

Estimativa dos Impactos da Inserção da Geração Fotovoltaica na Magnitude da Tensão da Rede de Distribuição na Ilha de São Vicente (Cabo Verde, África)

Ciliana Karine Dias Lima, Sérgio Pires Pimentel, Bernardo Pinheiro de Alvarenga, Enes Gonçalves Marra
Universidade Federal de Goiás

ciliana.lima@student.unicv.edu.cv; pimentel.ufg@gmail.com; bernardo_alvarenga@ufg.br; enes@ufg.br

Resumo — Este artigo apresenta uma avaliação do impacto da geração solar fotovoltaica (GSF) na magnitude da tensão da rede de distribuição na ilha de São Vicente (Cabo Verde). Para realizar este estudo foi elaborado um algoritmo de Fluxo de Potência baseado no Método das Somas das Potências (MSP) implementado no programa computacional MATLAB. O índice de desempenho avaliado, com a metodologia proposta, está associado a determinação do estado das barras ou nós da rede (tensão de barra). O algoritmo desenvolvido foi aplicado em um modelo correspondente ao sistema real de distribuição da Ilha de São Vicente localizada no arquipélago de Cabo Verde (costa ocidental da África), sendo esta análise baseada apenas no trecho da rede onde se propõe a inserção destas fontes de GSF.

Palavras-chaves — Qualidade da Energia Elétrica, Variação da Magnitude da Tensão, Geração Fotovoltaica, Redes de Distribuição de Energia, Método Soma de Potência.

I. INTRODUÇÃO

Atualmente, tem ocorrido um aumento na conexão de Geração renovável na rede de distribuição. Alguns fatores que justificam este aumento são: a redução do dióxido de carbono, a preocupação com o efeito estufa e o custo dos combustíveis convencionais. As fontes renováveis que mais se destacam neste contexto são a Geração Solar Fotovoltaica (GSF) e Geração Eólica (GE) [1]. Em Cabo Verde o interesse por esses dois tipos de geração renováveis é motivado pelos altos níveis de irradiância solar e vasto litoral com grande potencial eólico. Segundo [2] na região da costa ocidental Africana, Cabo Verde se destaca como o país que mais tem apostado no setor das energias renováveis, com enfoque na energia eólica e solar. A conexão de fontes renováveis introduz mais incertezas no planejamento e operação da rede de distribuição quando comparada a fontes convencionais. Este fato é devido à potência injetada na rede pela fonte renovável ser variável e incerta.

Este trabalho foi parcialmente financiado pelo CAPES e pelo CNPq, através do Projeto No. 190281/2015-4 (Edital PEC-PG 2015). Em acréscimo, este trabalho foi desenvolvido dentro do contexto de atividades relacionadas a um projeto P&D registrado na ANNEL através do código PD-3033-0002/2014 e que é patrocinado pelas empresas: Espora Energética S/A; Transsenergia São Paulo S/A (TSP); Transsenergia Renovável S/A (TER) e Caldas Novas Transmissão (CNT).

Consequentemente, ela não pode ser despachada da mesma maneira como na fonte convencional. Por este motivo, torna-se importante realizar estudos para avaliar o impacto da conexão da geração renovável na Qualidade da Energia Elétrica (QEE) da rede de distribuição. Segundo [3], a QEE refere-se a qualquer desvio que possa ocorrer na magnitude, forma de onda ou frequência da tensão e/ou corrente elétrica, que resulte em falha ou operação indevida de equipamentos elétricos. Este conceito envolve diversos fenômenos, com características e particularidades intrínsecas que abrangem diversas áreas de interesse de sistemas de energia elétrica.

O objetivo deste artigo é apresentar uma avaliação do impacto da GSF na magnitude da tensão de rede de distribuição na ilha de São Vicente. Para realizar este estudo foi elaborado um algoritmo de fluxo de potência baseado no MSP no programa MATLAB. O algoritmo desenvolvido foi aplicado em um modelo do sistema de distribuição da Ilha de São Vicente localizada no arquipélago de Cabo Verde conforme exibido na Fig. 1, sendo esta análise baseada apenas no trecho da rede onde se propõe a inserção destas fontes de GSF, levando em conta os limites máximos de tensão das normas da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) para redes de distribuição [4]. Os resultados demonstraram que a conexão da GSF na rede elétrica tem um efeito positivo na magnitude da tensão da rede de distribuição.

