

Correções de Tensões em um Sistema de Distribuição Conectado com Parque Eólico

Ailson P. Moura – UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ

E-mail: ailson@dee.ufc.br

Palavras-chave – Energia eólica, fluxo de potência, sistemas de potência, redes de distribuição.

Resumo -. A conexão de parques eólicos tem um significativo impacto nos níveis de tensão de sistemas de distribuição. O ajuste destes níveis em valores operacionais é fundamental para permitir a conexão normal dos aerogeradores. Neste trabalho é proposta e testada uma metodologia para ajustes de tensões, em regime permanente, que permite planejar, operacionalizar e verificar os níveis de tensão de um sistema de distribuição conectado a uma usina eólica. Os resultados obtidos nas simulações computacionais, usando um programa de fluxo de carga, e nas medições realizadas, demonstram a viabilidade da metodologia proposta.

1. INTRODUÇÃO

A conexão de aerogeradores em sistemas de distribuição, com níveis de tensão de 13.8 kV, é uma realidade nos dias atuais. Esta conexão tem um impacto significativo na tensão das barras do sistema elétrico, [6], [9]. Isto implica em violações dos limites de operação em regime permanente e impacto na qualidade de energia do sistema referido, [1], [2], [3], [5], [7].

Portanto, os Engenheiros de Sistemas de Potência têm interesse particular em determinar os ajustes que devem ser feitos no sistema de distribuição, de maneira que os limites de tensões operacionais não sejam violados. Isto, não só possibilita a conexão do parque eólico à rede, como também, níveis de tensões aceitáveis nas barras do sistema elétrico.

O principal objetivo deste trabalho consiste na proposição e teste de uma metodologia para ajustes de tensões, em regime permanente, que permite planejar, operacionalizar e verificar os níveis de tensão em um sistema de distribuição com uma usina eólica conectada.

A seguir, no item dois descreve-se a metodologia proposta. Na terceira parte do trabalho, resultados numéricos são apresentados e analisados. Finalmente, as conclusões e referências bibliográficas encerram o trabalho.

2. METODOLOGIA

A metodologia adotada para ajustes de tensões no sistema de distribuição é detalhada a seguir: Inicialmente obtém-se o diagrama unifilar do sistema de distribuição. Baseado neste diagrama coletam-se os dados físicos do sistema, quais sejam: A) Dados de transformadores de 69 kV e 13.8 kV: potência nominal (kVA), potência de

emergência (kVA), reatância de dispersão (Ohm), faixa de ajustes de tapes (%), ajuste de operação. B) Dados de linhas de 69 kV e 13.8 kV: bitola dos condutores (m), flecha máxima (m), medidas entre condutores (m), medidas entre condutores e o solo (m), resistividade do solo (ohm.m), carregamento máximo (A), comprimento dos condutores (m). C) Dados de cargas: as potências ativas e reativas são obtidas a partir dos valores registrados em aparelhos de medição e compatibilizadas com os valores projetados pelo departamento de análise do sistema de potência da Companhia de Energia. Com o objetivo de reduzir o trabalho de análise do sistema de distribuição, sem perder a precisão dos resultados, pode ser feita uma redistribuição de cargas nas barras da rede de 13.8 kV. Assim, na montagem do diagrama unifilar, devem ser escolhidos pontos do alimentador onde se vai fazer a concentração de cargas. Estes pontos de acumulação podem ser escolhidos observando-se o seguinte: pontos onde exista ramal extenso com carga relativamente grande; pontos de mudança de bitola, tipo e número de condutores; pontos onde existam consumidores com demanda relativamente grande; pontos onde existam bancos de capacitores, reguladores ou auto-boosters; ponto de bifurcação do tronco; pontos próximos a limites de área com características diferentes (por ex: residencial e industrial) e pontos onde existam núcleos residenciais isolados. D) Dados de equipamentos de suporte de reativos: banco de capacitores ligados a barras de 13.8 kV das subestações – potência nominal (kvar), quantidade, faixa de ajuste e ajuste de operação do controle automático; banco de capacitores ligados nos alimentadores das subestações. E) Dados de equipamentos reguladores de tensão: reatância (ohm), ajustes de níveis de tensão. F) Medições de tensões no ponto de conexão dos alimentadores com os aerogeradores, para período antes da implantação dos mesmos. G) Potência nominal da usina eólica (MW) e faixa de fator de potência de operação. H) Estimativa de potência fornecida pelo parque eólico, quando o sistema de distribuição está na hora de carga máxima e carga mínima. Para o sistema básico elétrico - eólico, sem caixa de transmissão, mostrado na Fig. 1, a estimativa de potência é feita conforme a equação (1), [4], [8]. I) Dados de relés de tensão que protegem as turbinas eólicas: tipo, faixa de ajustes e ajuste de operação.

