

PROJETO 120 TELHADOS – INSERÇÃO DE MICRO-GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS REDES DE BAIXA TENSÃO: IMPLANTAÇÃO DE TELHADOS SOLARES EM SETE LAGOAS

Marcio Eli Moreira de Souza – msouza@cemig.com.br
CEMIG Distribuição SA

Maria Helena Murta Vale – mhelena@cpdee.ufmg.br

Eli Helberth Penido Bichara Chagas – elichagas@eng-ele.mest.ufmg.br
Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG

Suellen C. S. Costa – suellencscosta@gmail.com

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – PUC/MG

Roberto Zilles – zilles@usp.br
Universidade de São Paulo – USP

Resumo. Este artigo apresenta o processo de implantação do Projeto 120 Telhados na Cidade de Sete Lagoas – MG. O referido projeto é uma iniciativa da USP com recursos da FINEP que visa instalar 120 telhados divididos em 6 estados brasileiros com o objetivo de desenvolver competências em Geração Distribuída (GD) com sistemas fotovoltaicos conectados a redes elétricas de baixa tensão. Neste trabalho, são apresentados os resultados dos estudos de conexão dos sistemas fotovoltaicos no circuito de baixa tensão, extrapolando a condição proposta pelo projeto inicial, focando no comportamento do perfil de tensão de atendimento. Foram simulados diferentes cenários, considerando a localização física das GD's em relação ao transformador de distribuição, a quantidade de GD's presente no circuito, além da potência instalada individual.

Palavras-chave: Energia Solar, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), Resolução ANEEL 482/2012, Geração Distribuída, Perfil de Tensão.

1. INTRODUÇÃO

Diante da crescente demanda por energia, e considerando que são cada vez maiores as exigências financeiras e ambientais para implantação de grandes empreendimentos de geração, e ainda que geralmente estes empreendimentos estão distantes dos grandes polos consumidores, a geração conectada às redes de distribuição e próximas aos centros de consumo se apresentam como uma alternativa para o suprimento dessa demanda. Essa geração é denominada Geração Distribuída – GD e tem como principal vantagem a redução do transporte de energia dos centros de geração.

Do exposto acima, e graças à movimentação do setor industrial, o governo brasileiro através da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica regulamentou por meio da resolução normativa 482/2012, a conexão dos empreendimentos de GD às redes de distribuição de energia.

Segundo Souza (2012) a inserção dessas fontes de geração distribuída representa um grande desafio para as distribuidoras, pois se trata de uma mudança de paradigma, uma vez que altera significativamente o seu planejamento, operação e manutenção. Isso ocorre porque a inserção dessas unidades transforma um sistema concebido para trabalhar de forma radial em um sistema que passa a trabalhar em anel, com mais de um sentido para o fluxo de potência.

No Brasil as conexões de GD nas redes de Média Tensão – MT já são realizadas sem maiores transtornos por parte das distribuidoras. Contudo as análises continuam sendo caso a caso, ou seja, as distribuidoras analisam conexão por conexão realizando estudos e simulações necessárias para determinar o melhor ponto de conexão da GD.

Para conexões em Baixa Tensão – BT (no âmbito da RN 482/2012), a prática de análise caso a caso, poderá, considerando um cenário de maior penetração da GD, não ser adequada, uma vez que um grande número de solicitações de conexão demandará muitas horas de estudos e simulações.

Ademais, as redes de distribuição em BT apresentam topologia conhecida e até certo ponto padronizada. Isto possibilita o estabelecimento de critérios prévios que contribuam para agilizar o processo de análise e emissão de parecer de acesso, uma vez que não existe a possibilidade de negativa por parte da distribuidora para a conexão de um microgerador (potência instalada inferior a 100 kW).

O projeto abordado neste trabalho se refere à implantação de 20 telhados solares, no âmbito do Projeto nacional denominado 120 telhados solares, coordenado pela USP (Universidade de São Paulo). Para implantação em Minas Gerais foi escolhida a cidade de Sete Lagoas – MG, pois é nesta cidade que a CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) está implantando o Projeto Cidades do Futuro.

2. ESCOLHA DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

Com o objetivo de testar de forma apropriada e que representasse seu mercado, a CEMIG decidiu concentrar todas as iniciativas de pesquisa relativas a *Smartgrid* (termo usualmente empregado para a aplicação de tecnologia da informação para o sistema elétrico de potência – SEP, integrada aos sistemas de comunicação e infraestrutura de redes elétricas automatizadas) na cidade de Sete Lagoas. Como a questão de conexão de GD nas redes de distribuição é parte integrante dessas pesquisas, a opção de se implantar na mesma cidade o projeto dos 20 telhados solares ocorreu de forma natural.