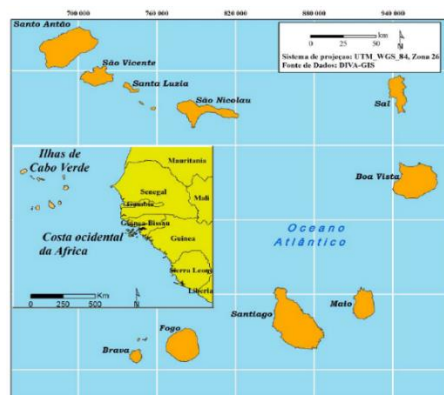


Fig. 1. Localização geográfica do arquipélago de Cabo Verde [5].

II. FLUXO DE POTÊNCIA VIA MÉTODO DA SOMA DAS POTÊNCIAS

Segundo [9], para a solução do fluxo de potência de redes de distribuição radiais (ou fracamente malhadas) são empregadas técnicas mais adequadas, tais como os chamados métodos de varredura direta e inversa, desenvolvidos em duas versões: Método da Soma das Potências (MSP), que utiliza uma formulação baseada em potência [6]; e o Método da Soma das Correntes (MSI), que utiliza formulação em termos de correntes [8]. Nestes métodos, os nós são definidos como barras de carga (tipo PQ), com exceção da subestação, chamada nó raiz ou barra fonte, que fornece as referências de ângulo e tensão da rede (tipo V θ). Como os dados de sistemas elétricos são normalmente fornecidos em termos de potência e o MSP apresenta melhor precisão de resultados, este será o método aqui utilizado para a determinação do estado das barras ou nós da rede (tensão de barra).

Segundo [7], o MSP consiste em realizar duas varreduras uma reversa e outra direta, onde na varredura reversa parte-se dos pontos mais extremos e com uma estimativa inicial das tensões nodais, vêm-se calculando as correntes ou os fluxos até a subestação. Baseado neste resultado e com o valor conhecido da tensão na subestação, inicia-se a varredura direta, onde se recalculam os valores de tensão dos nós até os pontos mais extremos, este processo se repete até que a diferença do valor de tensão em duas iterações sucessivas não seja maior do que uma tolerância pré-determinada. O processo de solução iterativo com base no MSP pode ser implementado na sequência de 5 etapas e separadas em:

i) 1ª etapa- (iteração 0): inicialmente, adota-se um estado qualquer (módulo e ângulo) para as barras da rede, com exceção do nó fonte (conhecido). Normalmente, adota-se uma condição inicial de referência “flat-start” igual a (1 $\angle$ 0°).

ii) 2ª etapa- (cálculo de perdas): para uma iteração i qualquer e com base no estado das tensões de barra obtido na iteração anterior ($i - 1$), calcula-se as perdas ativa e reativa em todos os ramos da rede. Seja o ramo genérico $k-m$ de admitância série, $\hat{y}_{km}$ exibidos na Fig. 2, onde supõe-se conhecidas / corrigidas as tensões complexas $\hat{E}_k = V_k \angle \theta_k$ na barra k e $\hat{E}_m = V_m \angle \theta_m$ na barra m , as potências de perdas ativa e reativa de ramos podem ser determinadas de acordo com (1) e (2):

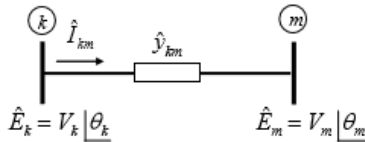


Fig. 2. Ramo genérico $k-m$ para o cálculo de perdas.

$$S_{km}^{perdas} = (\hat{E}_k - \hat{E}_m) \hat{I}_{km}^* = (\hat{E}_k - \hat{E}_m) [(\hat{E}_k - \hat{E}_m) \hat{y}_{km}]^* \\ = (\hat{E}_k - \hat{E}_m) (\hat{E}_k^* - \hat{E}_m^*) \hat{y}_{km}^* \quad (1)$$

$$S_{km}^{perdas} = (V_k \angle \theta_k - V_m \angle \theta_m) (V_k \angle -\theta_k - V_m \angle -\theta_m) (g_{km} - jb_{km}) = P_{km}^{perdas} + jQ_{km}^{perdas} \quad (2)$$

