

Grid Transient Stability Using Inverters Controlling the Reactive Power of Photovoltaic Generators

W. T. S Pinheiro (PPGEE/UFPA), C. F. Vieira (PPGEE/UFPA), V. C. Souza (PPGEE/UFPA), Z. A. F. Souza (PPGEE/UFPA), M. V. A Nunes (PROFESSOR/UFPA).

Abstract— This paper proposes the evaluation of the influence of the modes of control of the reactive power of the distributed photovoltaic systems, Also analyzing the transient stability of synchronous generators connected in distribution networks in Distributed Generation (DG). It will also be evaluated the negative and positive influence of the control mode volt-var and the control mode of Vancutsen in the stability of the synchronous machine. The analyzes are performed using the test system UKGDS 95 bus, With two photovoltaic connections, one inserted in the bar 18 and the other in the bar 89 and a synchronous generation in the bar 73.

Index Terms — Transient stability, Influence of control mode Volt-var and Vancutsen in synchronous machine stability, distributed generation.

I. INTRODUÇÃO

A partir da resolução normativa ANNEL n° 482/2012, o Brasil passou a gerar energia a partir da micro e minigeração [1], e desde então esse mercado tem crescido exponencialmente, principalmente quando se trata da geração fotovoltaica. Em novembro de 2015 com a revisão desta norma, foi estimado que até 2024 o Brasil terá 4,5 GW de potência instalada [2]. Com isso, é importante se pensar na possibilidade atual da massiva integração de geradores solares fotovoltaicos nas redes de distribuição, o que tende a provocar um aumento da circulação de fluxos de potência ativa nos alimentadores, partindo dessas fontes intermitentes. Esses fluxos de potência ativa, oriundos das fontes fotovoltaicas, podem tanto reduzir, quanto aumentar a margem da estabilidade transitória ou angular dos rotores dos geradores síncronos de pequeno e médio porte, que também estejam conectados no sistema de distribuição ou subtransmissão em esquemas de GD [3]. Assim, a maneira como a geração fotovoltaica é vista pela rede elétrica pode ser um fator crítico para a manutenção da estabilidade transitória de geradores síncronos distribuídos no mesmo sistema, uma vez que o sistema fotovoltaico pode auxiliar na complementação da geração convencional, mas ao mesmo tempo ele reduz naturalmente a inércia global do sistema elétrico, que corresponde a um importante fator para a manutenção da estabilidade a grandes perturbações nas condições de contingências elétricas que possam ocorrer

nessas redes, como por exemplo, nos casos de curtos-circuitos, ou ainda em condições de pequenas perturbações que também podem ser críticas em redes elétricas com a integração das fontes intermitentes de energia [3]. Em muitos casos, estes sistemas já são considerados fracos por serem sobrecarregados ou por estarem próximos dos seus limites de transmissão de potência. Nesse contexto, é importante avaliar os impactos causados na estabilidade da tensão com a inserção da geração fotovoltaica nos estudos dinâmicos de integração de tais tipos de fontes no sistema elétrico [3].

Nos últimos anos com a previsão da crescente penetração fotovoltaica no sistema elétrico, vem se estudando várias técnicas de controle de reativo na geração fotovoltaica, para diminuir os impactos causados por este tipo de geração na rede, ocasionados pela diminuição da inércia do sistema. Em [5] faz-se um estudo interessante na avaliação do impacto de geradores fotovoltaicos distribuídos, conectados diretamente nas redes de distribuição de média tensão, na estabilidade de tensão de longo prazo de um sistema de transmissão. Pode-se ressaltar também em [6], a análise da capacidade das usinas eólicas e solares para fornecer regulação de tensão. Tem-se também na literatura em [7] a abordagem dos principais problemas operacionais enfrentados pelos operadores de redes de distribuição devido à elevada integração de geradores fotovoltaicos (FV), tais como sobretensões, comutações excessivas de tape e a condição de runaway em reguladores de tensão. Em [8] são abordados três modos de controle do inversor, que correspondem a: Controle da potência ativa, Controle da tensão e controle da corrente reativa. Além disso, é demonstrado um exemplo do impacto de cada modo de controle em um alimentador de distribuição. Em [9] uma estratégia de controle Volt-var usando reguladores de tensão e compensadores de potência reativa em uma rede de distribuição para integração de energia renovável é apresentada, onde a estratégia coordenada de controle Volt-var ajusta o valor do regulador de tensão e a injeção de potência reativa para minimizar o desvio de tensão e a perda de potência. Em [10] são realizadas análises em sistemas de transmissão do comportamento da geração solar fotovoltaica na rede, definidas pela forma como a potência ativa de saída e a potência reativa são controladas. Nesse contexto são abordados dois modos de controle: Potencia reativa constante e modelos de magnitude da tensão constantes [10].

