

Controle Coordenado de Tensão em Alimentadores com Elevado Grau de Penetração de Geração Fotovoltaica na Baixa Tensão

Ruan Carlos Ramos da Silva

Natasha Ficheira Wiechers

Wertes Motta Oliveira

Programa de Engenharia Elétrica

Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

Rio de Janeiro, Brasil

Glauco Nery Taranto

Karen Caino de Oliveira Salim

Programa de Engenharia Elétrica

Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

Rio de Janeiro, Brasil

Resumo—Este artigo enfoca, talvez aquele que seja o principal problema da alta penetração da geração distribuída, que é a elevação do perfil de tensão do sistema. O artigo apresenta uma estratégia de controle coordenado de tensão em um alimentador teste contendo uma presença maciça de geração solar fotovoltaica na rede de baixa tensão. A modelagem é considerada trifásica e são realizadas simulações computacionais que consideram uma curva típica de demanda diária e uma curva típica de irradiação solar a céu aberto.

Palavras-chave – Geração Distribuída, Controle de Tensão, Controle Coordenado, Distribuição.

I. INTRODUÇÃO

O perfil da geração e distribuição de energia vêm se modificando com o aumento do incentivo a utilização de fontes renováveis de energia. No modelo convencional de sistemas de potência, a energia elétrica é gerada em grandes usinas e transmitida por longas distâncias em alta tensão, que é reduzida para média e baixa tensão ao longo do seu trajeto até o destino final, os consumidores. Com a inserção das fontes renováveis na média e baixa tensão, a geração de energia também ocorre de forma descentralizada e a geração distribuída é uma realidade em muitas regiões. Nesse novo modelo de transferência de energia elétrica, o fluxo de potência deixa de ser unidirecional e passa a ser bidirecional. Consequentemente, o perfil de tensão ao longo dos sistemas de distribuição também se modifica e um aperfeiçoamento das técnicas de controle de tensão se faz necessário.

O presente trabalho concentra seus esforços em técnicas de controle coordenado de tensão na rede de distribuição com alta penetração de geração distribuída.

II. CONTROLE DE TENSÃO EM ALIMENTADORES RADIAIS

A regulação de tensão nas redes de distribuição é feita normalmente por meio de dispositivos com *LTC (Load Tap Changer)*, geralmente no início da linha, na subestação, ou no meio da linha, como os chamados reguladores de tensão. É muito comum o emprego de elementos passivos para compensarem a queda de tensão ao longo da linha, mas muito incomum sua utilização no sistema de Baixa Tensão (BT). Em situações de alta variação de carga, ocasionados pela inserção de Geração Distribuída, o controle coordenado seria uma alternativa, mas não costuma ser empregado em redes de

distribuição, o que limita a capacidade de controle de tensão[1]. Já na transmissão, esse tipo de controle é largamente empregado e chega a ser decomposto em duas ou três etapas hierárquicas: controle primário, controle secundário e controle terciário.

De acordo com [2], além da utilização de equipamentos para controle de tensão na distribuição com inserção de Geração Distribuída, outras formas de evitar a instabilidade de tensão são: o corte de potência cedida pela GD, a alteração do seu fator de potência ou o reforço nas linhas da rede, caso haja possibilidade.

A. Controle Local

Nas redes de distribuição, o comando de controle local é feito por meio de transformadores com características de *tap* variável, *On-Load Tap Changer (OLTC)*, porém a combinação destes com equipamentos de compensação de reativos, mesmo que de forma local, é a melhor forma de controle de tensão. Nesse método, a relação de espiras do transformador se altera com um mecanismo de mudança de *tap* conforme a tensão medida se difere da tensão de referência e alcança determinado limite. O inconveniente deste método é que ele deixa de ser eficaz para sistemas radiais muito longos, pois a tensão é controlada a partir do equipamento, porém a maior queda de tensão ocorre ao final da linha e sabe-se que quanto maior for a extensão da linha, maior é a queda de tensão [2].

B. Controle Coordenado

O controle coordenado automático de tensão é utilizado em alguns sistemas de potência na transmissão e pode ser visto como um controle hierárquico atuando em dois ou três níveis de operação. A cada nível dá-se o nome de Controle Primário de Tensão (CPT), Controle Secundário de Tensão (CST) e Controle Terciário de Tensão (CTT) e a atuação de cada um no sistema é claramente dividida no domínio do tempo [3, 4, 5].