Desenvolvendo (2) e isolando as partes real e á imaginária, obtém-se (3) e (4):

$$P_{km}^{perdas} = (V_k^2 + V_m^2) g_{km} - 2V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} \quad (3)$$

$$Q_{km}^{perdas} = -(V_k^2 + V_m^2) b_{km} + 2V_k V_m b_{km} \cos \theta_{km} \quad (4)$$

iii) 3ª etapa (varredura inversa): na iteração i , acumula-se potências ativa e reativa em cada barra, com exceção da barra fonte (S/E), partindo-se dos nós terminais e em direção à barra fonte. As potências ativa e reativa acumuladas na barra m são então determinadas em (5) e (6).

$$P_m^{ac} = P_m^{liq} + \sum_{l \in \Omega_m} (P_l^{ac} - P_{ml}^{perdas}) \quad (5)$$

$$Q_m^{ac} = Q_m^{liq} + \sum_{l \in \Omega_m} (Q_l^{ac} - Q_{ml}^{perdas}) \quad (6)$$

Em que:

$P_m^{liq} = P_m^G - P_m^C$: injeção líquida (geração – carga) de potência ativa na barra m , tal que P_m^G é potência gerada e P_m^C é a potência consumida na barra.

$Q_m^{liq} = Q_m^G - Q_m^C$: injeção líquida conhecida de potência reativa na barra m , tal que Q_m^G é a potência gerada e Q_m^C é a potência consumida na barra.

Ω_m : conjunto de barras l conectadas à jusante da barra m , ou seja, todas as barras conectadas à barra m com exceção da barra k .

P_m^{ac} : potência ativa previamente acumulada na barra $l \in \Omega_m$.

Q_m^{ac} : potência reativa previamente acumulada na barra $l \in \Omega_m$.

P_{ml}^{perdas} : perda ativa nos ramos $m-l$, $l \in \Omega_m$, onde o sinal negativo vem do fato das perdas ativas representarem cargas para o sistema e, portanto, representam injeções de potência saindo da barra.

Q_{ml}^{perdas} : perda reativa nos ramos $m-l$, $l \in \Omega_m$ onde, similarmente, o sinal negativo advém do fato das perdas reativas representarem cargas para o sistema e, portanto, saindo da barra.

iv) 4ª etapa (varredura direta): na iteração i , a partir do estado da barra fonte (dado conhecido), recalcula-se o módulo e o ângulo das tensões de barra em direção aos nós terminais da rede conforme pode ser observado em (9) substituindo os valores de (7) e (8).

$$A_m = \frac{2(Q_m^{ac} b_{km} - P_m^{ac} g_{km})}{y_{km}^2} - V_k^2 \quad (7)$$

$$B_m = \frac{(P_m^{ac})^2 + (Q_m^{ac})^2}{y_{km}^2} \quad (8)$$

$$V_m = \sqrt{\frac{1}{2} \left(\sqrt{A_m^2 - 4B_m} - A_m \right)} \quad (9)$$

v) 5ª etapa (teste de convergência): verificar convergência por um critério de parada, por exemplo, o módulo da maior diferença (erro) de tensões nodais entre duas iterações consecutivas i e $i - 1$ obedecendo (10).

$$\max_{k \in \Omega_{N-1}} |V_k^i - V_k^{(i-1)}| \leq \varepsilon \quad (10)$$

Em que:

O termo Ω_{N-1} utilizado em (10) corresponde ao conjunto de todas as barras da rede, com exceção da barra fonte (barra V0), e ε é o erro máximo (tolerância) pré-estabelecido. Neste caso, se a convergência ainda não é atingida, retorna-se à Etapa 2 para a iteração $i + 1$ e, se atingida, finaliza-se o processo guardando o último estado de tensões de barras.

O MSP foi adotado neste artigo para solucionar o fluxo de potência trifásico, apesar de ser um método clássico para solução de redes radiais a grande vantagem deste método é a obtenção de uma solução com baixo custo computacional através do uso de técnicas de varredura direta/inversa para redes com topologia radial.

III. METODOLOGIA PROPOSTA

Para o exemplo de aplicação foi implementado o fluxograma de MSP (método iterativo) exibido na Fig. 3, em ambiente MATLAB, que consiste basicamente das seguintes etapas:

- Cálculo das potências equivalentes em cada barra, no sentido das barras terminais para a barra fonte;
- Cálculo das tensões nodais em cada barra, no sentido da barra fonte para as barras terminais (a tensão da barra fonte é conhecida);
- Verificação da convergência: módulo da diferença entre tensões em iterações sucessivas menor que tolerância especificada;
- Se não houver convergência, cálculo das perdas nos ramos, no sentido das barras terminais para a barra fonte. Retorne à etapa 1.