Dentro deste contexto, este artigo apresenta uma análise de dois modelos de controle, em que o modelo I diz respeito

Pinheiro W. T. S, M. V. A. Nunes, Vanderson Carvalho de Souza, Celivan Ferreira Vieira, Zaire são da Universidade Federal do Pará, Belém - PA, Brasil. (e-mail: pinheirowaness@hotmail.com, mvan@ufpa.br, vandersoneng@hotmail.com, celivan.vieira@ifam.edu.br).

ao Volt-Var, e o modelo II corresponde ao modelo apresentado por Vancutsen [11]. É proposta também uma análise da influência tanto negativa quanto positiva na estabilidade da máquina síncrona dos respectivos modos de controle. Uma solução também a ser investigada no presente artigo é o uso do modo de controle de potência reativa dos geradores fotovoltaicos via inversor, e que possa aliviar a demanda de reativo dos geradores síncronos distribuídos interligados no mesmo sistema elétrico, reduzindo assim, a possibilidade de gerar uma condição de instabilidade de tensão, após uma grande perturbação, ou a ocorrência de contingências no sistema elétrico que possam afetar redes elétricas fracas, ou sobrecarregadas e com grande inserção de geradores fotovoltaicos. As análises dos modelos de controle são realizadas por meio de simulações no domínio do tempo através da ferramenta computacional ANATEM.

II. METODOLOGIA

Este artigo tem como objetivo fazer uma avaliação de dois modos de controle de geração fotovoltaica através da diminuição da penetração de geração síncrona e em contrapartida aumentando a penetração da geração fotovoltaica, a fim de avaliar o impacto provocado na máquina síncrona. Para esta análise foram aplicados diferentes curtos na rede, o primeiro curto foi aplicado na barra 15, próximo à geração fotovoltaica, e o segundo foi aplicado na barra 63, próximo da geração síncrona. A estabilidade transitória foi analisada através do levantamento do tempo crítico de falta e pela curva de oscilação angular da máquina síncrona, respectivamente. Já a estabilidade de tensão foi analisada através das curvas de potência reativa e de tensão nas barras críticas.

A. Modelo de controle I

O modelo Volt-Var é indicado para sistemas de energia que sejam mais reativos e menos resistivos, e é usado principalmente em casos onde é preciso manter a tensão no terminal fotovoltaico dentro dos limites ANSI (Instituto Americano de padrões Nacionais) aceitáveis. Em casos de elevação de tensão de acordo com uma curva volt-var pré-estabelecida, o sistema fotovoltaico pode absorver potência reativa [12].

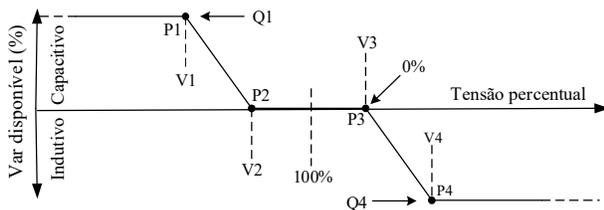


Fig. 1. Curva que descreve o modelo Volt-var do inversor [8].

Na Fig. 1 pode-se analisar o funcionamento do modelo Volt-Var, que mostra que quando as tensões forem inferiores a V2, o inversor vai gerar potência reativa entre 0% e 100% de sua capacidade disponível, devendo alcançar o nível de 100% quando a tensão for igual ou inferior a V1. O inversor irá absorver potencia reativa entre 0% e 100% quando as

tensões forem superiores a V3, e alcança o limite de 100% de absorção quando a tensão for igual ou superior ao valor de V4 [4], [12].

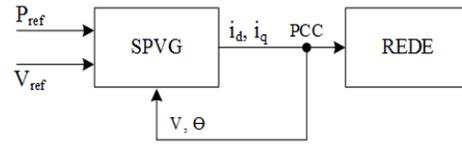


Fig. 2. Diagrama que descreve o modelo I do inversor [10].