Em redes de distribuição é incomum encontrar aplicação dessa técnica para controle de tensão, porém vários trabalhos fazem análises desta metodologia aplicada em redes com penetração de geração distribuída. Não há um consenso, no entanto no que diz respeito aos níveis hierárquicos do controle coordenado na distribuição. [1] e [2] definem em seus trabalhos controle primário como sendo aquele que atua diretamente na unidade de geração distribuída e o CST entra com a atuação do

OLTC. Neste artigo o CPT será local na unidade de geração distribuída e o CST será a nível do OLTC.

III. GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Uma célula fotovoltaica é composta por duas camadas de material semicondutor, N, com excesso de cargas negativas, e P, com menos elétrons, portanto assumindo um caráter positivo [6]. Além das camadas P e N, as células fotovoltaicas também são formadas por uma grade metálica na sua região superior e uma base metálica que funcionam como eletrodos e permitem o movimento de elétrons, em corrente contínua ([6], [7]).

Dois fatores são de extrema importância no momento de se estimar a produção de energia de um sistema fotovoltaico, a radiação e a temperatura, que influenciam diretamente no desempenho do módulo. De acordo com alguns autores ([6], [8], [9] e [10]) quanto maior for a radiação, maior será a corrente gerada e consequentemente a potência e já no caso da variação de temperatura, quanto menor for a temperatura ambiente, maior tensão o sistema fotovoltaico é capaz de entregar e consequentemente, maior potência. Em relação à eficiência, encontram-se hoje módulos comerciais valores de 13% e 14% para silício policristalino e monocristalino, respectivamente, e 15,2% em módulos de célula solar híbrida [6].

No mundo, em 2014, de acordo com o relatório Renewables 2014 elaborado pelo REN 21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) no ano de 2004, o investimento mundial em fontes renováveis foi de USD 39,5 bilhões, passando para USD 249,5 bilhões em 2012. Os países que lideram o ranking de investimentos são China, Estados Unidos, Japão, Reino Unido e Alemanha [11]. Segundo essa mesma fonte, a Alemanha lidera na capacidade instalada, seguido de China, Itália, Japão e Estados Unidos, nesta ordem.

No Brasil, no ano de 2014 segundo o Banco de Informações de Geração da ANEEL [12], 209 Centrais Geradoras Solar Fotovoltaica estavam em operação, somando uma potência autorizada de 18.559 kW, correspondendo a 0,01% da potência gerada no país e 1 unidade de 30 MW já havia sido outorgada, porém ainda não tinha tido a construção iniciada. O Brasil possui um potencial de geração fotovoltaica enorme, com média de insolação variando de 4.500 Wh/m² à 6.000 Wh/m² dependendo da região ([6]), porém, como descrito, não se destaca no cenário mundial nem com capacidade instalada ou alto nível de investimentos, nem como produtor.

IV. MODELAGEM DO SISTEMA TESTE

A. Parâmetros do Sistema Teste

O sistema teste utilizado é uma rede de distribuição de 13 barras em média tensão (MT) que utiliza os parâmetros da rede IEEE 13 Node Test Feeder [13], no entanto, com tensão fixada em 13.8kV. Um sistema de distribuição com 16 barras é conectado na barra 680 através de um transformador abaixador de 13.8kV/220V com os parâmetros descritos na tabela I. A barra 680-2 corresponde ao secundário do transformador.

TABLE I. INFORMAÇÕES DO TRANSFORMADOR ABAIXADOR

Identificação	Transformador 13.8kV/220V	Parâmetro R	0,4%
Localização	Barra 680/680-2	Parâmetro X	4%

Potência	75kVA	Tap	0,95
----------	-------	-----	------

O sistema de baixa tensão (BT) utiliza os parâmetros de linha do sistema teste IEEE European Low Voltage Test Feeder [14], sendo que, sua distribuição de cargas é fictícia, mas simula um sistema típico de BT nacional. O sistema pode ser visto na figura 1.

