0002	0.0024	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.0038	0.0021	0.0000
	17	0.0002	0.0000	0.0006	0.0005	0.0024	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0003	0.0028	0.0000
	18	0.0008	0.0002	0.0029	0.0024	0.0024	0.0004	0.0005	0.0001	0.0001	-0.0272	0.0030	0.0001
	19	0.0002	0.0000	0.0124	0.0003	0.0024	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0040	0.0037	0.0000
	20	0.0001	0.0000	0.0003	0.0002	0.0024	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0039	0.0021	0.0001
	21	0.0001	0.0000	0.0319	0.0003	0.0024	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0054	0.0028	0.0000
	22	0.0001	0.0000	0.0120	0.0002	0.0024	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0039	0.0021	0.0000
	23	0.0002	0.0001	0.0006	0.0023	0.0024	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0081	0.0044	0.0000
	24	0.0001	0.0000	0.0003	0.0002	0.0024	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0040	0.0020	0.0000

A partir dos vetores de sensibilidade normalizados S_i^{custo} indicados na Tabela 4, o índice IEC_c é calculado no Passo 6 e classificado em ordem decrescente no Passo 7, ou seja, do controle mais efetivo para o menos efetivo, os controles com seus respectivos valores de IEC_c são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 - Índice de Eficácia de cada Controle.

Controle Preventivo u_c	IEC_c	Controle Preventivo u_c	IEC_c
3	0.1003	1	0.0044
11	0.0808	7	0.0030
5	0.0562	2	0.0014
10	0.0486	12	0.0008
4	0.0126	8	0.0004
6	0.0101	9	0.0003

A fase *Top-Down* (Passo 8) revela a necessidade de aplicar os 5 controles preventivos mais eficazes apresentados na lista da Tabela 5, isto é, controles preventivos #3, #11, #5, #10 e #4 (3 parques eólicos e 2 capacitores estáticos), a fim de eliminar concomitantemente a criticidade de todas as contingências críticas. Os valores de MET para este passo é apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 - MET para a fase *Top-Down* (Passo 8).

Contingência Crítica i	Identificação da Contingência	MET i	Contingência Crítica i	Identificação da Contingência	MET i
1	(69 - 77)	8.6526	13	(42 - 49)B	11.9040
2	(69 - 75)	7.3133	14	(22 - 23)	12.6444
3	(47 - 49)	11.2653	15	(47 - 69)	12.2062
4	(70 - 71)	9.4081	16	(78 - 118)	12.9994
5	(5 - 6)	11.8236	17	(24 - 70)	10.9419
6	(71 - 72)	10.7360	18	(49 - 69)	10.1503
7	(98 - 100)	12.1062	19	(8 - 30)	12.9846
8	(26 - 30)	10.1265	20	(100 - 103)	12.0647
9	(30 - 38)	10.1831	21	(80 - 96)	12.2592
10	(45 - 49)	11.8875	22	(76 - 118)	12.2932
11	(64 - 65)	10.1041	23	(77 - 82)	12.3745
12	(42 - 49)A	11.9040	24	(49 - 51)	12.3560

A fase *Bottom-Up* (Passo 9) testa, então, se houve algum eventual controle preventivo incluído no Passo 8 que possa ser eliminado. A primeira iteração desta fase consiste em manter o controle número #4 (que foi o último selecionado na fase *Top-Down* – Passo 8) e remover um por vez os demais controles preventivos na ordem inversa de seleção: #10, #5, #11 e # 3. Nesta primeira iteração desta fase, verificou-se que mesmo retirando o controle #10, a MET das contingências mantinha-se dentro dos limites e, portanto, que este controle poderia ser removido. Então, foi redefinido o grupo de controles preventivos como os controles: #3, #11, #5 e #4. A partir desses valores um novo processo é iniciado, ou seja, mantém-se o controle #4 e outros três controles preventivos foram removidos um a um na ordem: #5, #11 e #3.