Dando continuidade à metodologia de ajustes de tensão são realizadas simulações computacionais do sistema de distribuição com e sem conexão com o parque eólico. Um programa de fluxo de carga é necessário e as simulações são descritas a seguir:

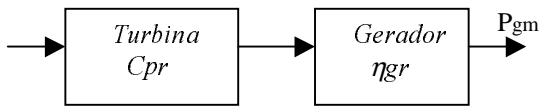


Figura 1 – Diagrama de blocos de um sistema eólico - elétrico sem caixa de multiplicação.

$$P_{gm} = \int_0^{\infty} P_g(v) f(v) dv \dots \dots \dots (1)$$

Onde:

Pgm = potência média gerada;

$$P_g(v) = \frac{1}{2} \rho A C_{pr} \eta_{gr} v^3$$

ρ = densidade do ar (Kg/m³);

$$\rho = 1.2929 \frac{P273}{760T}$$

P = pressão atmosférica (mm Hg);

T = temperatura (°K);

v = velocidade do vento (m/s);

A = área abrangida pelas pás do rotor (m²);

ηgr = rendimento do gerador elétrico;

Cpr = relação entre a potência de saída da turbina eólica e a potência de entrada. A curva de Betz estipula o valor máximo de Cpr em aproximadamente 60%. Na prática pode-se observar, porém, que os melhores rotores apresentam valores máximos na ordem de 40%.

f(v) = função de densidade de probabilidade de Weibull. A velocidade do vento v é distribuída como Weibull se sua função densidade de probabilidade é dada por:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

(k>0, v>0, c>1). Onde k é o parâmetro de forma e c é o parâmetro de escala. O valor médio da velocidade do vento pode ser obtido por simplificações, e é dado por:

$$\bar{v} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

onde Γ é a função gama.

1º Caso: Simulações feitas com o sistema de distribuição na configuração de operação sem conexão com o parque eólico, com cargas máxima e mínima;

2º Caso: Idem o caso anterior, com a usina eólica conectada ao sistema de distribuição, gerando em condição nominal de operação;

3º Caso: Idem o 2º caso com a usina eólica gerando conforme potências estimadas máximas, nos horários de cargas máxima e mínima do sistema de distribuição;

4º Caso: Idem o 2º caso variando-se os bancos de capacitores, banco de reguladores e tapes de transformadores e de auto-boosters;

5º Caso: Idem o 3º caso variando-se os bancos de capacitores, bancos de reguladores e tapes de transformadores e de auto-boosters;

6º Caso: Simulações feitas com o sistema de distribuição conectado ao parque eólico, e com cargas correspondendo ao horário de geração máxima do parque eólico, variando-se os bancos de capacitores, bancos de reguladores e tapes de transformadores e de auto-boosters.

Para finalizar a metodologia são analisadas as alternativas provenientes das simulações computacionais e é feita a proposição de uma alternativa para ser implementada no campo. Em seguida são realizadas medições de tensão, depois da conexão do parque eólico ao sistema de distribuição, para comprovar a alternativa implantada.

2. RESULTADOS NUMERICOS

O sistema elétrico usado para testar a metodologia proposta está representado por seu diagrama unifilar na Fig. 2. O sistema é constituído por 30 (trinta) barras, 28 (vinte e oito) linhas, 9 (nove) transformadores e uma usina eólica com potência nominal de 10 (dez) MW, ligada em dois alimentadores, cada um capaz de transportar a injeção nominal de 5 (cinco) MW.

Para a simulação de fluxo de carga foi usado um programa que utiliza o tradicional método de Newton-Raphson, com uma tolerância estabelecida de 10⁻⁵ p.u em uma base de 100 MVA.