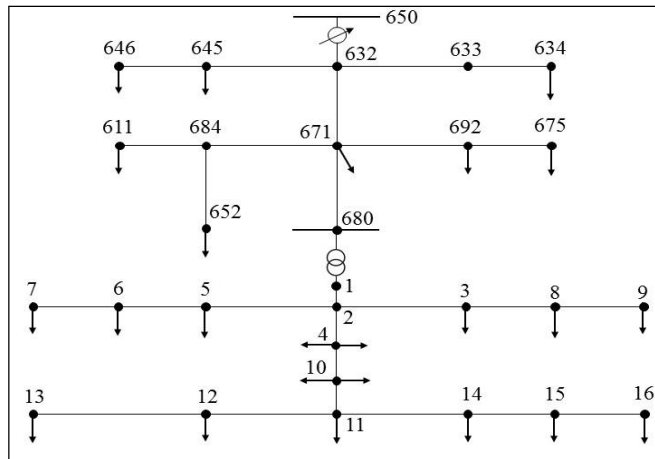


Figure 1. Sistema Teste com a BT e MT.

Um OLTC está conectado no ramal de entrada, entre as barras 650 e 632, sendo os parâmetros utilizados para simulação dados na Tabela II.

TABLE II. INFORMAÇÕES DO OLTC

Identificação	OLTC 13.8kV Barra 650/632	Tapmin	0,95
Parâmetro R	3	Tapmax	1,05
Parâmetro X	9	Vref	1

As linhas que conectam as barras estão apresentadas na Tabela III, para média tensão.

TABLE III. INFORMAÇÕES DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO DA MT

Barra A	Barra B	Comprimento(ft.)	Configuração
632	645	500	602
632	633	500	602
633	634	700	602
645	646	300	602
650	632	2000	602
684	652	800	602
632	671	2000	602
671	684	300	602
671	680	1000	602
671	692	400	602
684	611	300	602

680	675	500	602
-----	-----	-----	-----

Para BT foram consideradas todos ramais com mesmo espaçamento entre os postes conforme a Tabela IV.

TABLE IV. INFORMAÇÕES DOS RAMAIS DA BT

Vão entre os postes (ft.)	Configuração
100	777

As configurações utilizadas para as linhas com os códigos 602, para média tensão com modelo pi trifásico abc, e 777, para BT com modelo pi trifásico de sequência +-0, estão nas tabelas V e VI, respectivamente.

TABLE V. PARÂMETROS DA CONFIGURAÇÃO 602.

Matriz Z Média Tensão (R +jX) (in ohms por milha)		
0.7526 j1.1814	0.1580 j0.4236	0.1560 j0.5017
0.1580 j0.4236	0.7475 j1.1983	0.1535 j0.3849
0.1560 j0.5017	0.1535 j0.3849	0.7436 j1.2112
Matriz B Média Tensão (micro Siemens por milha)		
5.6990	-1.0817	-1.6905
-1.0817	5.1795	-0.6588
-1.6905	-0.6588	5.4246

TABLE VI. PARÂMETROS DA CONFIGURAÇÃO 777

Parâmetros BT (por milha)			
Rpos	0,78562	Rzer	0,78562
Xpos	0,05312	Xzer	0,05312
Bpos	0	Bzer	0

As cargas para a média tensão estão distribuídas conforme a Tabela VII. Para as cargas de BT a Tabela VIII apresenta a distribuição. O modelo de carga é PQ constante e conectadas em Y aterrado.

TABLE VII. CARGAS NA BT POR FASE

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	kW	KVAr	kW	KVAr	kW	KVAr
3	1.6	1.12	1.5	1.12	1.5	1.12
4	1.6	1.8	2.4	1.8	2.4	1.8
5	1	0.495	1	0.495	1	0.495
6	0.45	0.345	0.45	0.345	0.45	0.345
7	0.855	0.84	0.855	0.84	0.855	0.84
8	1.25	0.72	1.25	0.72	1.25	0.72
9	1.5	1.12	1.5	1.12	1.5	1.12
10	1.5	1.12	1.5	1.12	1.5	1.12
11	1.4	0.825	1.4	0.825	1.4	0.825

12	1.25	0.72	1.25	0.72	1.25	0.72
13	1	0.495	1	0.495	1	0.495
14	1.25	0.72	1.25	0.72	1.25	0.72
15	1.5	1.12	1.5	1.12	1.5	1.12
16	1.25	0.72	1.25	0.72	1.25	0.72

TABLE VIII. CARGAS NA REDE DE MÉDIA TENSÃO POR FASE

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	kW	KVAr	kW	KVAr	kW	KVAr
634	134	97	134	97	134	97
645	57	42	57	42	57	42
646	77	44	77	44	77	44
652	385	28	385	28	385	28
671	385	220	385	220	385	220
675	281	154	281	154	281	154
692	57	50	57	50	57	50
611	57	26	57	26	57	26

O Sistema também possui duas barras equipadas com bancos de capacitores instalados fixo em tempo integral. A Tabela IX mostra a potência nominal de ambos os bancos.

