

Autora: Taís Tavares de Oliveira
Orientador: Roberto Chouhy Leborgne

Introdução

Painéis fotovoltaicos, quando expostos em ambiente com faixas de temperatura e irradiação solar apropriadas, geram uma tensão contínua que, para ser inserida na rede, deve passar por conversores para obter característica alternada, com frequência e defasagem angular compatíveis com a tensão do ponto de conexão. Conversores CC-CA, os inversores, são equipamentos que atuam com chaveamento para obter corrente e tensão alternada na saída. Este processo pode gerar distorções harmônicas que serão injetadas na rede quando o sistema fotovoltaico estiver conectado.

Este trabalho apresenta uma análise da distorção harmônica com a variação da potência nominal gerada por sistemas fotovoltaicos independentes conectados em uma rede de distribuição de 13 barras.

Metodologia

Foram simulados arranjos de painéis fotovoltaicos conectados a conversores CC-CC (Boost), inversores trifásicos e transformadores para conexão na rede. A rede de distribuição utilizada foi baseada no modelo de 13 barras do IEEE (Figura 1) e as simulações foram feitas utilizando o Matlab/Simulink.

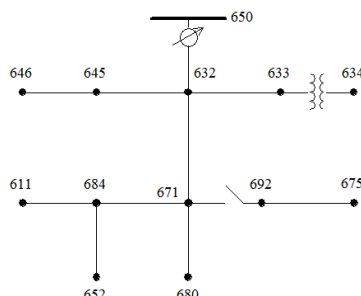


Fig. 1 Modelo de rede de distribuição de 13 barras do IEEE

Os sistemas fotovoltaicos foram simulados na barra 671 com a injeção de potência em 3 cenários diferentes (200kW, 1MW e 2MW), sendo inseridos 2, 10 ou 20 sistemas com conversores de 100kW. A distorção harmônica foi analisada pelo índice TDD (Distorção Total de Demanda), calculado utilizando a corrente máxima de demanda no ponto de medição.

Os limites para distorção harmônica de corrente pelo IEEE 519 estão na Tabela 1, onde " I_{sc} " é a corrente de curto circuito no ponto de medição e " I_L " é a máxima corrente de demanda.

Tabela 1 - Limites de distorção harmônica para sistemas de 120V a 69kV

Maximum harmonic current distortion in percent of IL	
I_{sc}/I_L	TDD
<20c	5.0
20 < 50	8.0
50 < 100	12.0
100<1000	15.0

Resultados

O aumento da potência resulta em aumento da corrente injetada na rede pelos painéis e dos índices de distorção, mas o TDD não supera os limites recomendados.

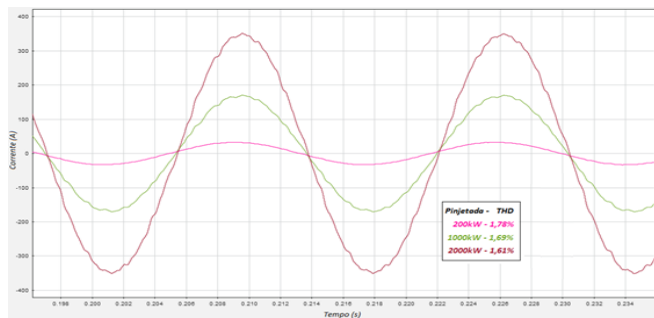


Fig. 2 Corrente injetada pelo inversor para os 3 níveis de potência

Tabela 2 Valor de pico da corrente fundamental e TDD nas barras 671, 650 e 675

Barra	671		650/632		675	
	Ifund	TDD	Ifund	TDD	Ifund	TDD
0kW	-	-	405.8	0.03%	106.9	0.03%
200kW	32.48	1.78%	377	0.16%	106.5	0.74%
1000kW	168.9	1.69%	248,8	0.70%	106	3.47%
2000kW	347.9	1.61%	98.5	1.89%	106.3	7.91%

São apresentadas a corrente injetada pelos sistemas fotovoltaicos nos três cenários (Figura 2) e a corrente na barra 650 (Figura 3), que possui carga constante. É importante ressaltar que os índices de distorção harmônica são mensurados, na Tabela 2, utilizando a máxima corrente de demanda no ponto de medição.

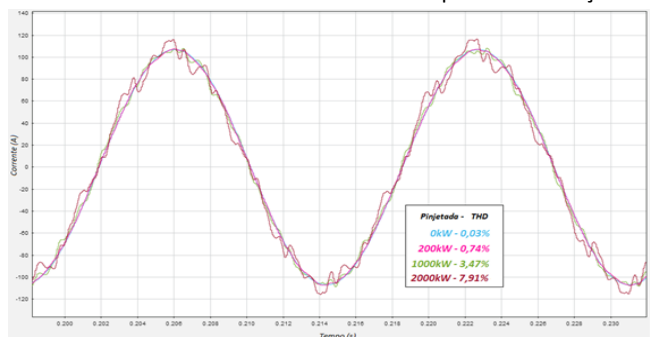


Fig. 3 Corrente na barra 675 para os níveis de injeção de energia fotovoltaica

Conclusões

Nas simulações realizadas com a inserção de sistemas fotovoltaicos, os harmônicos injetados na Barra 671 encontraram caminho de menor impedância nas Barras 632, 650 e 675, onde foi observado maior TDD.

A análise de maior TDD foi com 2MW inseridos. Neste caso o ponto de conexão comum apresenta baixa distorção harmônica de corrente injetada pelo sistema fotovoltaico, com valor de 1.61%. Mas na Barra 675, onde a amplitude da corrente é de 106A, o valor de TDD chegou a 7.91%.

Portanto, mesmo não ultrapassando o limite, os harmônicos injetados na Barra 671 acabaram afetando de forma mais significativa a Barra 675, que consome corrente menor.

Referências

1. Distribution System Analysis Subcommittee - IEEE 13 Node Test Feeder
2. IEEE Recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems – IEEE Std 519TM-2014
3. R.C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso, H. W. Beaty. Electrical power systems quality. Editora McGraw-Hill.