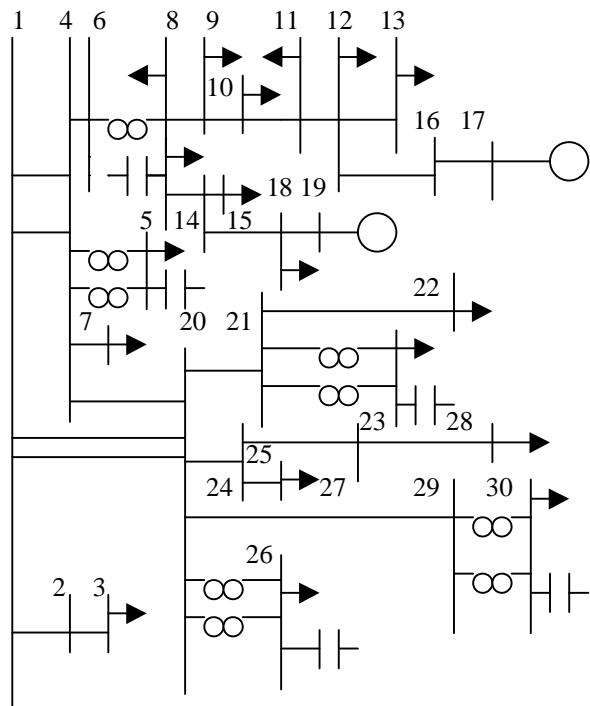







Figura 2 – Diagrama unifilar de sistema de distribuição com usina eólica.

Legenda:

	Transformador de 69 / 13.8 kV
	Usina eólica de 5 MW
	Linha de distribuição
	Banco de capacitores com controle automático
	Carga

Seguindo a metodologia proposta, de acordo com o 1º caso, mostra-se na Tabela 1, resultados de módulos de tensões nas barras do sistema de distribuição, para simulações feitas com o referido sistema nas condições de cargas máxima e mínima antes da conexão da usina eólica.

Para a condição de carga máxima os módulos de tensões permanecem na faixa de operação $0,95 \leq v \leq 1,05$ p.u. O módulo de tensão da barra número 8 (de onde partem os alimentadores que receberão a injeção de potência da usina eólica) é da ordem de 14,48 kV, e nos pontos futuros de conexão com os aerogeradores, barras de números 17 e 19, da ordem de 14,39 kV e 14,23 kV, respectivamente. Não é necessário retirar da simulação nenhum banco de capacitores, conforme seus ajustes mostrados na Tabela 2, a seguir.

Para a condição de carga mínima, ocorrem tensões elevadas na barra 8 e nas barras 17, 19, 5, 26 e 30. Com isto, torna-se necessário a retirada de bancos de capacitores das seguintes barras: barra 5: 7.2 Mvar, barra 26: 1.8 Mvar, barra 30: 1.8 Mvar e barra 8: 3,6 Mvar. Com estas modificações, as tensões apresentam-se conforme mostradas na Tabela 1. Os valores de módulos de tensões estão de acordo com medições realizadas no sistema elétrico.

Nas simulações anteriores o tape do transformador da subestação n.º. 8 permaneceu no valor de 67650 volt.

Na Tabela 2, para obtenção dos ajustes de tensões em kV, basta multiplicar os valores de faixa de ajuste e ajuste de operação pela relação dos transformadores de potencial, que é igual a 120.

Para o segundo caso descrito na metodologia, observou-se tensões elevadas, fora da faixa de operação, na subestação n.º. 8 e barras 17 e 19 conectadas aos aerogeradores, tanto na condição de carga máxima, como na condição de carga mínima. Isto indica que devem ser feitos ajustes nos bancos de capacitores e/ou tapes de transformadores, já que os relés de sobretensão (59) retirarão as turbinas de operação. O gráfico da Fig. 3 mostra o perfil de tensão, em carga máxima, para o sistema operando sem a usina e com a usina eólica conectada, gerando a potência nominal de 10 MW. Pode-se observar que a conexão da usina eólica no sistema de distribuição, altera significativamente as tensões das barras que pertencem aos alimentadores saindo da subestação de número oito.

Mas, a usina eólica influencia pouco as outras barras do sistema de distribuição.