TABLE IX. BANCO DE CAPACITORES CONECTADOS NO SISTEMA

Barra	Fase A [kVAr]	Fase B [kVAr]	Fase C [kVAr]
675	200	200	200
611	33	33	33

B. Curva Típica de Carga e Ajuste do Tap do Transformador

Todas as cargas do sistema possuem um perfil típico de carga residencial [15]. Este perfil está apresentado na Figura 2. Os valores variam em escala unitária e são multiplicados aos valores de carga apresentado nas Tabelas VII e VIII que correspondem ao valor máximo da carga.

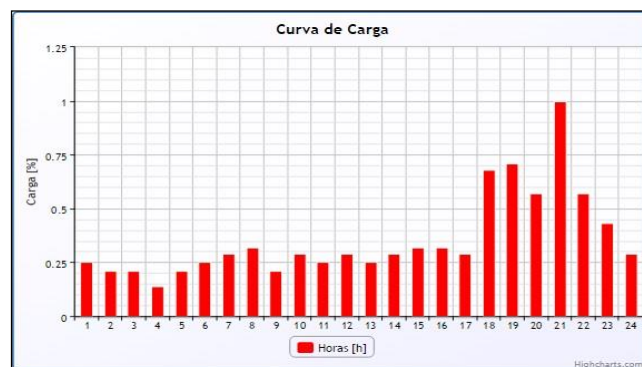


Figure 2. Curva de Horária de Carga

Com a inserção desses parâmetros o sistema foi simulado e o tap do transformador foi ajustado no valor de 0,95 com o intuito das tensões em todos os barramentos respeitarem os

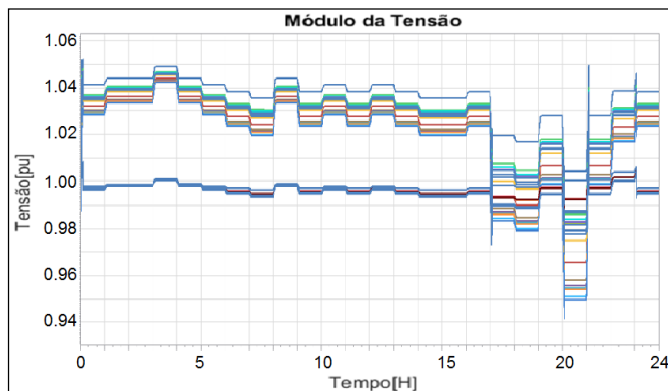


Figure 3. Variação de Tensão em Todos os Barramentos ao Longo do Dia

limites de +5% e -5%, ao longo do dia, descritos na norma do PRODIST [16]. O resultado deste ajuste está na Figura 3 evidenciando que todos os barramentos estão dentro do padrão.

C. Inserção de Geração Fotovoltaica com Curva Típica a Céu aberto

A geração fotovoltaica foi distribuída em todas as barras que possuem carga simulando um caso em que os consumidores residenciais adotassem a instalação de painéis fotovoltaicos para reduzirem seus gastos em energia elétrica. As potências instaladas dos geradores kWp estão conforme a Tabela X.

TABLE X. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA BT POR FASE

Barras	Fase A [kWp]	Fase B [kWp]	Fase C [kWp]
3-4, 6-16	0.8	0.8	0.8
5	1	1	1

Para a curva típica de geração fotovoltaica foi utilizada a curva apresentada na Figura 4.

Como resultado da inserção da geração fotovoltaica os perfis de tensão das barras de BT se alteraram drasticamente, extrapolando os limites superiores conforme a norma em 2%.