A Fig. 2 mostra o diagrama de blocos que descreve o modelo I, o qual corresponde ao modelo Volt-var do inversor. O controle se baseia nos parâmetros de entrada que correspondem a potência ativa e a tensão de referência respectivamente, e compara com a tensão no ponto de acoplamento comum, que tem como resultado os sinais de controle Id que corresponde ao controle da potência ativa e Iq que corresponde ao controle da potência reativa como visto em [10].

B. Modelo de controle II

O modelo a seguir, mostrado na Fig. 3 faz um ajuste da potência reativa e ativa de inversores para impedir ou atenuar os problemas de sobretensão com fator de potência 0,95 em avanço e 0,95 em atraso como visto em [11]. Ele prioriza o uso da potência reativa, onde a potência ativa só é solicitada em casos extremos [11]. O modelo limita a potência ativa (Ipcmd) através da classificação do inversor (Imax). Pset e Qset são os set-points de potência ativa e reativa calculados pelo controlador em [11]. Quando Pset ≥ PMPP, a unidade funciona no modo MPPT. E, Tg e Tm são constantes de medidas de corrente e tensão. E por fim, tem-se os limites referentes a corrente reativa (Iqcmd) que é calculado a partir da capacidade de energia reativa usando-se Ipcmd [11]. Neste artigo, este controle será usado com fator de potência unitário.

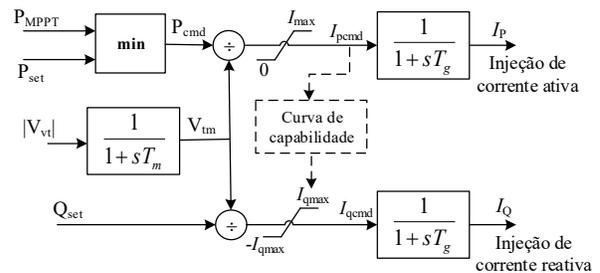


Fig. 3. Diagrama que descreve o modelo 2, do inversor [11]

C. Sistema teste UKGDS 95 barras

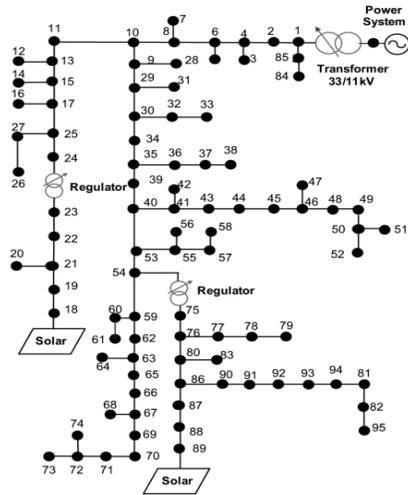


Fig. 4. UKGDS 95 barras [12]

O sistema teste mostrado na Fig. 4, é constituído de 95 barras, destas, 55 são centros de carga, totalizando 5,86 MW de carga total no cenário de máximo carregamento. Além disso, também é composto por dois geradores fotovoltaicos de grande porte. O sistema utilizado é um sistema radial, com baixo suporte de reativo. Para favorecer o estudo de estabilidade transitória foi inserido um gerador síncrono no lado de baixa tensão do barramento 73. Os dados de carga deste sistema são obtidos a partir de [14]. As duas gerações fotovoltaicas estão localizadas na barra 18 e na barra 89.

III. SIMULAÇÕES, ANÁLISES E RESULTADOS

Nesta seção, são apresentados os resultados dos estudos de estabilidade transitória e de tensão, realizado com os 2 modelos de controle fotovoltaicos citados anteriormente. Esse estudo foi realizado com o auxílio da ferramenta computacional ANAREDE E ANATEM, respectivamente.

A. Análise a partir dos Cenários

O modelo utilizado para a simulação é o sistema teste UKGDS 95 barras [14], com duas conexões fotovoltaicas, uma inserida na barra 18 e a outra na barra 89 e ainda um sistema de geração síncrona na barra 73. Foram escolhidos dois modelos de controle do conversor fotovoltaico como mostrado na seção de metodologia. Foi utilizado o programa computacional ANAREDE E ANATEM, [15] para obter as simulações no domínio do tempo utilizadas na análise. A descrição dos cenários pode ser observada na Tabela I.