TABELA 1
MÓDULOS DE TENSÕES DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO SEM CONEXÃO COM PARQUE EÓLICO - CARGAS MÁXIMA E MÍNIMA

N. da Barra	Módulo de Tensão (p.u.)	
	Carga máxima	Carga mínima
1	1.029	1.029
2	1.029	1.029
3	1.026	1.026
4	1.015	1.019
5	1.042	1.036
6	1.010	1.018
7	1.010	1.014
8	1.049	1.050
9	1.048	1.050
10	1.045	1.049
11	1.044	1.049
12	1.043	1.048
13	1.043	1.048
14	1.040	1.045
15	1.037	1.044
16	1.043	1.048
17	1.043	1.048
18	1.031	1.039
19	1.031	1.009
20	1.003	0.986
21	0.973	0.981
22	0.968	1.032
23	1.015	1.007
24	1.000	1.006
25	1.000	1.006
26	1.037	1.046
27	0.994	1.001
28	0.994	1.001
29	0.993	1.001
30	1.023	1.040

A Fig. 4 mostra a variação de tensão percentual, em cargas máxima e mínima, devido à entrada da usina eólica no sistema de distribuição. Pode-se observar, que a maior variação de tensão percentual ocorre, em carga máxima, na barra 19, e tem um valor de 14,35 %. Observa-se, também, na mesma figura, que as variações de módulos de tensões, em carga mínima são um pouco menores que as variações em carga máxima e seguem esta no formato do gráfico.

Quando o ajuste de bancos de capacitores é realizado, as variações de tensões permanecem praticamente as mesmas, notando-se que nas barras onde ocorrem mudanças de bancos de capacitores tem-se maiores variações de tensões. Citam-se em carga máxima as barras 8: variação 9,82 % em relação ao caso sem ajustes de bancos e barra 30: variação de 1,37 %. Em carga mínima a barra 8: variação de 1,96 % em relação ao caso

sem ajuste de bancos.

TABELA 2
EQUIPAMENTOS DE SUPORTE DE REATIVOS

Banco de capacitores					
N.º da Barra	Quantidade	Potência (Mvar)	Faixa de ajuste (volt)	Ajuste de operação (volt) Entrada - Saída	
8	1	1,8	110-130	114	121
		1,8			
		3,6			
23	1	1,8	110-130	115	121
		1,8			
		1,8			
26	2	1,8	95-135	115	121
		1,8		115	120
5	1	3,6	110-130	115	121
		3,6			
		2,4			
30	1	1,8	95-135	117	121
		1,8			
		1,8**			

Obs: ** banco fixo (sem controle automático).

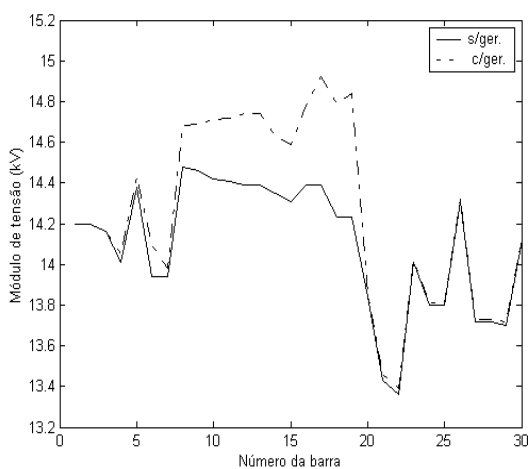


Figura 3 – Perfil de tensões de sistema de distribuição com e sem usina eólica conectada.

A Fig. 5 foi plotada com as potências ativa e reativa circulando nos seguintes ramos, em ordem ascendente de barras; trechos: 1 (ramo 1-2); 2 (ramo 1-4 (1)); 3 (ramo 1-4 (2)); 4 (ramo 1-20 (1)); 5 (ramo 1-20 (2)); 6 (2-3); 7 (4-5 (1)); 8 (4-5 (2)); 9 (4-6); 10 (4-7); 11 (4-20); 12 (6-8); 13 (8-9); 14 (8-14); 15 (9-10); 16 (10-11); 17 (11-12); 18(12-13); 19 (12-16); 20 (14-15); 21 (14-18); 22 (16-17); 23 (18-19); 24 (20-21); 25 (20-24); 26 (20-26 (1)); 27 (20-26 (2)); 28 (20-29); 29 (21-22); 30 (21-23 (1)); 31 (21-23 (2)); 32 (24-25); 33 (24-27); 34 (27-28); 35 (27-29); 36 (29-30 (1)); 37 (29-30 (2)).