Como resultado, verificou-se que o controle #3 também não é necessário, pois quando ele é removido, a MET de todas as contingências não violou o limite mínimo considerado, portanto, esse controle preventivo pode ser eliminado da lista. Assim, a lista de controles preventivos que elimina a criticidade de todas as contingências simultaneamente consiste nos controles #11, #5 e #4. Com o uso desses controles, o valor final da MET para o sistema-teste de 118 barras do IEEE é apresentado na Tabela 7. Este resultado mostra a participação efetiva dos parques eólicos de forma competitiva com os capacitores estáticos no controle de tensão do sistema elétrico, uma vez que dois dos três controles preventivos selecionados foram parques eólicos.

Tabela 7 - MET para a fase *Bottom-Up* (Passo 9).

Contingência Crítica i	Identificação da Contingência	MET i	Contingência Crítica i	Identificação da Contingência	MET i
1	(69 - 77)	8.4807	13	(42 - 49)B	10.7022
2	(69 - 75)	7.1009	14	(22 - 23)	11.2890
3	(47 - 49)	11.0496	15	(47 - 69)	9.8525
4	(70 - 71)	9.1472	16	(78 - 118)	12.8438
5	(5 - 6)	11.6626	17	(24 - 70)	10.8104
6	(71 - 72)	10.5634	18	(49 - 69)	8.8231
7	(98 - 100)	11.9463	19	(8 - 30)	11.6649
8	(26 - 30)	8.9233	20	(100 - 103)	11.9094
9	(30 - 38)	9.9665	21	(80 - 96)	12.0978
10	(45 - 49)	11.6092	22	(76 - 118)	10.8694
11	(64 - 65)	9.9517	23	(77 - 82)	10.9964
12	(42 - 49)A	10.7022	24	(49 - 51)	12.1939

6.0 - CONCLUSÃO

Neste informe, além dos capacitores estáticos normalmente empregados para controle de tensão do sistema elétrico, foi proposto o emprego também a potência reativa dos parques eólicos como controle preventivo para eliminar a criticidade de uma lista de contingências. Para isso, empregou-se um método para selecionar e coordenar estes controles preventivos baseado num índice de eficácia, o qual considera disponibilidade, custo e eficiência de cada controle.

Os resultados das simulações demonstraram que, de forma equiparada e competitiva ao uso dos capacitores estáticos, a potência reativa dos parques eólicos pode ser empregada nos métodos para seleção e coordenação dos controles preventivos. Adicionalmente, este controle pode contribuir efetivamente para melhorar a margem de estabilidade de tensão do sistema diante contingências críticas e, dessa forma, ajudar a garantir uma operação segura do sistema elétrico.

Portanto, a principal conclusão desse trabalho é que o uso da capacidade de potência reativa dos parques eólicos se coloca como um recurso promissor para manter a segurança de operação do sistema elétrico. Para que isso se torne realidade, é necessário o estabelecimento de regulamentação ou incentivos voltados para essa finalidade. Além disso, a capacidade dos parques eólicos em controlar a potência reativa em uma faixa contínua através de seus conversores deve ser destacada como vantagem que contribui para a eficácia deste tipo de controle preventivo, de forma análoga ao uso de compensadores estáticos (SVC – *Static VAR Compensator*), por exemplo.