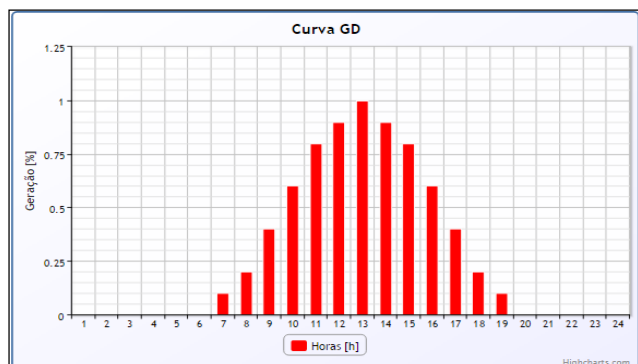


Figure 4. Curva Típica de Geração fotovoltaica a Céu Aberto

A Figura 5 apresenta esse novo perfil de tensão de todas as barras.

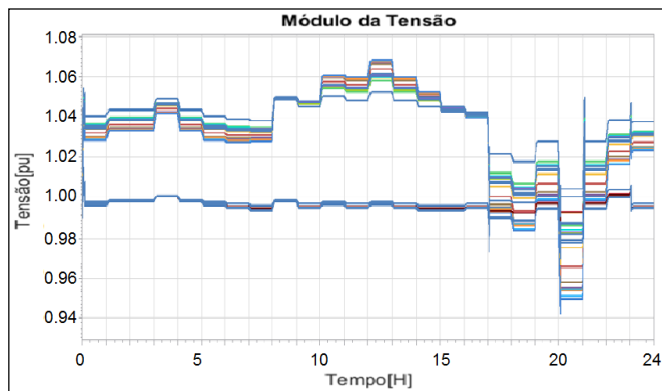


Figure 5. Perfil de Tensão de Todas as Barras Após Inserção da GD

Uma comparação detalhada pode ser verificada na Figura 6 envolvendo as barras 1 (azul) e 16 (vermelho). Em linha cheia temos os valores sem GD e em linha tracejada após a inserção de GD. A barra 16 é uma das mais extremas no sistema e que obteve maior elevação de tensão, passando a apresentar a tensão mais elevada do sistema às 12h. Já a barra 1, que antes era a barra de BT com perfil de tensão mais elevado apresenta uma pequena elevação de tensão, mas é suficiente para romper o limite superior no período de maior insolação.

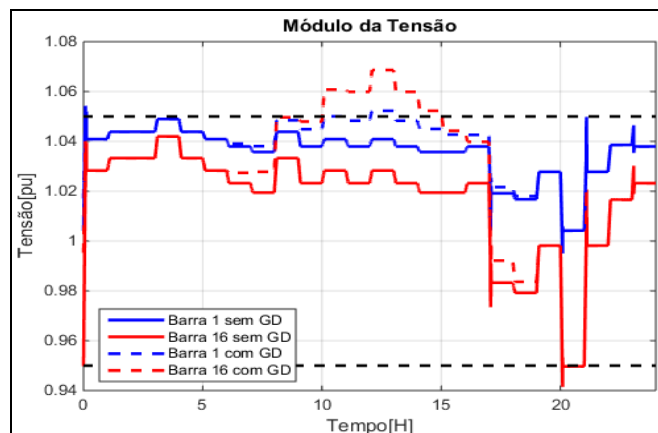


Figure 6. Comparação entre as tensões das barras 1 e 16, com e sem GD.

V. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Para efetuar o controle da tensão mediante períodos de elevação ocasionados pela penetração maciça de geradores fotovoltaicos foi verificada a influência de elementos passivos, manobrados na rede de média tensão, nas tensões dos barramentos de BT. E após este passo um sistema de controle coordenado foi empregado.

A. Influência de Elementos Passivos da MT nas Tensões do Sistema de BT.

Com o intuito de diminuir as tensões dos barramentos de BT conectados na barra 680, os dois bancos de capacitores foram retirados. Primeiro foi desconectado o banco de capacitores da barra 675 de 600 kVar. Logo após, o banco de 99 kVar da barra 671 também é desconectado. E por fim é feita uma inserção de um reator de 1500 kVar na barra 680. Os resultados da tensão na barra 16 estão contidas na Figura 7.