TABELA I
MODO DE OPERAÇÃO

Modo de operação	Síncrono (MW)	PV (MW)	NP% (PV)
Modo 1	3	1	17,15
Modo 2	2	2	34,31
Modo 3	1	3	51,46

Nos seguintes cenários analisados, é proposto o aumento da penetração fotovoltaica (NP%) e uma diminuição na penetração da geração síncrona, a fim de avaliar o impacto que a geração fotovoltaica pode causar na rede e consequentemente na máquina síncrona.

Foi considerado para essa etapa apenas o modelo I de controle para os modos de operação citados na Tabela I. Como mostrado na Tabela II que corresponde à falta na barra 15, próximo à geração fotovoltaica, percebeu-se um aumento no tempo de acomodação e também uma diminuição na amplitude da primeira oscilação, e isso acabou trazendo benefício para estabilidade da rede, como mostrado nas Fig. 5, 6 e 7 pois houve uma redução na oscilação da tensão aumentando a margem de estabilidade transitória, deixando assim o sistema mais estável. O curto circuito na barra 63, próximo à geração síncrona ocorreu com mais severidade e fez com que o caso base perdesse a estabilidade, percebe-se também que com o aumento da penetração da geração fotovoltaica ocorreu uma melhoria na estabilidade da rede. Nos modos seguintes, houve um aumento do tempo de acomodação e a redução da amplitude como no caso anterior.

TABELA II
FALTA NA BARRA 15 MODELO I

Ts = 7ms Carga pesada	Caso Base	Modo 1	Modo 2	modo 3
Amplitude da Primeira Oscilação (°)	16,4	13,12	9,17	4,75
Tempos de Acomodação (s)	3,97	4,99	5,42	6,81

TABELA III
FALTA NA BARRA 63 MODELO I

Ts = 7ms Carga pesada	Caso Base	Modo 1	Modo 2	Modo 3
Amplitude da Primeira Oscilação (°)	Instável	27,6	19,2	10,4
Tempos de Acomodação (s)	Instável	4,95	5,85	7,21

Como já visto nas Tabelas II e III, pode-se verificar também graficamente nas Fig. 5 à Fig. 7 que com o aumento da geração fotovoltaica, a amplitude da primeira oscilação diminui, mas em contrapartida o tempo de acomodação aumenta para cada modo de operação.