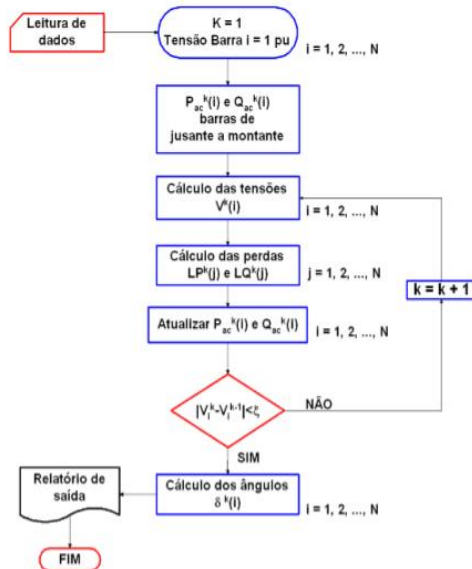


Fig. 3. Fluxograma do método da soma das potências.

IV. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A metodologia proposta foi aplicada em um modelo do trecho real do sistema de distribuição em operação na Ilha de São Vicente exibido na Fig. 4, optou-se por aplicar a metodologia em três panoramas de estudo, descritos a seguir.

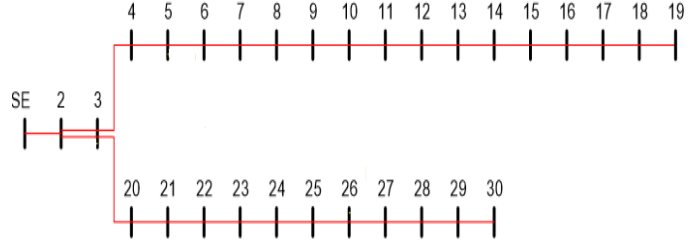


Fig. 4. Esquema unifilar do trecho do sistema de distribuição.

Primeiramente foi feita uma análise sem considerar instalação de GSF e considerando apenas os dados associados à carga conforme Tabela I e os dados das linhas de interligação dos barramentos exibidos na Tabela II.

TABELA I. DADOS DAS POTÊNCIAS DE GERAÇÃO E CARGA DOS BARRAMENTOS.

bar.	Tipo	V (pu)	ang (pu)	Pg (kW)	Qg (kvar)	Qma (kW)	Qmi (kvar)	Pc (kW)	Qc (kvar)
1	2	1	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1	0	0	0	0	0	728	262
3	0	1	0	0	0	0	0	5907	3902
4	0	1	0	0	0	0	0	62	32
5	0	1	0	0	0	0	0	55	29
6	0	1	0	0	0	0	0	143	97
7	0	1	0	0	0	0	0	166	102
8	0	1	0	0	0	0	0	96	65
9	0	1	0	0	0	0	0	139	30
10	0	1	0	0	0	0	0	155	95
11	0	1	0	0	0	0	0	293	164
12	0	1	0	0	0	0	0	83	18
13	0	1	0	0	0	0	0	110	24
14	0	1	0	0	0	0	0	193	134
15	0	1	0	0	0	0	0	220	156
16	0	1	0	0	0	0	0	266	132
17	0	1	0	0	0	0	0	54	38
18	0	1	0	0	0	0	0	15	11
19	0	1	0	0	0	0	0	10	7
20	0	1	0	0	0	0	0	44	31
21	0	1	0	0	0	0	0	106	23
22	0	1	0	0	0	0	0	72	51
23	0	1	0	0	0	0	0	58	26
24	0	1	0	0	0	0	0	170	121
25	0	1	0	0	0	0	0	186	133
26	0	1	0	0	0	0	0	44	31
27	0	1	0	0	0	0	0	10	2
28	0	1	0	0	0	0	0	148	91
29	0	1	0	0	0	0	0	134	95
30	0	1	0	0	0	0	0	249	151

A barra 1 é a única tipo 2 na Tabela I (único gerador).

TABELA II. DADOS RELATIVOS ÀS LINHAS DE INTERLIGAÇÃO DOS BARRAMENTOS.

