



**GRUPO - IX**

**GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- GOP**

**ANÁLISE QUANTITATIVA DO IMPACTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE A MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

**Paulo Henrique  
Volpato Garcia  
UTFPR**

**Henrique  
Perretto  
UTFPR**

**Juliano da Silva  
Pereira  
UTFPR**

**Raphael Augusto de (\*)  
Souza Benedito  
PPGSE / UTFPR**

**RESUMO**

Este artigo estuda o efeito da inserção de Geração Distribuída na estabilidade de tensão de sistemas elétricos de potência, utilizando a função de Fluxo de Potência Continuado do programa ANAREDE do CEPEL. Tal programa proporciona de forma simples e prática a obtenção das curvas PV, que indicam a margem de carregamento do sistema, bem como o ponto de máximo carregamento ou ponto de colapso de tensão. As análises e simulações foram feitas no sistema 57 barras do IEEE, e demonstram que a adição de Geração Distribuída em barras distantes dos grandes geradores aumenta a margem de carregamento total do sistema e que este aumento está diretamente relacionado à troca de reativo entre geração e carga, e alívio de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão.

**PALAVRAS-CHAVE**

Sistemas Elétricos de Potência, Fluxo de Potência Continuado, ANAREDE, Geração Distribuída, Estabilidade de Tensão

**1.0- INTRODUÇÃO**

Um dos possíveis causadores de interrupção no fornecimento de energia elétrica é a instabilidade de tensão do sistema. Segundo [1,2] a estabilidade de tensão é a capacidade de um sistema manter o equilíbrio entre a carga demandada e o fornecimento de energia mesmo após um distúrbio, mantendo aceitável as tensões de todas as barras em condições normais de operação. Portanto, opções que melhorem a margem de estabilidade de tensão de um sistema são estudadas com a finalidade de procurar manter a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Neste sentido, a difusão da geração distribuída (GD), pequeno ponto de geração próximo a cargas e longe de grandes centros geradores, pode ser um fator que auxilie na melhora da margem de carregamento do sistema [3]. Desta forma, é importante conhecer os possíveis benefícios e efeitos da inserção de geração distribuída em sistemas elétricos de potência de forma que se possa auxiliar no planejamento da operação e expansão do mesmo. Uma das formas de estudar a instabilidade de tensão de modo simples e rápido é através dos métodos estáticos de cálculo de fluxo de potência continuado e obtenção das curvas PV.

As curvas PV fornecem uma estimativa do ponto de máximo carregamento da rede, também denominado de ponto de colapso de tensão, e também fornecem um panorama do comportamento das tensões eficazes das barras de carga em função do aumento gradativo do carregamento do sistema [1].

A partir dessas considerações, este artigo busca analisar o efeito da inserção de geração distribuída na estabilidade de tensão de sistemas de potência, através da função de fluxo de potência continuado do programa ANAREDE do CEPEL, que é muito utilizado pela maioria das concessionárias no Brasil [4,5,6,7].

**1.1 – Análise de Estabilidade de Tensão: Conceitos Gerais**

Tradicionalmente, destacam-se duas formas de análise de estabilidade de tensão: a dinâmica e a estática. A dinâmica contempla a modelagem da rede e dos equipamentos através de equações algébrico-diferenciais, enquanto a estática utiliza uma representação da rede através de equações algébricas. A análise estática baseia-se nos conceitos de fluxo de potência e de fluxo de potência continuado e é o método utilizado neste artigo.

Embora os métodos estáticos não contemplem uma modelagem matemática precisa, eles trazem resultados satisfatórios se comparados aos resultados dos métodos dinâmicos. Além disso, a utilização dos métodos estáticos implica em menor esforço computacional e, portanto, maior velocidade de análise [1,4].

A análise de fluxo de potência continuado busca obter a margem de carregamento do sistema (ver Figura 1), ou ponto de colapso de tensão (associado ao ponto de máximo carregamento) através de uma adaptação do fluxo de potência convencional, considerando um parâmetro de continuação. Tal parâmetro pode ser a carga do sistema ( $\lambda$ ) ou uma tensão eficaz do conjunto de barras de cargas do sistema em análise.