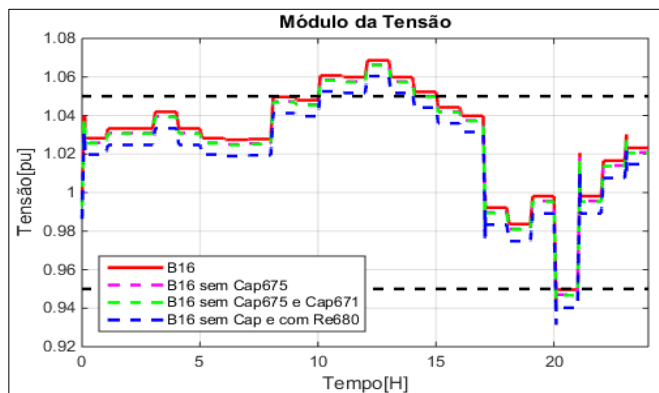


Figure 7. Comparação entre as tensões da barra 16 com manobra de equipamentos na MT.

É possível verificar que mesmo essa sequência de atuações de equipamentos na média tensão pouco alterou a tensão, não sendo suficiente para que o limite superior de tensão fosse respeitado e chegando a violar o limite inferior no horário de pico da demanda.

Dessa forma, conclui-se que a atuação deve ser feita em equipamentos na BT, devido ao fato do controle de potência reativa para regular padrões de tensão ter caráter local.

B. Controle Coordenado de Tensão entre Reator na BT e Regulador de Tensão da MT.

Para a execução deste controle foi pensado uma estratégia que priorize a atuação dos equipamentos mais próximos do ponto de elevação. Dessa forma foi instalado um reator na BT que pode operar tanto em ligação delta como estrela. Este reator foi fixado na barra 16, que apresentou perfil de tensão mais elevado. A descrição deste reator está na Tabela XI.

TABLE XI. PARÂMETRO DO REATOR RE16

Ligação	Potência
Estrela (ReY16)	36 kVAr
Delta (ReD16)	12 kVAr

Para a coordenação dos equipamentos, Re-16 e OLTC-650, um controle foi elaborado e, apresenta cinco estágios, alternando a atuação do reator, e sua ligação, e também a referência do regulador de tensão. As configurações pretendem corrigir desde elevações de tensões ocasionadas pelo baixo carregamento e pico da GD ou até diminuições de tensões decorrentes do aumento do carregamento. Cada estágio possui uma banda inferior e superior que se for extrapolada ativa o próximo estágio logo, depende da satisfação do estágio anterior. O fluxograma da Figura 8 apresenta seu funcionamento.

A resposta deste controle ocasionou as atuações de equipamentos listados na Tabela XII.

TABLE XII. ATUAÇÕES DOS EQUIPAMENTOS COORDENADOS

Tempo [h]	SE	Equipamento	Evento
1.0500	SE-16	DJ Reator Y	Fechado Equipamento de Manobra
3.0500	SE-16	DJ Reator Y	Aberto Equipamento de Manobra

3.0503	SE-16	DJ Reator D	Fechado Equipamento de Manobra
12.060	SE-650	OLTC	Alteração Vref para 0,99 pu
17.0500	SE-650	OLTC	Alteração Vref para 1pu
17.0600	SE-16	DJ Reator D	Aberto o Equipamento de Manobra
17.0603	SE-16	DJ Reator Y	Fechado o Equipamento de Manobra
20.0310	SE-16	DJ Reator Y	Aberto o Equipamento de Manobra
20.0400	SE-650	OLTC	Alteração Vref para 1,01pu
21.0500	SE-650	OLTC	Alteração Vref para 1 pu

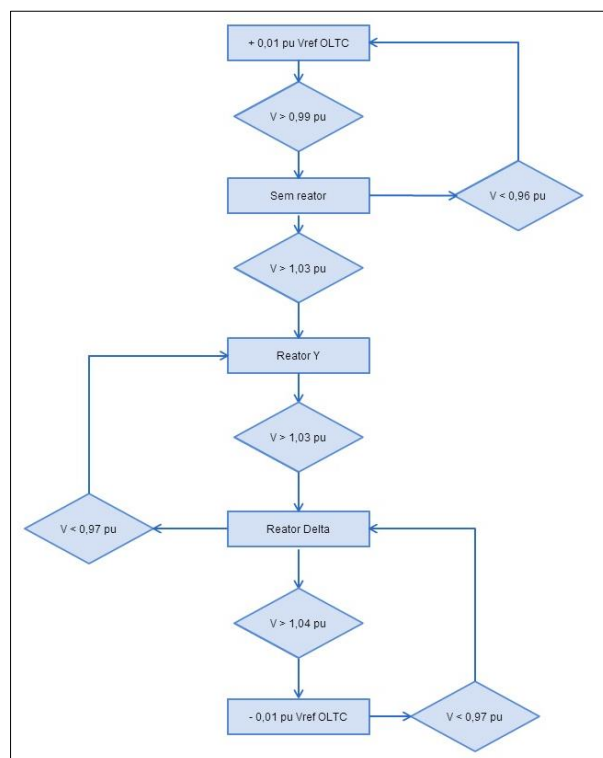


Figure 8. Fluxograma do Controle Coordenado.