NI	NF	CIRC	R	X	C	Tap
1	2	1	0.0125	0.019	0	1
2	3	1	0.375	0.57	0	1
3	4	1	0.1548	0.04772	0	1
3	20	1	0.2132	0.26	0	1
4	5	1	0.0774	0.02386	0	1
5	6	1	0.1935	0.05965	0	1
6	7	1	0.05805	0.017895	0	1
7	8	1	0.0774	0.02386	0	1
8	9	1	0.18576	0.057264	0	1
9	10	1	0.13545	0.041755	0	1
10	11	1	0.13545	0.041755	0	1
11	12	1	0.17415	0.053685	0	1
12	13	1	0.17415	0.053685	0	1
13	14	1	0.13545	0.041755	0	1
14	15	1	0.2322	0.07158	0	1
15	16	1	0.3483	0.10737	0	1
16	17	1	0.44505	0.137195	0	1
17	18	1	0.5418	0.16702	0	1
18	19	1	1.9456	1.1936	0	1
20	21	1	0.0328	0.04	0	1
21	22	1	0.0492	0.06	0	1
22	23	1	0.07872	0.096	0	1
23	24	1	0.09512	0.116	0	1
24	25	1	0.0656	0.08	0	1
25	26	1	0.09675	0.029825	0	1
26	27	1	0.1161	0.03579	0	1
27	28	1	0.1161	0.03579	0	1
28	29	1	0.17415	0.053685	0	1
29	30	1	0.1935	0.05965	0	1

Na Tabela II são exibidos os dados das linhas de interligação dos barramentos.

Em que :

NI: número da barra inicial do ramo; NF: número da barra final do ramo; Circ: número da linha caso tenha duas ou mais em paralelo no ramo; R: resistência série (em Ω) do ramo; X: reatância série (em Ω) do ramo; C: susceptância shunt de linha em %; Tap: ajuste do tap do transformador quando o ramo é um transformador. Os valores exibidos na Tabela II estão em pu.

Posteriormente foi considerada a instalação de três fontes de GSF, exibida na Fig. 5, sendo a GSF1 uma usina de grande porte com uma previsão de potência de 3 MWp, GSF2 uma usina de pequeno porte de 30 kWp e GSF3 uma usina de 20 kWp alocadas nas barras 2, 5 e 26 respectivamente. A escolha da localização das fontes (GSF 1, 2 e 3) deve-se às condições favoráveis para a localização de empreendimento de produção de energia solar, tais como a maior média de

radiação e à proximidade com a rede de distribuição de forma a reduzir os preços de interligação das usinas na rede elétrica.

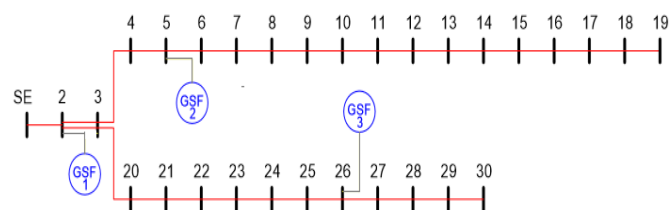


Fig. 5. Esquema unifilar do trecho da rede de distribuição com a localização prevista das GSF.

Em seguida considerou-se uma variação de potência das fontes de GSF compreendida no intervalo de 0 a 100%.

A localização do GSF1 no início dos alimentadores não permite verificar os impactos negativos na tensão, podendo resultar em sobretensões em barras do sistema, por essa razão, considerou-se também a mudança de locação da GSF1 para as barras 11 e 16 (não se localizam no início do alimentador e apresentam maior carga), também fez-se uma modificação no valor de potência injetada na rede (por GSF1) de forma a avaliar em que condições e quais os limites da inserção da GSF que atendem os critérios de QEE definidos pela ANEEL.

A. Panorama #1

Os resultados para o trecho da rede de distribuição sem a presença de unidades de GSF1 (Linha laranja), e com a presença apenas da GSF1 (Linha Preta) alocada à barra 2 são exibidos na Fig. 6. Os resultados apresentam os valores de módulo em pu (com valor de tensão base de 20 kV). Pode-se observar a influência da unidade de GSF1 presente na barra 2, pois a presença desta unidade gera um acréscimo na tensão da rede de distribuição. Por se tratar de uma rede radial quase sequencial em toda sua extensão tem-se uma queda de tensão sucessiva em cada um dos nós da rede mas pode-se ver que as tensões estão de acordo com os valores sugeridos pelas normas da ANNEEL.