Optou-se pela procura de residências que estivessem na área de testes da prova de conceito do projeto, uma vez que nem todos os alimentadores da Cidade receberiam a infraestrutura. Dentre os alimentadores disponíveis escolheu-se o SLAU06 (Subestação Sete Lagoas 1 – Alimentador 06) que, além de receber toda infraestrutura, está localizado próximo à Universidade Corporativa da CEMIG – UNIVERCEMIG. A Fig. 1 apresenta a área onde estão concentradas as residências.



Figura 1 – Vista aérea da região onde se concentram as residências escolhidas

Fonte: GoogleMaps

Dentro das 194 residências disponíveis para instalação foram previamente escolhidas aquelas que apresentavam alimentação em pelo menos duas fases, pois os inversores adquiridos para o projeto apresentam tensão nominal CA para conexão com a rede de 220 V. Inicialmente, foram pré-selecionadas 30 residências que seriam visitadas para avaliação das alternativas/dificuldades de instalação (área disponível, sombreamento, posicionamento do inversor, etc.) e, posteriormente, a seleção final das 20 casas.

Os consumidores das 30 casas pré-selecionadas foram convocados para uma reunião na **UNIVERCEMIG**, para que lhes fossem apresentados todos os detalhes do projeto. Todas as residências pré-selecionadas foram visitadas e, após a realização das visitas técnicas, a composição da distribuição das residências ficou como apresentado na Tab. 1.

Tabela 1 – Distribuição das 20 residências selecionadas

TRANSFORMADOR	DISJUNTOR DE ENTRADA [A]	CONSUMO MÉDIO [kWh]	DEMANDA MÉDIA [kVA]
4611-75 kVA	Tripolar 60	273	1,15
4611-75 kVA	Bipolar 60	169	0,71
4611-75 kVA	Tripolar 70	268	1,13
4611-75 kVA	Tripolar 70	291	1,23
4611-75 kVA	Bipolar 60	264	1,12
4611-75 kVA	Tripolar 60	64	0,27
4611-75 kVA	Bipolar 60	388	0,72
4611-75 kVA	Bipolar 60	361	1,53
56679-75 kVA	Bipolar 60	209	0,88
56679-75 kVA	Tripolar 70	325	1,38
56679-75 kVA	Tripolar 70	250	1,06
50587-45 kVA	Bipolar 60	154	0,65
144649-75 kVA	Bipolar 60	447	1,89
144649-75 kVA	Bipolar 60	376	1,59
7830-75 kVA	Bipolar 60	267	1,13
7830-75 kVA	Bipolar 50	183	0,77
7830-75 kVA	Bipolar 60	253	1,07
7830-75 kVA	Bipolar 60	175	0,74
7830-75 kVA	Bipolar 60	136	0,57
7830-75 kVA	Bipolar 50	208	0,88

Dentre os 5 transformadores de distribuição selecionados para o projeto, especial atenção é dada ao Transformador N° 4611 cuja potência nominal é de 75 kVA, uma vez que ele receberá o maior número de sistemas fotovoltaicos, no total de 8 sistemas.

3. SIMULAÇÕES: RESULTADOS E ANÁLISE

Para o desenvolvimento do trabalho foram realizadas diversas simulações considerando diferentes cenários de inserção da microGD objeto do projeto 120 telhados.

3.1 Ambiente de simulação

As simulações realizadas utilizaram o *software* CYME que é um aplicativo especializado para simulações de redes de MT e BT. É o mais utilizado pelas distribuidoras americanas. Basicamente é um *software* de análise de redes de transmissão e distribuição. Dentre várias funcionalidades disponibiliza o cálculo de fluxo de potência que utiliza o método de queda de tensão (“*Voltage Drop*”), para solução de redes de BT. Este método usado para um sistema radial requer uma técnica iterativa especificamente desenvolvida para sistemas radiais ou fracamente malhados.

A entrada de dados no CYME é bastante amigável. Para análise em MT, pode-se importar os dados da plataforma georeferenciada (GIS). Contudo, para análises em redes de BT a importação dos dados não está ativa. Diante disso, foi necessário construir a rede sob análise, cadastrando os componentes antecipadamente, para possibilitar sua seleção durante a construção do caso a ser simulado.