Assim, a estratégia do fluxo continuado consiste em calcular os pontos da curva PV (Potência x Tensão) ou pontos da curva  $\lambda V$  (Carga Parametrizada x Tensão) a partir de incrementos sucessivos de carga ( $\Delta\lambda$ ) ou decrementos sucessivos de tensão ( $\Delta V$ ) [7]. Quando apenas a carga é utilizada como parâmetro de continuação, o ponto exato do colapso de tensão (nariz da curva) não pode ser calculado, possibilitando apenas uma estimativa próxima desse ponto. Isto porque, a matriz jacobiana da solução do fluxo de potência é singular no ponto exato do “nariz” da curva, e próxima da singularidade em pontos próximos a este “nariz”, impossibilitando a convergência numérica do método de Newton-Raphson quando a carga é adotada como parâmetro de continuação [5,9]. A singularidade da matriz jacobiana ocorre quando esta matriz tem um autovalor simples igual a zero, ou quando possui um par de autovalores complexos [10].

Entretanto, utilizando a tensão como parâmetro de continuação é possível obter a convergência do problema numérico mesmo no ponto exato do “nariz” da curva e também obter os valores da parte inferior da curva, melhorando a precisão do ponto de colapso de tensão do sistema [11].

A Figura 1 mostra uma curva típica  $\lambda V$ , utilizando primeiramente a carga como parâmetro de continuação e, em seguida, uma das tensões como parâmetro de continuação. Vale salientar que o programa ANAREDE faz uso desta metodologia em seu fluxo de potência continuado.

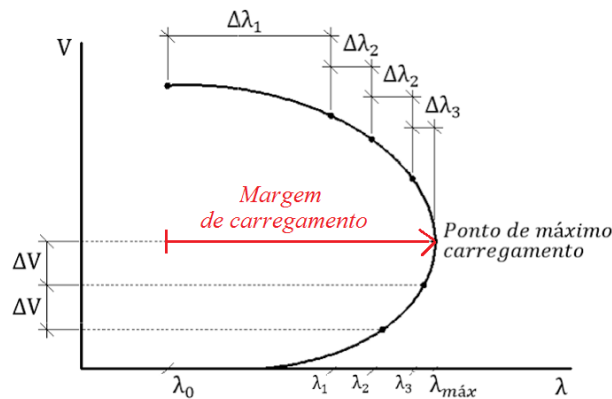


FIGURA 1 – Obtenção da curva  $\lambda V$  ou PV por Fluxo de Potência Continuado

Entre os métodos para o cálculo de fluxo de potência continuado destacam-se o método da secante, proposto em [12], e o método da tangente, proposto em [13], estes métodos utilizam etapas de previsão e correção para que os acréscimos de carga ou decréscimos de tensão sejam feitos de forma a acelerar a resolução do problema.

Em virtude da limitação de espaço, o equacionamento completo do fluxo de potência continuado não será apresentado neste artigo, entretanto o mesmo pode ser consultado em várias referências, como [8,12,13,14].

## 1.2 – Limite de Geração de Potência e Estabilidade de Tensão

No contexto de análise de estabilidade de tensão, vários equipamentos e/ou dispositivos elétricos podem influenciar significativamente a capacidade de transferência de potência da rede e, assim, afetar a margem de carregamento do sistema e o ponto de colapso de tensão [7]. Neste trabalho, particularmente, o foco da análise está concentrado nos geradores síncronos e como a capacidade de geração de potência ativa e reativa dos geradores influencia a estabilidade de tensão das demais barras de carga.

Tradicionalmente, os limites de geração de uma máquina síncrona são indicados por sua curva de capacidade (ou capacidade), considerando um eixo referente a potência ativa ( $P$ ) e outro eixo com relação a potência reativa ( $Q$ ). Nesses dois eixos são levados em conta os limites principais do gerador, tais como: limite da corrente de armadura; limite da corrente rotórica; limite da potência mecânica da turbina; limite de subexcitação. A Figura 2 mostra uma curva de capacidade típica indicando no ponto R a potência nominal da máquina e seu fator de potência nominal [8].

Os limites de geração de uma máquina têm grande influência na estabilidade de tensão de um sistema, principalmente devido à capacidade limitada de troca de reativo entre o gerador e a rede elétrica [3], que pode causar o colapso de tensão induzido pela limitação de reativo das unidades geradoras (ou bifurcação induzida por limite). Deve-se ainda ressaltar que existem unidades geradoras que operam com valores fixos de geração de potência ativa

e reativa, com seus valores dentro dos limites aceitáveis de operação. Tal situação é típica em geração distribuída, e será explorada neste artigo.