Como trabalhos futuros relacionados a esse tópico, pretende-se considerar a análise da influência da variabilidade do vento nos índices de estabilidade de tensão, assim como na disponibilidade do controle.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. D. Hansen, M. Altin e F. Iov, "Provision of enhanced ancillary services from wind power plants – Examples and challenges," *Renew. Energy*, vol. 97, pp. 8–18, 2016.
- [2] N. D. Hatzigiorgiou et al., "Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe , and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe , and Recommended Means to Improve System Dynamic Perform.," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. February 2016, pp. 1922–1928, 2005.
- [3] ONS - National System Operator, Submodule 23.3 - Guidelines and criteria for electrical studies. Brazil, 2018.
- [4] N. R. Ullah, K. Bhattacharya e T. Thiringer, "Wind farms as reactive power ancillary service providers-technical and economic issues," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 3, pp. 661–672, 2009.
- [5] M. Braun, "Reactive Power Supplied by Wind Energy Converters – Cost-Benefit-Analysis," *Eur. Wind Energy Conf. (EWEC)*, Brussels, Belgium, vol. 31, no. July, 2008.
- [6] R. J. Konopinski, P. Vijayan e V. Ajarapu, "Extended reactive capability of DFIG wind parks for enhanced system performance," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1346–1355, 2009.
- [7] E. Vittal, M. O'Malley e A. Keane, "A Steady-State Voltage Stability Analysis of Power Systems With High Penetrations of Wind," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 433–442, 2010.
- [8] A. Rabiee, A. Soroudi e A. Keane, "Risk-Averse Preventive Voltage Control of AC/DC Power Systems Including Wind Power Generation," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1494–1505, 2015.
- [9] A. Rabiee, S. Nikkha, A. Soroudi e E. Hooshmand, "Information gap decision theory for voltage stability constrained OPF considering the uncertainty of multiple wind farms," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 11, no. 5, pp. 585–592, 2017.
- [10] T. Moger e T. Dhadbanjan, "Fuzzy logic approach for reactive power coordination in grid connected wind farms to improve steady state voltage stability," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 11, no. 2, pp. 351–361, 2017.
- [11] V. S. S. Kumar, K. K. Reddy e D. Thukaram, "Coordination of Reactive Power in Grid-Connected Wind Farms for Voltage Stability Enhancement," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 5, pp. 2381–2390, 2014.
- [12] M. R. Mansour, L. F. C. Alberto e R. A. Ramos, "Preventive Control Design for Voltage Stability Considering Multiple Critical Contingencies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1517–1525, 2016.
- [13] ONS – Operador Nacional do Sistema, "Submódulo 3.6 – Requisitos técnicos mínimos para conexão às instalações de transmissão,".
- [14] M. Tsili e S. Papathanassiou, "A review of grid code technical requirements for wind farms," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 3, no. 3, pp. 308–332, 2009.
- [15] S. Engelhardt, I. Erlich, C. Feltes, J. Kretschmann e F. Shewarega, "Reactive Power Capability of Wind Turbines Based on Doubly Fed Induction Generators," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 26, no. 1, pp. 364–372, 2011.
- [16] T. Lund, P. Sørensen e J. Eek, "Reactive power capability of a wind turbine with doubly fed induction generator," *Wind Energy*, vol. 10, no. 4, pp. 379–394, 2007.
- [17] M. R. Mansour, L. F. C. Alberto e R. A. Ramos, "Look-ahead based method for selection of preventive control for voltage stability analysis," in *2012 IEEE International Conference on Industrial Technology, 2012*, pp. 469–473.
- [18] 118 Bus Power Flow Test Case, Universidade de Washington - USA, available in https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf118/pg_tca118bus.htm
- [19] K. C. Divya e P. S. N. Rao, "Models for wind turbine generating systems and their application in load flow studies," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 76, no. 9, pp. 844–856, 2006.

DADOS BIOGRÁFICOS



Livia Maria Alburguetti

Graduada pela UNIFEI (Universidade Federal de Itajubá) em 2009, tendo recebido o título de Engenheira Eletricista. Mestre pela UNIFEI (Universidade Federal de Itajubá) em 2013, em estudos de campos elétricos e magnéticos em subestações isoladas a ar. Atualmente cursa doutorado em Engenharia de Energia pela UFABC (Universidade Federal do ABC) em análise de estabilidade de tensão em sistemas elétricos com geradores eólicos e, trabalha na empresa AKKA Technologies Spain desde 2018 com cargo de Engenheira Eletricista Sênior especialista em Conexão de Parques Eólicos a Sistemas Elétricos.



Ahda Pionkoski Grilo Pavani

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE em 2003, mestrado e doutorado também em Engenharia Elétrica pela UNICAMP, respectivamente em 2005 e 2008. Realizou pós doutorado na Universidade de Alberta em 2013. Desde 2009 é professora da Universidade Federal do ABC, sendo desde 2017 professora associada da mesma instituição. Tem experiência na análise dos impactos da conexão de geração baseada em fontes alternativas nos sistemas de energia elétrica.



Rodrigo Andrade Ramos

Possui graduação (1997), mestrado (1999) e doutorado (2002) em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo. Atualmente é Professor Associado do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC), no campus de São Carlos da Universidade de São Paulo. Atuou também como Professor Visitante na University of New South Wales, Austrália e como Professor Associado Visitante na University of Waterloo, Canadá. Seus principais interesses de pesquisa são relacionados à análise e controle para garantia da segurança dinâmica na operação de sistemas de potência.