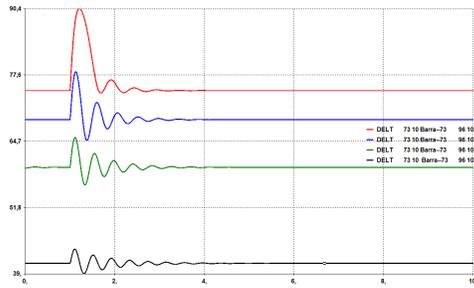


Fig. 5. Curvas do ângulo da máquina síncrona de acordo com os modos de operação

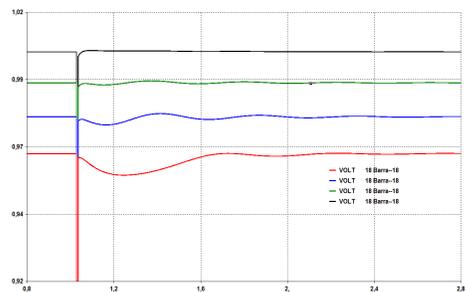


Fig. 6. Curva das tensões na barra 18 de acordo com o modo de operação

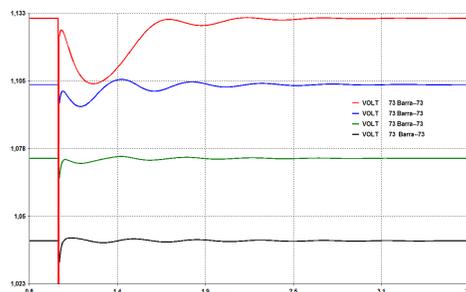


Fig. 7. Curva das tensões na barra 73 de acordo com o modo de operação

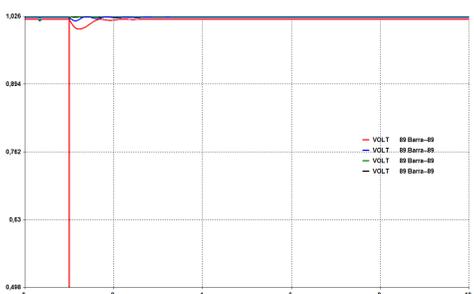


Fig. 8. Curva das tensões na barra 89 de acordo com o modo de operação

Analisando os gráficos das tensões e do ângulo da máquina síncrona nas Fig. 5 a Fig. 8, pode-se concluir que o Volt-var aumenta a estabilidade de tensão e transitória do sistema, pois é visível que à medida que aumenta a penetração de geração fotovoltaica, diminui a amplitude das oscilações na barra onde está conectada a geração síncrona. Nas Fig. 5 e Fig. 7, está bem visível essa diminuição da amplitude, se comparada à curva em

vermelho onde há geração fotovoltaica, com a curva da cor preta. Pode-se concluir com isso que, a inserção da geração fotovoltaica causa uma melhoria tanto na estabilidade transitória quanto na estabilidade de tensão.

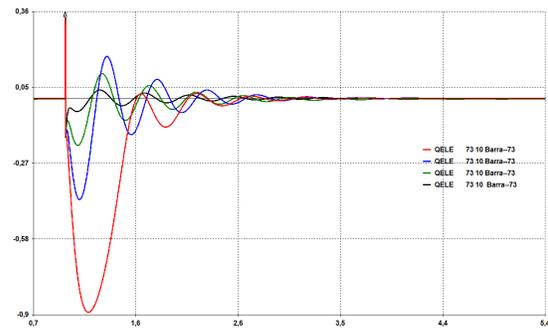


Fig. 9. Curva da potência reativa na barra 73 de acordo com o modo de operação

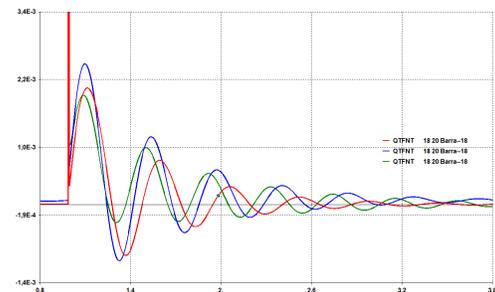


Fig. 10. Curva da potência reativa na barra 18 de acordo com o modo de operação

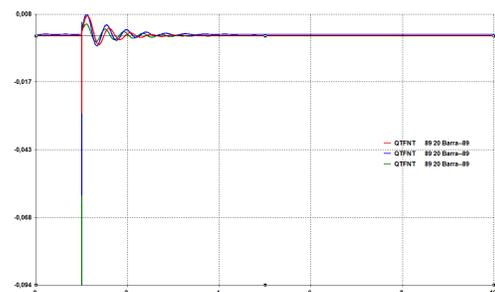


Fig. 11. Curva da potência reativa na barra 89 de acordo com o modo de operação

Na curva da potência reativa nas Fig. 9 a Fig. 11 pode-se observar que, o gerador fotovoltaico está contribuindo com a falta, o que acaba contribuindo para estabilidade da tensão. Nas três figuras, é possível perceber que a geração fotovoltaica ajuda com suporte de reativo o sistema. À medida que a máquina síncrona vai reduzindo sua penetração e a geração fotovoltaica vai aumentando, o gerador síncrono passa a consumir menos reativo da rede durante a ocorrência da falta, e isso faz com que ocorra uma melhoria nos níveis de tensão do sistema, acarretando na melhoria tanto da estabilidade transitória quanto na estabilidade da tensão.

B. Análise dos modelos de Controle

Para análise de estabilidade, foi escolhido os gráficos com os dois modos de Controle juntos, para verificar os benefícios ou malefícios que cada um é capaz de ocasionar à rede e à máquina síncrona.