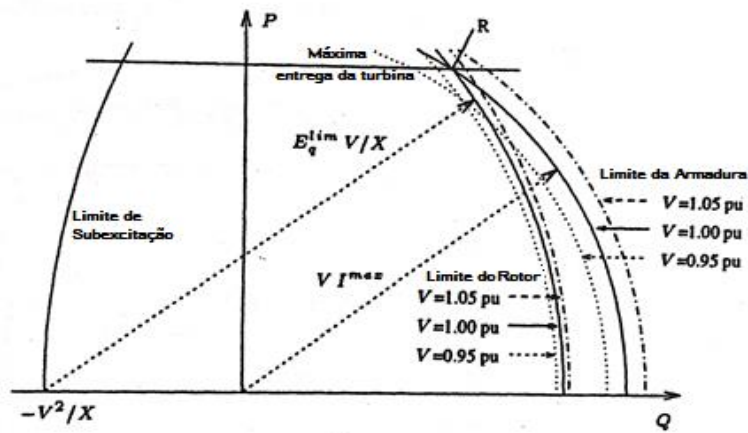


FIGURA 2 – Curva de capacidade com indicação da potência nominal [7].

## 2.0 - DELIMITAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DESTA PESQUISA

Esta seção apresenta as informações gerais utilizadas para o desenvolvimento da pesquisa, bem como os detalhes da inserção das gerações distribuídas no sistema elétrico estudado.

### 2.1 - Sistema Elétrico Utilizado neste Trabalho

No presente trabalho, decidiu-se utilizar o sistema elétrico de 57 barras do IEEE (vide Fig.3 abaixo), já que é muito utilizado em estudos de redes elétricas e, também, por estar disponível como sistema-teste do pacote ANAREDE-CEPEL.

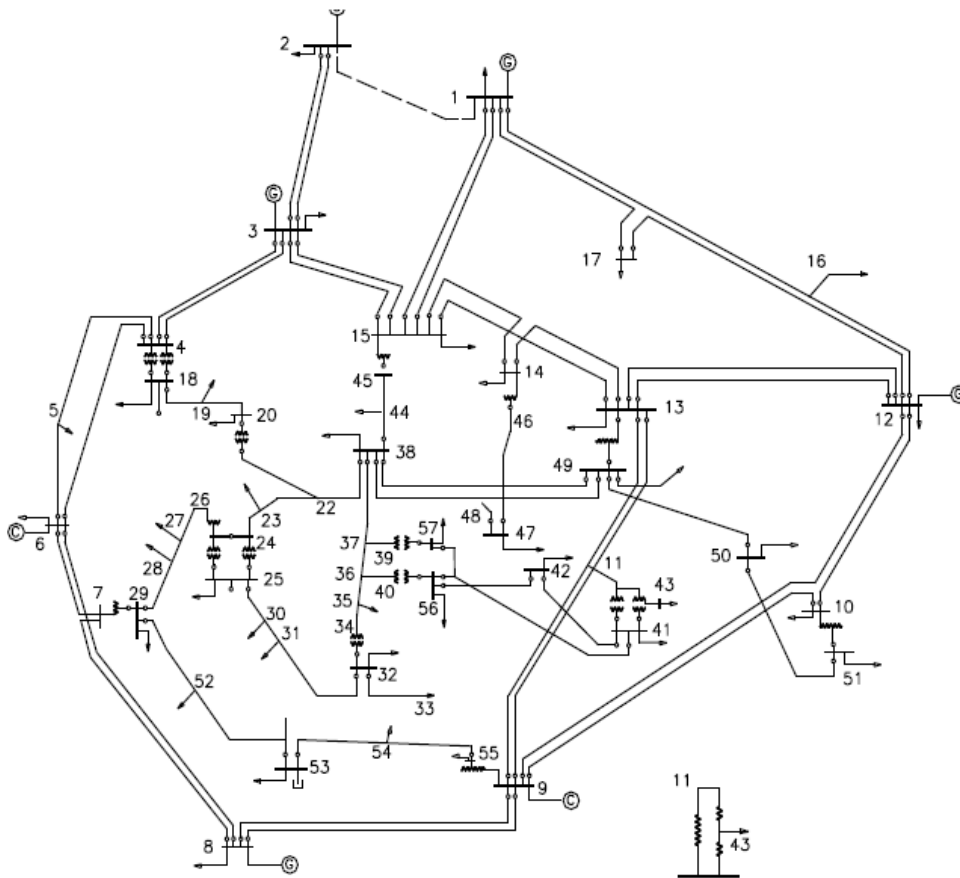


FIGURA 3 – Diagrama unifilar do Sistema de 57 barras do IEEE [8]

Como as informações detalhadas desse sistema consta no banco de dados do ANAREDE e devido à limitação de

espaço deste artigo, tais informações não são apresentadas neste texto.