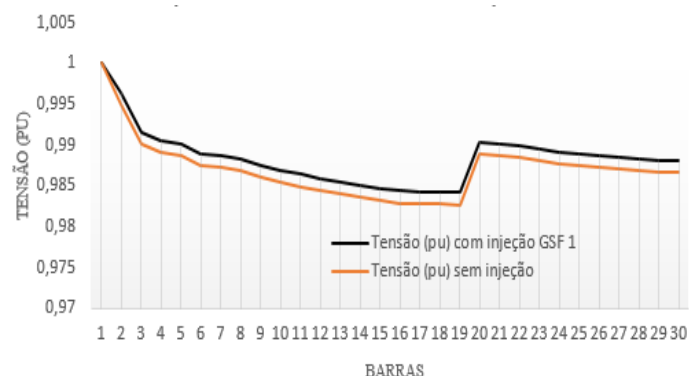


Fig. 6. Variação da magnitude da tensão com injeção GSF 1.

Os resultados para o trecho considerando a presença apenas da GSF2 alocada a barra 5 são exibidos na Fig. 7 e os resultados com a presença apenas da GSF3 alocada na barra 26 são exibidos na Fig. 8. Pode-se notar que os valores das tensões nas barras apresentaram, em ambos os casos,

pequenas elevações. Tais comportamentos se justificam pela menor influência de GSF2 e GSF3 em relação à potência associada a GSF1.

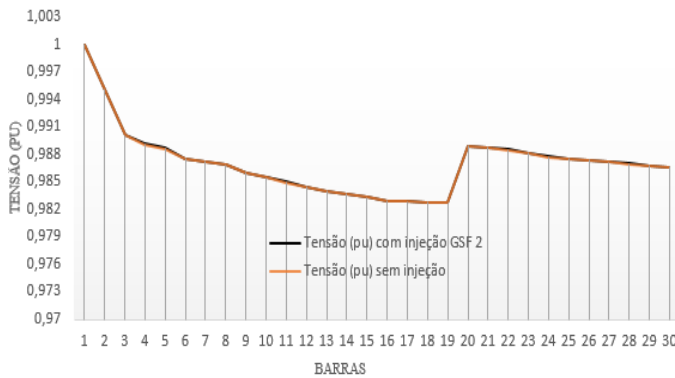


Fig. 7. Variação da magnitude da tensão com injeção GSF 2.

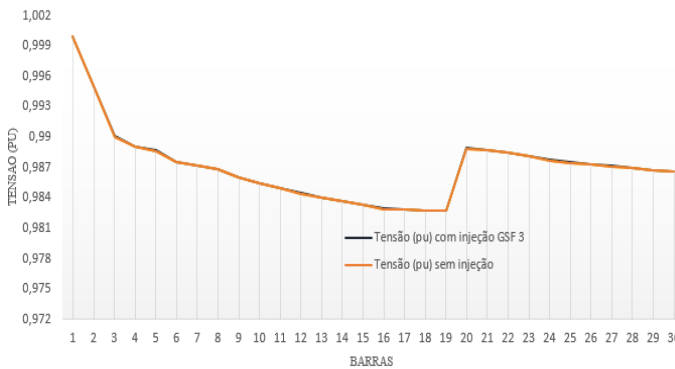


Fig. 8. Variação da magnitude da tensão com injeção GSF 3.

Pode-se analisar na Tabela III o perfil da magnitude das tensões nas barras do sistema exibidos na Fig. 5, com e sem injeção GSF. Pode-se observar que, sem a presença de GSF, a tensão em cada nó é reduzida de acordo com a sua disposição em relação à barra 1, já a terceira coluna apresenta os perfis da tensão com a presença de todas as unidades de GSF, pode-se observar uma elevação em média de 0,1% da tensão (valores em pu) em quase todos os nós da rede respeitando os valores sugeridos pela ANNEL.

B. Panorama #2

Na Fig. 9 é exibido a variação da penetração das unidades de GSF (de 0 a 100%), pode-se observar que á medida que aumenta a penetração de GSF as tensões nas barras apresentam pequenas variações isto porque a localização das unidades de GSF no início dos alimentadores não permite verificar os impactos negativos na tensão, podendo resultar em sobretensões em barras do sistema, por essa razão, considerou-se o estudo do panorama #3.