A Fig. 5 mostra o percentual de variação dos fluxos de potências ativa e reativas nos ramos, em uma base de 10 Mva, devido a entrada em operação da usina eólica. O gráfico mostra a condição de carga máxima. Pode-se observar no mesmo, que praticamente não existe variação de potência reativa. Isto se explica devido à usina operar com fator de potência igual a um. A variação de potência ativa altera as aberturas angulares, provocando assim grandes variações de tensões.

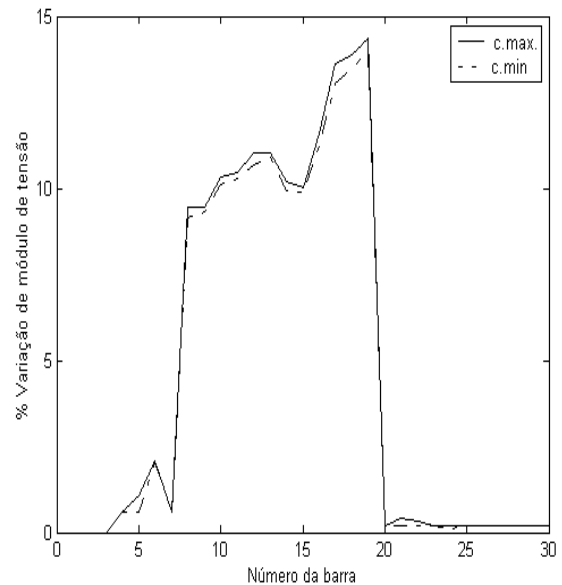


Figura 4 – Variação de tensão percentual, em cargas máxima e mínima

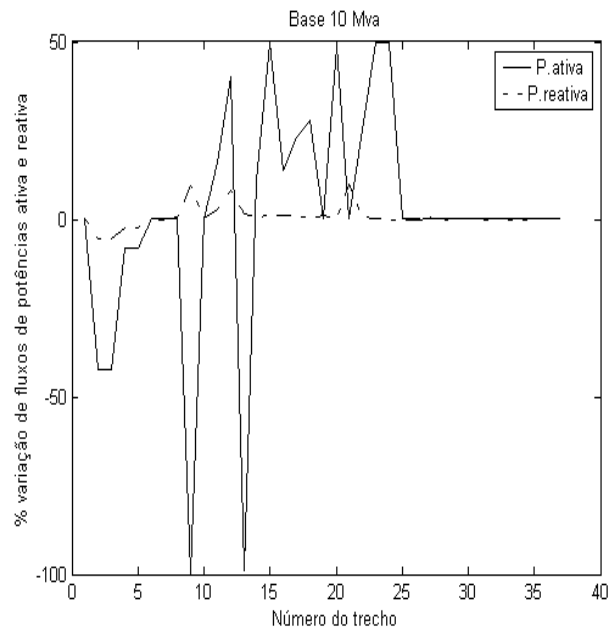


Figura 5 - % variação de potências ativa e reativa nos ramos do sistema de distribuição.

Para o 3º caso descrito na metodologia, observou-se que mesmo com potências estimadas de 6,6 MW e 6,4 MW gerada pelo parque eólico na condição de carga máxima e mínima do sistema de distribuição, as tensões na barra 8 foram de 14,78 kV em carga máxima e de 14,75 kV em carga mínima. Também, os módulos de tensões nos pontos de conexão dos aerogeradores apresentaram-se com valores elevados, fato que provocará a atuação dos relés de sobretensão. Portanto, a simulação anterior, também indica ajustes de bancos e/ou tapes de transformadores, a serem feitos.

Deve-se ressaltar, que os aerogeradores conectados ao sistema de distribuição são do tipo síncrono, fator de operação igual a um, com conversores cc/ca do tipo IGBT.

Os módulos de tensões, em cargas máxima e mínima, para o 4º e para o 5º caso, são mostrados na Tabela 3, a seguir.