## 2.2 – Limites de Geração, Fatores de Participação e Considerações sobre as Gerações Distribuídas

Neste trabalho serão considerados apenas os limites de geração ativa e reativa das grandes unidades geradoras, que são aquelas já presentes no sistema IEEE 57 barras. Além disso, para as simulações do fluxo de potência continuado, foram definidos fatores de participação dos grandes geradores, que são valores percentuais relacionados a cada gerador que indica o quanto cada máquina irá assumir do aumento de carga do sistema [4,9]. Os fatores de participação de potência ativa dos grandes geradores foram calculados de acordo com [4] e são expostos na Tabelas 1. Já o fator de participação de carga foi igual para todas as barras com cargas, isto é, o incremento de carga do sistema a cada simulação do fluxo continuado foi distribuído igualmente a cada barra de carga.

Tabela 1 – Definição dos fatores de participação dos grandes geradores do sistema IEEE 57 barras

Gerador	Fator de Participação
Gerador 1	13,88%
Gerador 3	4,31%
Gerador 8	48,44%
Gerador 12	33,37%

A inserção de GD em sistemas de potência pode ainda trazer alguma discussão quanto à barra ser considerada como barra de geração (PV) ou de carga negativa (PQ), entretanto as duas opções ainda podem ser consideradas [15]. Além disso, dependendo da tecnologia implantada, a GD pode fornecer reativo (capacitivo e/ou indutivo) à rede com valor fixo ou ainda variar dentro de faixa permissível estreita.

Nas simulações presentes neste artigo, **todas as gerações distribuídas foram consideradas barras de carga negativa (injetando potência ativa e reativa à rede) com valores fixos e fator de potência constante**. Isto significa que a potência ativa e reativa de cada GD se mantém fixa a cada simulação do fluxo de potência continuado, ou seja, o fator de participação de geração é nulo.

Para se observar a influência do limite de geração, são estudados vários cenários de fluxo de potência continuado com diferentes fatores de potência da geração para cada uma das GDs inseridas, ou seja, cenários em que a curva de capacidade tem maior limite de reativo (menor fator de potência).

## 2.3 - Localização das Gerações Distribuídas para Efeito de Análise

Para o sistema IEEE 57 barras foram definidas como barras de estudo as barras mais distantes dos centros geradores que são as barras 31, 32 e 33, sendo que essas barras apresentaram maior sensibilidade de tensão em relação ao aumento de carga.

A partir da identificação das barras mais críticas (ou sensíveis), escolheu-se inserir as GDs próximas a tais barras críticas. Desse modo, para cada barra crítica, uma nova barra adjacente (do tipo "PQ") foi inserida ao sistema como representação de GD, sendo essa nova barra conectada à barra crítica através de uma linha de sub-transmissão. A Figura 4 abaixo exemplifica como foi realizada a inserção da GD.

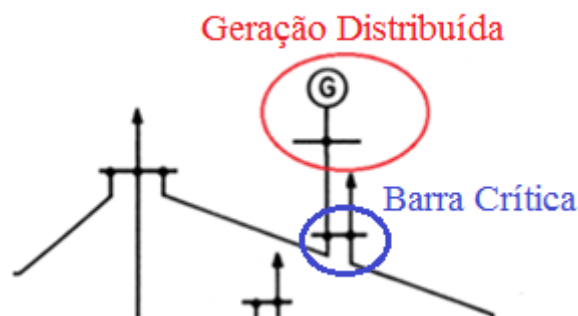


FIGURA 4 – Inserção de GD no Sistema.

## 2.4 - Definição das Potências Ativas e Reativas Geradas através das Gerações Distribuídas

Nas simulações utilizadas neste trabalho, os valores definidos de potência ativa e reativa das gerações distribuídas para o sistema de 57 barras são apresentados na Tabela 2. Para cada GD foram considerados 7 casos distintos de fator de potência e o caso "Base", representando a situação sem a adição da GD.