As Figuras 9 e 10 exibem o comparativo entre a tensão antes e depois da inserção do controle coordenado nas barras 16 e 1, respectivamente.

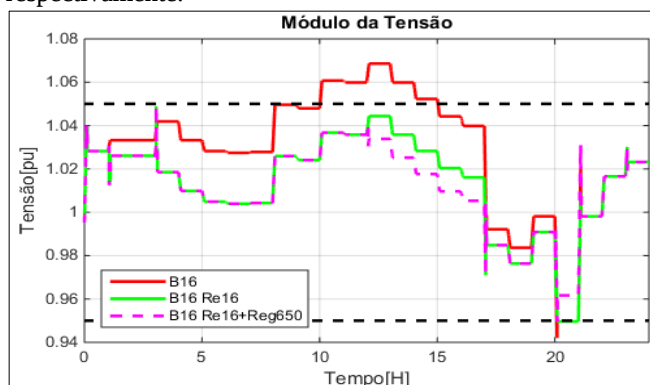


Figure 9. Tensões na barra 16.

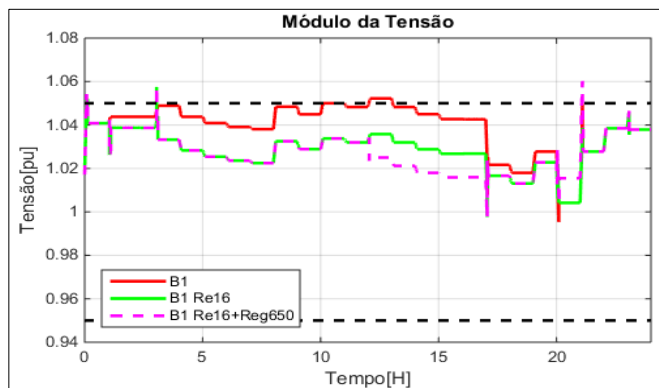


Figure 10. Tensões na barra 1.

A comutação de ligações dos reatores (estrela/delta e delta/estrela), ocorre com um atraso de 0,0003h (1s).

Fica evidente que a atuação apenas do chaveamento no reator era necessária para adequar os níveis de tensão ao padrão da norma. No entanto, com a variação na referência do controle do OLTC, os níveis de tensão ficaram mais estáveis, disponibilizando uma margem maior de carregamento.

A Figura 11 apresenta o perfil de tensão de todas as barras do sistema, e pode-se concluir que, os perfis de tensão, em todas as barras da média tensão, não são prejudicados pela atuação na referência do controle do OLTC.

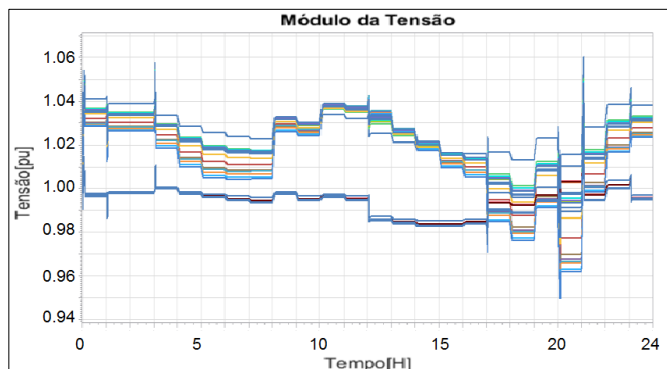


Figure 11. Perfil das tensões de todo o sistema.

VI. CONCLUSÕES

Neste trabalho apresentou-se uma proposta de avaliar e comparar técnicas de controle coordenado e controle local em redes de distribuição com a presença da GD. Para tanto, fez-se previamente uma revisão bibliográfica sobre o tema, bem como o estudo de caso e análises da rede de distribuição. O modelo da média tensão é baseado na referência IEEE 13 Node Test Feeder e para baixa tensão utilizou-se o IEEE European Low Voltage Test Feeder com o auxílio da ferramenta Simulight [17].