Para manter o perfil de tensões mostradas na Tabela 3, os seguintes bancos de capacitores permanecem ligados ao sistema de distribuição: carga máxima – barra 5: 9,6 Mvar; barra 26: 3,6 Mvar; barra 23: 5,4 Mvar; barra 30: 7,2 Mvar e barra 8: 3,6 Mvar; carga mínima – barra 5: 2,4 Mvar; barra 26: 1,8 Mvar; barra 23: 5,4 Mvar; barra 30: 3,6 Mvar e barra 8: 1,8 Mvar.

Os valores de banco de capacitores, citados anteriormente, são tanto para as simulações com o parque eólico gerando 10 MW, como também para o este parque gerando conforme as potências estimadas em cargas máxima e mínima. Nota-se na Tabela 3, que os módulos de tensões nas conexões dos aerogeradores, barras 17 e 19, em carga mínima, com geração de 10 MW ultrapassam a faixa desejável de operação. Mas, de acordo com a potência de 6,4 MW, permanecem dentro desta faixa. O ajuste de tape do transformador da subestação 8, permaneceu em 67650 volt, para todas as simulações anteriores.

O 6º caso de simulações descritos na metodologia apresentou módulos de tensões dentro da faixa de operação, com o tape do transformador da subestação 8 em 67650 volt e bancos de capacitores conectados ao sistema de distribuição com os seguintes valores: barra 5: 6,0 Mvar; barra 26: 1,8 Mvar; barra 23: 5,4 Mvar; barra 30: 3,6 Mvar e barra 8: 1,8 Mvar. O conjunto das simulações indicou a seguinte alternativa para ser implementada no campo: tape do transformador da subestação 8 na posição 67650 volt; manter o ajuste do controle automático de capacitores da subestação 8 em 114 volts, para entrada e alterar a saída para 120 volt (14,40 kV) e desligar o controle automático de capacitores de 1,8 Mvar da barra 8.

Para finalizar a comprovação da metodologia proposta, os gráficos das Fig. 5 e 6 mostram a evolução dos módulos de tensões nas barra 8 e 19, após a instalação do parque eólico. Estas medidas foram obtidas usando-se um monitor de qualidade de energia com as seguintes

características básicas: Classe de precisão: 0,2 s, Energia bidirecional, quatro quadrantes, Demanda, Potência (real, ativa e reativa), Harmônicas: ate 63, Sag/Swells, Transientes: ate 65 micro seg, Flicker, Amostragem: 256 amostras / ciclo, Comunicação: 1 rs232/rs485, 1 rs-485, 1 ethernet, 1 modem ou 1 ótica, Protocolos: ION, Modbus e DNP 3.0, Fator de forma: c/ display ou versão transdutor, Integra-se com outros softwares, 8 entradas e 7 saídas digitais.

TABELA 3
MÓDULOS DE TENSÕES COM PARQUE EÓLICO
CONECTADO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.

Número o. da barra	Módulo de tensão (p.u.) – geração de 10 MW.		Módulo de tensão (p.u.) – geração de 6,6 MW e 6,4 MW.	
	C. Max.	C. Min.	C.Max.	C. Min.
1	1.029	1.029	1.029	1.029
2	1.029	1.029	1.029	1.029
3	1.026	1.026	1.026	1.026
4	1.016	1.020	1.015	1.019
5	1.043	1.038	1.042	1.037
6	1.014	1.023	1.010	1.020
7	1.011	1.015	1.010	1.015
8	1.023	1.038	1.020	1.037
9	1.023	1.039	1.020	1.038
10	1.025	1.043	1.020	1.040
11	1.025	1.043	1.020	1.040
12	1.027	1.046	1.021	1.042
13	1.026	1.045	1.020	1.041
14	1.019	1.038	1.014	1.036
15	1.015	1.036	1.011	1.034
16	1.030	1.048	1.023	1.044
17	1.040	1.058*	1.030	1.050
18	1.031	1.052*	1.020	1.043
19	1.034	1.055*	1.022	1.045
20	1.005	1.009	1.005	1.009
21	0.976	0.986	0.975	0.986
22	0.971	0.981	0.970	0.981
23	1.017	1.023	1.017	1.033
24	1.003	1.007	1.002	1.007
25	1.002	1.006	1.002	1.006
26	1.040	1.046	1.039	1.046
27	0.997	1.001	0.997	1.001
28	0.997	1.001	0.997	1.001
29	0.996	1.001	0.996	1.001
30	1.037	1.040	1.037	1.040

Observa-se nos gráficos das Fig. 6 e 7, que o valor máximo da tensão na barra 8 foi de 14,05 kV e na barra 19 de 14,16 kV, para uma monitoração de 48 horas.