Importa ressaltar que o valor da potência ativa gerada por cada uma das GDs foi considerada igual à carga demandada pela barra de transmissão onde a GD está conectada. Já a potência reativa gerada foi alterada para cada caso, com o intuito de alterar o fator de potência.

Tabela 2 – Definição das gerações das GDs para o sistema IEEE 57 barras

Nome do Caso	GD conectada à Barra 31			GD conectada à Barra 32			GD conectada à Barra 33		
	FP	P (MW)	Q (Mvar)	FP	P (MW)	Q (Mvar)	FP	P (MW)	Q (Mvar)
Base		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0
FP 1	1,0	5,8	0,00	1,0	1,6	0,00	1,0	3,8	0,00
FP 0,9	0,9	5,8	2,81	0,9	1,6	0,77	0,9	3,8	1,84
FP 0,8	0,8	5,8	4,35	0,8	1,6	1,20	0,8	3,8	2,85
FP 0,7	0,7	5,8	5,92	0,7	1,6	1,63	0,7	3,8	3,88
FP 0,6	0,6	5,8	7,73	0,6	1,6	2,13	0,6	3,8	5,07
FP 0,5	0,5	5,8	10,05	0,5	1,6	2,77	0,5	3,8	6,58
FP 0,4	0,4	5,8	13,29	0,4	1,6	3,67	0,4	3,8	8,71

### 3.0 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Com base nas considerações e informações apresentadas na seção anterior, foram simulados 3 cenários de inserção de GD para o sistema elétrico 57 barras do IEEE.

Assim para o **sistema de 57 barras** os cenários de inserção de GD foram:

- Cenário 1 - Inserção de GD na barra 31;
- Cenário 2 - Inserção de GD na barra 32;
- Cenário 3 - Inserção de GD na barra 33.

Para cada um dos cenários de GD, foram executados 7 fluxos de potência contínuo através do programa ANAREDE, referentes aos 7 casos distintos de fator de potência das GDs (conforme apresentado na subseção 2.4). Além disso, também foi simulada a situação sem a adição de GD (caso “Base”).

Os gráficos da Figura 5 mostram as curvas PV do sistema de 57 barras considerando o Cenário 1 (GD na barra 31). Observe que cada curva corresponde a uma execução do fluxo de potência contínuo para um mesmo valor de potência ativa e reativa injetada pela GD conectada à barra 31.