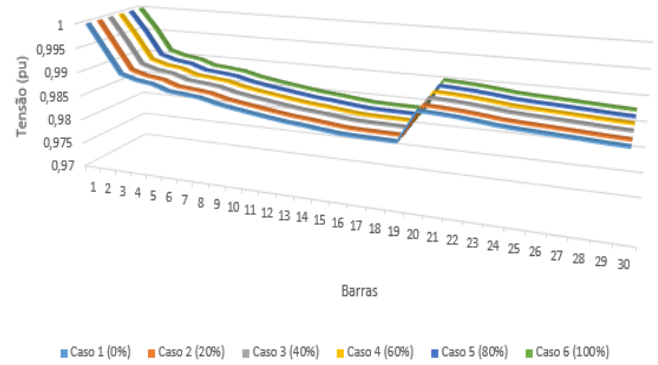


Fig. 9. Variação da penetração de GSF na rede de distribuição.

TABELA III. PERFIS DE TENSÃO NAS BARRAS DA REDE.

Barra	Tensão (pu) sem injeção	Tensão (pu) Todas as injeções	Elevação da Tensão (%)
1	1	1	0,00%
2	0,9950242	0,9959888	0,097%
3	0,9900541	0,9910397	0,100%
4	0,9891073	0,9901055	0,101%
5	0,9886479	0,9896525	0,102%
6	0,9875308	0,9885365	0,102%
7	0,9872211	0,9882272	0,102%
8	0,9868469	0,9878533	0,102%
9	0,9860033	0,9870106	0,102%
10	0,9854392	0,986447	0,102%
11	0,9849383	0,9859467	0,102%
12	0,9844463	0,9854552	0,102%
13	0,9839934	0,9850028	0,103%
14	0,9836816	0,9846913	0,103%
15	0,9832854	0,9842954	0,103%
16	0,9829284	0,9839388	0,103%
17	0,9828194	0,98383	0,103%
18	0,9827773	0,9837879	0,103%
19	0,9827065	0,9837172	0,103%
20	0,9888978	0,9898954	0,101%
21	0,9887267	0,9897261	0,101%
22	0,9884868	0,9894889	0,101%
23	0,9881296	0,9891361	0,102%
24	0,9877196	0,9887313	0,102%
25	0,9874895	0,9885048	0,103%
26	0,9873182	0,9883385	0,103%
27	0,9871283	0,9881488	0,103%
28	0,9869415	0,9879623	0,103%
29	0,986739	0,98776	0,103%
30	0,9865941	0,9876152	0,103%

C. Panorama #3

A Fig. 10 mostra a relação entre as alterações na tensão da rede e na potência da GSF1 instalada em duas diferentes barras do sistema (11 e 16). Os comportamentos observados nos perfis de tensão indicam que há impactos da variabilidade da potência fornecida pela GSF1 caso ela seja alocada em diferentes pontos do circuito alimentador.

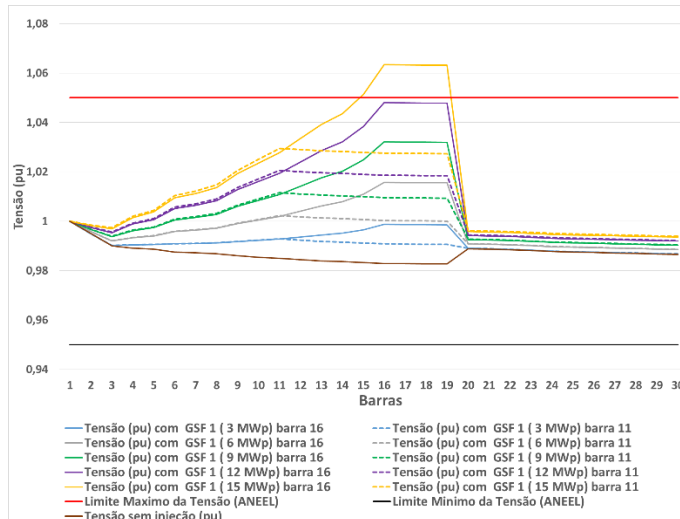


Fig. 10. Variação da magnitude da tensão com mudança de localização da GSF 1 (barra 11 e barra 16) e aumento da potência de injeção.