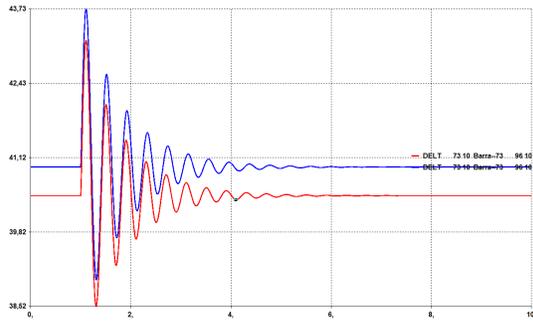


Fig. 12. Curva do ângulo da Máquina Síncrona

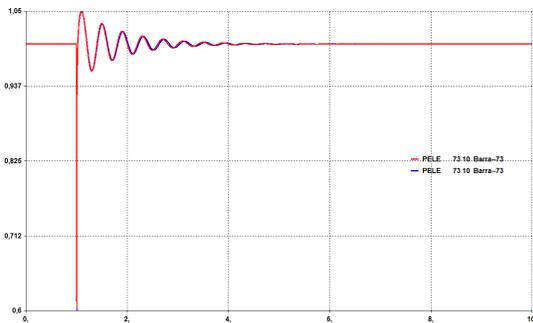


Fig. 13. Curva da Potência Ativa na Máquina Síncrona

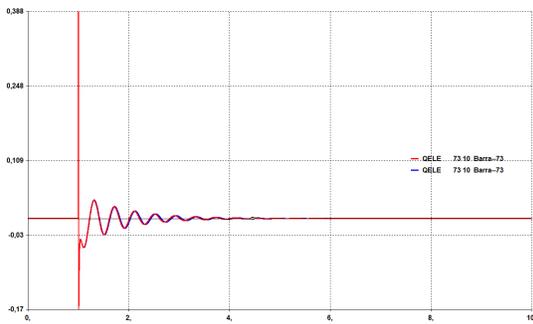


Fig. 14. Curva da Potência Reativa na Máquina Síncrona

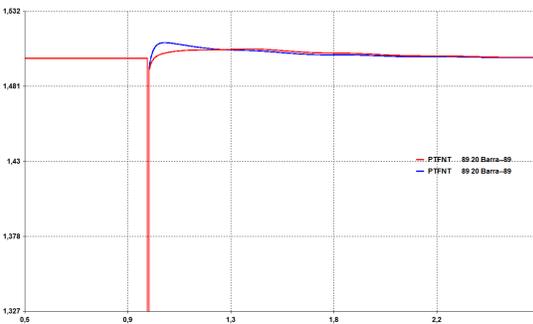


Fig. 15. Curva da Potência Ativa na barra 89

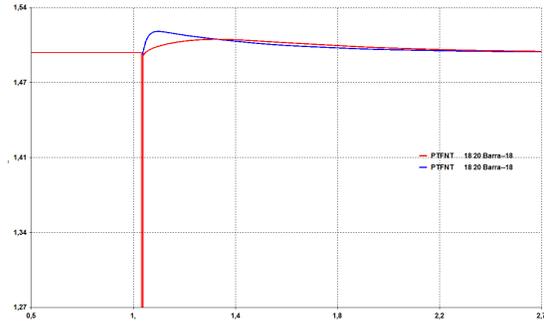


Fig. 16. Curva da Potência Ativa na barra 18

De acordo com as Fig. 13 a Fig. 16, relativas à potência ativa e as Fig. 12 e Fig. 14 relativas à máquina síncrona, é possível verificar que os dois controles atuam de forma similar, contudo, de acordo com a curva da potência ativa nas barras 18 e 89, próximo das gerações mostrado nas Fig. 15 e Fig. 16, pode-se perceber uma variação entre os dois controles, onde o modelo II tem um melhor tempo de subida. Na Fig. 17 e Fig. 18 onde estão as curvas de potência reativa nas barras 18 e 89 pode-se perceber que, os dois controles estão atuando similarmente, com fator de potência unitário.