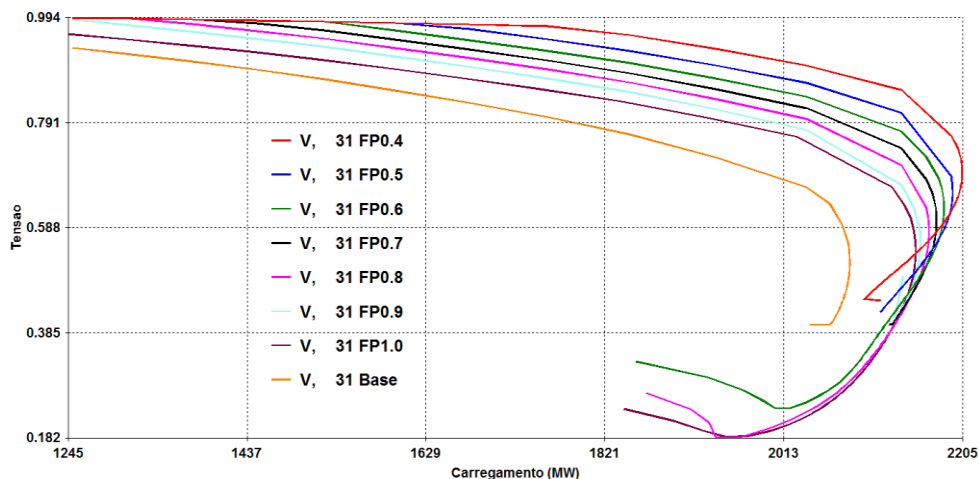


FIGURA 5 –Curvas PV para adição de GD na Barra 31 do Sistema de IEEE 57 barras

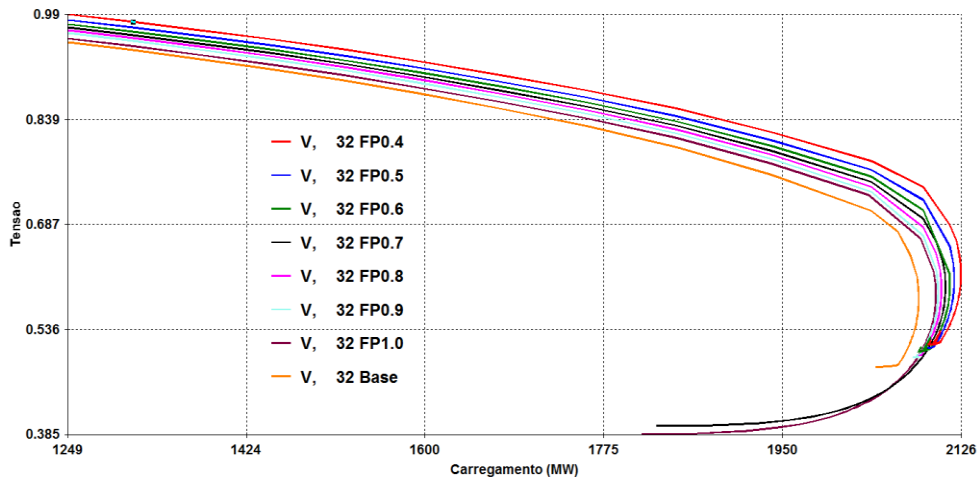


FIGURA 6 –Curvas PV para adição de GD na Barra 32 do Sistema de IEEE 57 barras

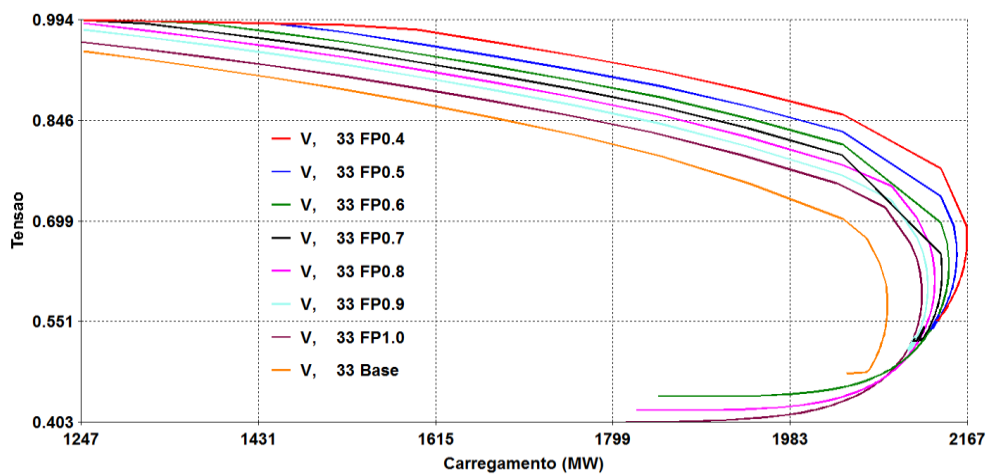


FIGURA 7–Curvas PV para adição de GD na Barra 33 do Sistema de IEEE 57 barras

Através das Figuras 5, 6 e 7, observa-se que nos três cenários individuais de adição de GD no sistema de 57 barras houve um aumento na margem de carregamento do sistema, mesmo com a inserção de GD com fator de potência unitário (curvas em laranja). Além disso, constata-se que quanto maior a potência reativa injetada pelo gerador distribuído na rede (menor fator de potência), maior será a margem de carregamento. Porém, fatores de potência muito baixos podem levar a problemas de sobretensão no ponto de colapso, o que é indesejável, já que a tensão crítica pode estar próxima a “1” pu.

A tabela 3 abaixo mostra o percentual de aumento da margem de carregamento em relação ao caso “Base” para alguns dos casos simulados.

Tabela 3 – Aumento percentual da margem de carregamento após inserção de GD – sistema de 57 barras

Caso	Aumento percentual em relação ao caso Base		
	Cenário 1 GD na barra 31	Cenário 2 GD na barra 32	Cenário 3 GD na barra 33
<b>FP 1</b>	3,40%	0,81%	1,72%
<b>FP 0,9</b>	3,64%	0,91%	2,01%
<b>FP 0,4</b>	5,79%	1,98%	3,96%

Os resultados da Tabela 3 mostram que a adição de GD na barra 31 tem mais efeito na estabilidade de tensão em relação ao efeito da adição de GD na barra 32 ou 33.