A partir da Fig. 10 é possível observar que o aumento da potência injetada pela GSF1 na barra 16 é capaz de provocar uma violação no limite máximo de tensão, diferentemente dos comportamentos que seriam observados na barra 11. Para uma injeção na barra 16, um possível limite operacional de injeção de potência equivaleria a 12 MWp.

Também é possível observar a inserção da GSF1 nas barras 11 e 16 resultam na elevação do perfil de tensão nas barras adjacentes. Em função dos valores de potência de carga considerados (Tabela I), a GSF1 na barra 16 não resultaria em variações significativas nas tensões das barras a jusante do alimentador. O mesmo comportamento também é observado para a GSF1 na barra 11, porém com um maior declive neste último caso.

V. CONCLUSÕES

Este artigo desenvolveu um estudo sobre a conexão de fontes de GSF em um modelo da rede de distribuição real em operação na Ilha de São Vicente, Cabo Verde. Basicamente, este sistema é composto por uma rede de distribuição de 30 barras distribuídas ao longo de duas ramificações. Foi elaborado um algoritmo de fluxo de potência baseado no MSP no programa MATLAB. Foram feitas algumas análises que mostram o comportamento dos perfis da magnitude das tensões nas barras do sistema, considerando a aplicação de 3 fontes de GSF alocadas nas barras 2, 5 e 26 analisando para dois panoramas. No primeiro avaliou-se o impacto de cada uma individualmente na rede de distribuição e posteriormente a soma de todas as unidades de GSF comparadas com a

situação de funcionamento da rede sem injeção de GSF. Em ambos os casos pode-se constatar um aumento da magnitude da tensão em valores aceitáveis, para o segundo caso foi considerado uma variação da penetração das unidades de GSF (de 0 a 100%). A localização da GSF no início dos alimentadores não permite verificar os impactos negativos na tensão, podendo resultar em sobretensões em barras do sistema. Sendo assim, foi avaliado um terceiro panorama onde considerou-se a mudança de alocação da GSF1 para as barras 11 e 16 e foi variado a potência de injeção a rede avaliando quais os limites da inserção da GSF para atender os critérios de QEE. Para uma alocação da GSF1 na barra 16 verificou-se que o limite da injeção de potência é de 12 MWp, indicando que acima deste valor não são atendidos os critérios de QEE. Também é válido dizer que, conforme se esperava, haveria melhoria dos perfis de tensão obtidos para ambos os casos de inserção da GSF em relação àqueles já inicialmente observados no mesmo alimentador quando da ausência de sistemas de geração distribuída. Os autores deste trabalho continuam na observação de outros parâmetros de operação da rede de distribuição na ilha de São Vicente considerando uma possível (e desejada) inserção de usinas de geração fotovoltaica para melhor aproveitamento do recurso energético (solar) disponível na região.

VI. REFERÊNCIAS

- [1] C. H. S. Vieira, E. N. M. Silva, J. R. Araújo, A. B. Rodrigues e M. G. Silva, "Avaliação Probabilística da Inserção de Geração Distribuída sobre os Índices de Conformidade de Tensão em Redes de Distribuição," *X Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, 2013.
- [2] ECREE- ECOWAS Regional Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency – [internet], Disponível em: <<http://www.ecreee.org>>, [Acessado em 20 de Março de 2017], 2012.
- [3] Paulillo G. "Conceitos gerais sobre qualidade da energia". 2011
- [4] ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica", [internet], Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>, [Acessado em 20 de Março de 2017], 2009.
- [5] G. J. Alves, "Aplicação dos Sistemas de Informação Geográfica ao estudo das energias renováveis: o potencial". 2013
- [6] Broadwater, R.P., A. Chandrasekaram, C.T. Huddleston, and A.H. Khan, "Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems", *Electric Power System Research*, vol. 14, 1988.
- [7] Monticelli, A., "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Ed. Edgar Blücher, 1983.
- [8] Shirmohammadi, D., H.W. Hong, A. Semlyen, and G.X. Luo, "A Compensation Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 753-762, May 1988.
- [9] Ana S. Palma, Bruno S. Okuda, C. Celso B. Camargo, Everthon T. Sica, Gelson A. A. Brigatto e Rafael T. Carvalho, "Uma contribuição ao Estudo do Fluxo de Potência em Redes de Distribuição com inserção de Unidades de Geração Distribuída pelo Método da Soma das Potências Modificado", 2015.