A primeira análise feita observava a influência do controle de tensão por meio de elementos passivos na média tensão e pode-se concluir que não haviam grandes alterações no sistema, ou seja, o controle com elementos na média tensão não foi eficiente na rede de baixa. Sendo assim, a proposta foi a utilização do controle coordenado com reator na baixa tensão e

regulador de tensão na média tensão e o resultado foi satisfatório, a tensão nos dois extremos do sistema foi mantida dentro dos limites permitidos, portanto a técnica de controle proposta cumpriu com o objetivo esperado.

Como trabalho futuro pretende-se repor a estratégia de ligação de bancos de capacitores e/ou reatores pela estratégia de geração e absorção de potência reativa diretamente na geração distribuída, através da operação adequada de seus inversores.

REFERENCES

- [1] VIAWAN, F. A.; KARLSSON, D. Coordinated voltage and reactive power control in the presence of distributed generation, IEEE, 2008.R. J. Vidmar. (1992, Aug.).
- [2] BAKHSHIDEH ZAD, B.; LOBRY, J.; VALLEE, F. Coordinated control of on-load tap changer and D-STATCOM for voltage regulation of radial distribution systems with DG units, IEEE, 2013.
- [3] ALBUQUERQUE, V. O. Controle Coordenado de tensão e potência reativa, 2002. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá – MG, 2002.
- [4] RICHARDOT, O.; VICIU, A.; BESÁNGER, Y.; HADJSAID, N.; KIENY, C. Coordinated Voltage Control in Distribution Networks Using Distributed Generation. IEEE, 2006.
- [5] GOMES, C. B.; MARTINS, N.; TARANTO, G. N.; FERRAZ, J. C. R.; SANTOS, M. G. Estudos Preliminares da Aplicação de Controle Coordenado de Tensão na Área Rio. VIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica. Brasília – DF, 2002.
- [6] VILLALVA, M. G., GAZOLÍ, J. R., Energia Solar Fotovoltaica – Conceitos e Aplicações. Editora Érica, 1ª edição, São Paulo, 2012.
- [7] MONTEIRO, J. M. B., Aplicações de Energia Solar em Meio Urbano. Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia. Dissertação de Mestrado. Janeiro, 2005.
- [8] CHU, C. C., CHEN, C. L., Robust Maximum Power Point Tracking Method for Photovoltaic Cells: A Sliding Mode Control Approach. Science Direct, Março, 2009.
- [9] CHIU, C. S., OUYANG, Y. L., KU, C. Y., Terminal Sliding Mode Control for Maximum Power Point Tracking pf Photovoltaic Power Generation Systems. Science Direct, Agosto, 2012.
- [10] SALAS, V., OLÍAS, E., BARRADO, A., LÁZARO, A., Review of the Maximum Power Point Tracking Algorithms for Stand Alone Photovoltaic Systems. Solar Energy Materials & Solar Cells, Janeiro, 2006.
- [11] Renewables 2014 – Global Status Report. REN 21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.
- [12] [14] BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO (BIG). Acesso em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Visualizado: 14/10/2014.
- [13] IEEE PES DISTRIBUTION SYSTEM ANALYSIS SUBCOMMITTEE. IEEE 13 Node Test Feeder. Disponível em: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>. Acessado em: Agosto/2015.
- [14] IEEE PES DISTRIBUTION SYSTEM ANALYSIS SUBCOMMITTEE. IEEE European Low Voltage Test Feeder, 19 de Maio de 2015. Disponível em: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>. Acessado em: Agosto/2015.
- [15] MARQUES, M. S. Metodologia Para Modelagem de Curvas Típicas de Demanda Elétrica Utilizando Redes Neurais Artificiais Considerando Variáveis Climáticas. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Pampa, Alegrete – RS, 2014.
- [16] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. PRODIST – Módulo 3, versão de agosto de 2006 [Online]. Disponível: <http://www.aneel.gov.br>. Acessado em: Agosto/2015.
- [17] SIMULIGHT, “Simulador para Redes Elétricas com Geração Distribuída”, disponível em <http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight/>.