Embora o aumento percentual das margens em relação ao caso Base não seja tão elevado, o aumento efetivo em MW é significativo. Além disso, fica claro inferir que a adição conjunta de 3 GDs aumentaria ainda mais a margem de carregamento do sistema, uma vez que mais quantidade de potência reativa seria injetada na rede elétrica e também menos fluxo de potência ativa seria transmitida pelas linhas de transmissão.



Para comprovar tal afirmação, a curva em vermelho da Figura 8 apresenta o resultado do fluxo de potência continuado com a adição simultânea de GD nas barras 31, 32 e 33, para um fator de potência de 0,9 para as três GDs. Já as demais curvas dessa Figura 8 mostram as curvas PVs com a adição individual das gerações distribuídas. Observe que o aumento

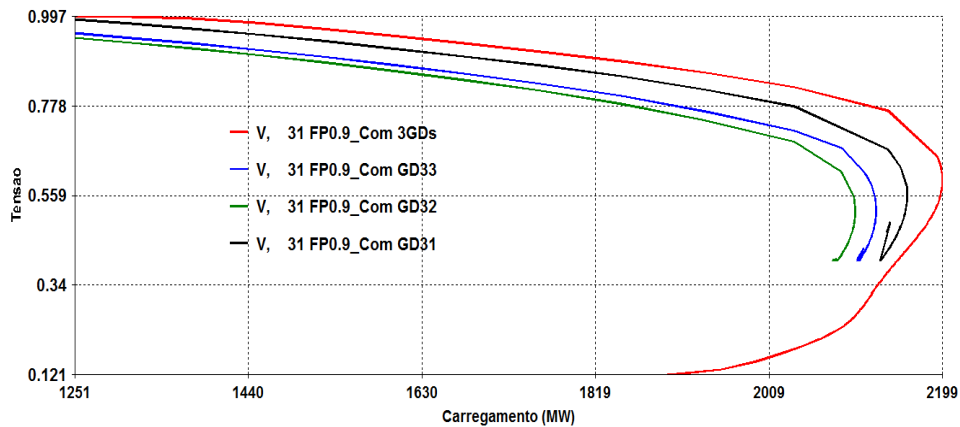


FIGURA 8 – Curvas PVs para os três cenários de adição individual de geração distribuída (curvas em verde, azul e preto), e curva PV para a adição simultânea das três GDs (curva em vermelho), considerando fator de potência de 0,9 para todas as GDS

Quando adicionada GDs às barras 31, 32 e 33 simultaneamente e modificando seus fatores de potência, de forma análoga ao apresentado na Tabela 2, constata-se também que quanto maior for a injeção de reativo dos geradores para a rede, maior será a margem. Tais simulações não serão apresentadas devido ao limite de espaço.

#### 4.0 - CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentado um estudo sobre o impacto da geração distribuída na margem de estabilidade de tensão de uma rede elétrica bem conhecida pela literatura da área. Para avaliação desse impacto, utilizou-se a função de fluxo de potência continuado do programa ANAREDE do CEPTEL, já que é uma ferramenta computacional de fácil manuseio e apresenta uma interface simples e prática.

Através dos resultados, observou-se que a adição de Geração Distribuída em barras distantes dos grandes geradores pode aumentar significativamente a margem carregamento total do sistema e que este aumento está diretamente relacionado com dois aspectos:

- a. A capacidade dos geradores distribuídos em injetar potência reativa na rede;
- b. Alívio do fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão devido à contribuição de potência ativa dos geradores distribuídos.

Observa-se também que o aumento excessivo de geração de potência reativa pode causar pontos de colapso com tensões elevadas, ou até sobretensão, o que pode ser perigoso à operação do sistema, já que a tensão no ponto de colapso pode estar próxima à 1 pu.