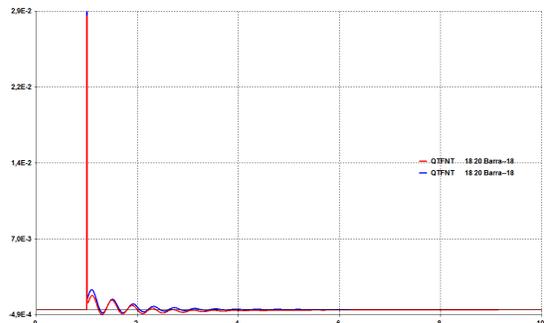


Fig. 17. Curva da Potência Reativa na barra 18

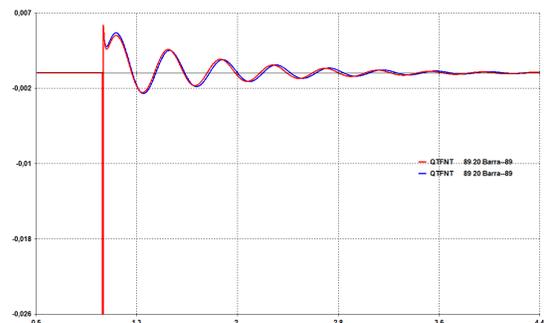


Fig. 18. Curva da Potência Reativa na barra 89

TABELA IV
TEMPO DE SUBIDA

BARRA 89				
	Vancutsen MODELO I		Volt-var MODELO II	
Modo 1	60	0	35	0,33
Modo 2	361,5	0,49	55	0,56
Modo 3	390	0,42	70	0,71
	Ts (ms)	Ov %	Ts (ms)	Ov %

De acordo com a análise da Tabela IV pode-se concluir que o modelo I apresentou menor característica dinâmica com relação ao *overshoot* ou seja, teve menor nível de tensão de saída ultrapassado durante a resposta transitória, e o modelo II apresentou maior tempo de subida respectivamente. Do ponto de vista da estabilidade transitória e de tensão, pode-se considerar que, os dois modelos tiveram significativo desempenho.

C. Análise da estabilidade

Nesta seção é avaliada a estabilidade transitória dos respectivos modelos propostos anteriormente. De acordo com as Tabelas V e VI VII e VIII respectivamente apresentadas a seguir.

TABELA V
TEMPO CRÍTICO DE FALTA MODELO I

Curto na Barra 15	Caso Base	Modo 1	Modo 2	Modo 3
Tempo Crítico de Eliminação de Falta (ms)	7	19,2	25	31

TABELA VI
TEMPO CRÍTICO DE FALTA MODELO I

Curto na Barra 63	Caso Base	Modo 1	Modo 2	Modo 3
Tempo Crítico de Eliminação de Falta (ms)	3,7	7,7	17	57

TABELA VII
TEMPO CRÍTICO DE FALTA MODELO II

Curto na Barra 15	Caso Base	Modo 1	Modo 2	Modo 3
Tempo Crítico de Eliminação de Falta (ms)	7	16	37	116

TABELA VIII
TEMPO CRÍTICO DE FALTA MODELO II

Curto na barra 63	Caso Base	Modo 1	Modo 2	Modo 3
Tempo crítico de eliminação de falta	3,7	8	18	57

A análise da estabilidade é realizada de acordo com as tabelas V, VI, VII e VIII, onde está descrito o tempo crítico de falta nas barras 15 e 63 dos dois modelos em estudo. No caso base, ou seja, sem geração fotovoltaica o curto foi mais severo na barra 15 que está mais distante da geração síncrona, em contrapartida o curto da barra 63 próximo da geração síncrona na barra 73, teve menos severidade. O modelo de controle I de acordo com os modos de penetração fotovoltaica, foi o que demonstrou menos severidade nos modos II e III, contudo, no modo I o modelo II foi o que teve melhor resposta. Com a falta na barra 63 os dois modelos de controle tiveram respostas semelhantes.

IV. CONCLUSÕES

As análises feitas com os dois modelos de controle relativo à estabilidade de tensão e estabilidade transitória, tiveram como ponto negativo, o aumento no tempo de acomodação da máquina síncrona, contudo, esse aumento não foi significativo, tendo em vista que, a amplitude das oscilações reduziu, ocasionando uma melhoria da estabilidade global do sistema. De acordo com as análises gráficas é perceptível que com fator de potência unitário quase não houve diferença entre os dois controles, contudo de acordo com o tempo crítico de falta, pode-se perceber que o modelo I apresentou um melhor desempenho que o modelo II apesar de terem relativa semelhança. Para se obter um melhor desempenho dos modelos, é interessante que se faça simulações com fator de potência 0,95 em avanço e em atraso.

V. REFERÊNCIAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica. REN 482: Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica. REN 687: Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.
- [3] P. Kundur, Power System Stability and Control, Mc-Grall Hill, New York, 1994.
- [4] Paulo Ricardo Radatz de Freitas, Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDDS. Universidade de São Paulo-USP, 2015.
- [5] V. C de Souza, 2017. "Controle local de potência reativa em geradores fotovoltaicos para a melhoria da regulação de tensão em redes de distribuição," Dissertação de mestrado, UFPA, Belém, Brasil.
- [6] A. Ellis, Senior Member, IEEE, R. Nelson, Member, IEEE "Reactive Power Performance Requirements for Wind and Solar Plants".
- [7] H. A Barata, 2017. "Impacto de redes de distribuição com massiva conexão de geradores fotovoltaicos na estabilidade de tensão de longo-prazo em sistemas de potência," Dissertação de mestrado, UFPA, Belém, Brasil.
- [8] W. Sunderman, R. C. Dugan and J. Smith, "Open source modeling of advanced inverter functions for solar photovoltaic installations," 2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition, Chicago, IL, USA, 2014, pp. 1-5.
- [9] Xiangsheng Lai et al., "Coordinated Volt-VAR control in active distribution systems for renewable energy integration," 2015 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), London, ON, 2015, pp. 99-104.
- [10] B. Tamimi, C. Cañizares and K. Bhattacharya, "Modeling and performance analysis of large solar photo-voltaic generation on voltage stability and inter-area oscillations," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, 2011, pp. 1-6.
- [11] F. Olivier, P. Aristidou, D. Ernst and T. Van Cutsem, "Active Management of Low-Voltage Networks for Mitigating Overvoltages Due to Photovoltaic Units," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 7, no. 2, pp. 926-936, March 2016.
- [12] M. Rylander, Huijuan Li, J. Smith and W. Sunderman, "Default volt-var inverter settings to improve distribution system performance," 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, 2016, pp. 1-5.
- [13] R. Singh, B. C. Pal, and R. A. Jabr, "Distribution system state estimation through Gaussian mixture model of the load as pseudo-measurement," *IET Gen., Transm. Distrib.*, vol. 4, no. 1.
- [14] Y. Agalgaonkar, B. C. Pal and R. A. Jabr, "Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators," 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, National Harbor, MD, 2014, pp. 1-1.
- [15] CEPEL, "ANAREDE e ANATEN V.10.04.04 – Manual do usuário", 2005.

VI. BIOGRAFIA



Marcus V. A. Nunes Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (1996) e Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2003). Atualmente é Professor Associado da Universidade Federal do Pará. Tem larga experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Máquinas Elétricas e Dispositivos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: Aerogeradores de velocidade variável e de velocidade fixa, realidade virtual aplicada a sistemas de energia elétrica, geradores de indução duplamente excitados, controle inteligente aplicado a sistemas elétricos de potência e sistemas de energia elétrica.



Wanessa T. S. Pinheiro Possui graduação em engenharia de Controle e Automação pela Instituição de Estudos Superiores da Amazônia (IESAM). Atualmente é aluna de Mestrado em Sistemas de Energia no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE-UFPA) e pesquisadora no Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia (CEAMAZON). Suas áreas de atuação são: Sistemas de Controle e Automação, Geração distribuída e Estabilidade de Sistemas de Potência.



Celivan F. Vieira possui graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (UFPA), 2002 e 2014, respectivamente. Atualmente é Professor do Instituto Federal de Ciência e Tecnologia do Amazonas e doutorando em Sistemas de Energia no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE-UFPA). Suas áreas de interesse são: simulação, modelagem, controle de sistemas de potência, otimização e algoritmos metaheurísticos.



Zaire de Assis Ferreira Souza, é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (UFPA), 2016. Atualmente atua como mestrando no Grupo de Estudos em Sistemas Elétricos e Instrumentação (GSEI) na UFPA na área de Gerenciamento da Energia pelo Lado da Demanda e Redes Elétricas Inteligentes. Possui interesse em Redes Inteligentes, Monitoramento Fasorial do Sistema de Energia, Identificação de Sistemas Dinâmicos e Modelagem

Computacional.



Vanderson Carvalho de Souza Possui graduação (2015) e mestrado (2017) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (UFPA). Atualmente é engenheiro da Universidade Federal Rural da Amazônia (UFRA) e doutorando em Sistemas de Energia Elétrica no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da UFPA. Seus interesses em pesquisa estão focados em Geração Distribuída, Sistemas Fotovoltaicos, Modelagem e Simulação Dinâmica.