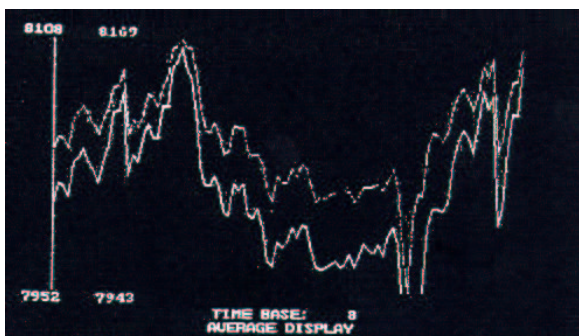


Figura 6 – Evolução do módulo de tensão V_a e V_c na barra 8, para um período de 48 horas.

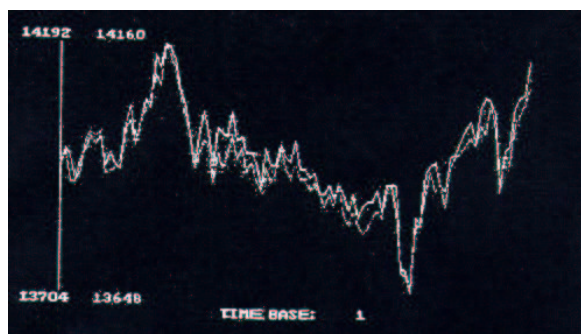


Figura 7 – Evolução do módulo de tensão V_{ab} e V_{ca} na barra 19, para um período de 48 horas.

3. CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi descrita e testada uma metodologia para ajustes de tensões, em regime permanente, de sistemas de distribuição conectados a um parque eólico. O sistema de distribuição antes da conexão com o parque eólico apresentou desempenho muito bom, com valores de tensões compatíveis com os valores operacionais. A entrada em operação da usina eólica implica em níveis de tensões elevadas nos pontos de conexão com o sistema de distribuição, fazendo com que haja atuação dos relés de sobretensão (59), retirando as turbinas de operação. Ajustes de tensões são necessários e foram realizados com a mudança de banco de capacitores.

Finalmente, através de simulações computacionais, foi proposta e implementada uma alternativa de operação no campo, com o perfil de tensões ficando dentro da faixa operacional.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Chen, Z., Spooner, E. Grid Power Quality with Variable Speed Wind Turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 16(2):148-154, 2001.
- [2] Davidson, M. Interaction of a Wind Farm with the Distribution Network and its Effect on Voltage Quality. *IEE Colloquium on the Impact on Embedded Generation on Distribution Network*, 194:1-5, 1996.
- [3] Dokopoulos, P. S., Patralexis, A. X., Manousaridis, I. M. Improvement of Power in a Grid Caused by Wind Turbines. *IEEE 8^a International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 917-922, 1998.
- [4] Jangamshetti, S. H., Rau, V. G. Site Matching of Wind Turbine Generators: A Case Study. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 14(4):1537-1543, 1999.
- [5] Ladakakos, P. D., Ionides, M. G., Koulouvari, M. I. Assessment of Wind Turbines Impact on the Power Quality of Autonomous Weak Grid. *IEEE 8^a International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 900-905, 1998.
- [6] Persaud, S., Fox, B., Flynn, D. Impact of Remotely Connected Wind Turbines on Steady State Operation of Radial Distribution Networks. *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, 147(3):157-163, 2000.
- [7] Sharma, H., Islam, S., Nayar, C. V. Power Quality Simulation of a Variable Speed Wind Generator Connected to a Weak Grid. *IEEE 9^a International Conference on Harmonics and Quality of Power, England*, 3:988-993, 2000.
- [8] Salameh, Z. M., Safari, I. Optimum Windmill – Site Matching. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, EUA, 7(4):669-676, 1992.
- [9] Tande, J., O. G. Impact of Wind Turbines on Voltage Quality. *IEEE 8^a International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 1158-1161, 1998.