De modo geral, este estudo proporcionou um melhor entendimento dos possíveis benefícios ao se adicionar geração distribuída na rede elétrica, mesmo com despacho fixo de potência ativa e reativa, isto é, sem controle de despacho pelo operador do sistema. Vale destacar que o estudo das curvas PV pode auxiliar tanto na operação do sistema como também no planejamento de expansão da geração e transmissão de energia, podendo indicar por exemplo o fator de potência de operação das máquinas que compõem as GDs.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziaargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem and T. Vittal, "Definition and classification of power system stability" *IEEE Transactions on Power Systems*. V. 19, nº 2, p 1387-1401, May, 2004.
- (2) P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York, NY: McGraw-hill, 1994.
- (3) W. de Freitas, J.C.M. Vieira Junior, A.M. França, L.C.P da Silva e V.F. da Costa, "Análise comparativa entre geradores síncronos e geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo para aplicação em geração distribuída." *Revista Controle & Automação*, Vol. 16, nº3, pp. 332-344, Ago. 2005.

- (4) H. Perretto, J.S. Pereira e P.H.V. Garcia, *Análise Estática De Estabilidade De Tensão Com Cenários De Geração Distribuída Através Do Software ANAREDE*. 2016. 83f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – UTFPR, Curitiba, 2016.
- (5) J.C.R. Ferraz, N. Martins, H.J.C. Pinto e D.M. Falcão, “Fluxo de potência continuado e análise modal e melhoria da estabilidade de tensão do sistema sul-sudeste” em *VII Simpósio de Especialistas em Planejamento de Operação e Expansão Elétrica*. Curitiba, Mai. 2000.
- (6) CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL, *Manual do Usuário do ANAREDE*, DRE, 342p., 2013.
- (7) H.P. Pinto, J.L.R. Pereira, N. Martins, J.A. Passos Filho, S. Gomes Junior, F.R.M. Alves, J.C.R. Ferraz, R.M. Henriques and V.M. da Costa, “Needs and improvements in power flow analysis” in *VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Curitiba, May. 2000.
- (8) C. L. Zeferino, *Avaliação e Controle da Margem de Carregamento em Sistemas Elétricos de Potência*. 2011. 161f. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – EESC/USP, São Carlos, 2011.
- (9) T. Van Cutsem and C. Vournas, “*Voltage stability of power systems*” England: Kluwer Academic Publishers, 1998.
- (10) A. Justi, F.D. Mazza e L.R. Fogaça, *Análise estática do ponto de colapso de tensão através do método do fluxo de potência continuado*. 2014. 80f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – UTFPR, Curitiba, 2014.
- (11) J.L. de Resende, *Método do Ponto de Colapso Aplicado na Análise de Contingências Críticas em Sistemas Elétricos de Potência*. 96 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica – UFJF, Juiz de Fora, 2007.
- (12) L.D. Arya and H.K.A. Verna, “A method to Tracing PV Curve for Voltage Stability Analysis with Voltage Dependent Loads”, *Electric Machines and Power Systems*, Vol. 24. 1996.
- (13) H.D. Chiang, A. J. Flueck, K. S. Shah and N. Balu, “A Practical tool for tracing power system steady state stationary behavior due to load and generation” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, nº2, May 1995.
- (14) V. Ajarapu and C. Christy, “The Continuation Power Flow: a Tool for Steady State Voltage Stability Analysis”, *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol 7, nº 1, Feb. 1992
- (15) A. Monticelli e A. Garcia, *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*. Campinas, SP: Editora da Unicamp, 2ªed. 2011.
- (16) L.F.B. Martins, *Método do Look Ahead modificado para estudos de colapso de tensão*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – UNESP, Bauru, 2011.
- (17) F. Albuyeh and J. J. Skiles, “A transmission Network Planning Method for Comparative Studies”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol PAS-100, nº4, Apr 1981.



## 6.0 DADOS BIOGRÁFICOS

Paulo Henrique Volpato Garcia

Itapeva – SP, 06/10/1991

Graduado pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná em dezembro de 2016.

Engenheiro Eletricista

Henrique Perretto

Curitiba – PR, 13/03/1991

Graduado pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná em dezembro de 2016.

Engenheiro Eletricista.

Juliano da Silva Pereira

Assis Chateaubriand - PR, 23/10/1991

Graduado pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná em dezembro de 2016.

Engenheiro Eletricista

Raphael Augusto de Souza Benedito

Graduado em Engenharia Elétrica/Eletrotécnica pela UNESP de Ilha Solteira em 2005, Mestre e Doutor em Eng. Elétrica – Sistemas Elétricos de Potência pela USP de São Carlos.

Atualmente é Professor Adjunto III na UTFPR e Professor Permanente no Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia – PPGSE.