A fonte no CYME (fonte equivalente) é o ponto de partida de uma rede. Representa a impedância da rede de geração e de transmissão. A fonte permite duas configurações: estrela aterrada e triângulo. São determinados os valores de tensão nominal e de tensão de operação, além das impedâncias.

Para a geração fotovoltaica é possível selecionar o módulo a ser implementado numa lista ou até mesmo inserir os dados específicos de um modelo não disponível na lista do *software*.

O modelo da rede é importado do GIS da CEMIG (GEMINI), que não usa o modelo PI nem o T. Isso se deve ao fato de que as susceptâncias capacitivas são desprezadas, uma vez que só são significativas em linhas de transmissão.

As cargas podem ser modeladas como impedância constante, corrente constante e potência constante. Para o caso analisado foram configuradas como impedância constante, para melhor representarem as cargas das residências.

Como saída, o CYME apresenta gráficos com as variáveis de interesse devidamente identificadas, podendo ser as perdas elétricas, o perfil de tensão, etc. Para este trabalho a variável de interesse é o perfil de tensão apresentado principalmente nas unidades consumidoras, uma vez que a tensão nos padrões de entrada de cada residência não pode violar os limites estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição da ANEEL). Os limites que devem ser praticados na rede em questão são apresentados na Tab. 2.

Tabela 2 – Limites de tensão nas residências

<i>Tensão de Atendimento</i>	<i>Faixa de variação da tensão [V]</i>
Adequada	$(201 \leq V \leq 231) / (116 \leq V \leq 133)$
Precária	$(189 \leq V < 201 \text{ ou } 231 < V \leq 233) / (109 \leq V < 116 \text{ ou } 133 < V \leq 140)$
Crítica	$(V < 189 \text{ ou } V > 233) / (V < 109 \text{ ou } V > 140)$

3.2 Descrição dos casos estudados

Para construção da rede analisada, foi realizado o levantamento do consumo e da demanda de todas as 46 unidades consumidoras. Foi calculado o consumo médio e a demanda média do circuito obtendo-se um consumo médio mensal por residência de 364 kWh e uma demanda média de 1,5 kVA, totalizando um consumo total do circuito de 16.781 kWh e uma demanda total de 68,37 kVA. Foram inseridas as demandas individuais e consumos médios dos últimos 12 meses de cada unidade consumidora para simulação.

Foi realizado um conjunto significativo de simulações, buscando analisar a inserção de microgeração distribuída com fonte solar. Neste artigo estão registradas aquelas que mostram resultados de maior interesse ou que demandam maior atenção.

A seleção dos casos considerou o impacto de diferentes cenários de inserção de GD: distância entre a geração e o transformador de distribuição, número de Unidades Consumidoras com Geração (UCG), diferentes níveis de geração, diferentes patamares de potência instalada por unidade consumidora. A Tab. 3 apresenta resumidamente os parâmetros adotados.

Tabela 3 – Casos simulados

CASO	Nº UCG'S PRÓXIMAS(*)	Nº UCG'S DISTANTES(**)	CAPACIDADE DE GERAÇÃO POR UCG [kWp]
01	5	0	1,2
02	5	0	2,4
03	5	0	3,6
04	5	5	1,2
05	5	5	2,4
06	5	5	3,6
07	0	5	1,2
08	0	5	2,4
09	0	5	3,6
10	10	0	1,2
11	10	0	2,4
12	10	0	3,6
13	10	10	1,2
14	10	10	2,4
15	10	10	3,6
16	0	10	1,2
17	0	10	2,4
18	0	10	3,6
19	15	0	1,2
20	15	0	2,4
21	15	0	3,6
22	15	15	1,2
23	15	15	2,4
24	15	15	3,6
25	0	15	1,2
26	0	15	2,4
27	0	15	3,6
28	20	0	1,2
29	20	0	2,4
30	20	0	3,6
31	20	20	1,2
32	20	20	2,4
33	20	20	3,6
34	0	20	1,2
35	0	20	2,4
36	0	20	3,6

(*) Distância física de até 100m

(**) Distância física acima de 100m

Adicionalmente, foi realizada a simulação da situação atual do circuito, ou seja, sem nenhuma geração distribuída instalada e a situação futura onde serão instalados oito sistemas com potência nominal individual de 1,2 kWp.

3.3 Resultados

Para cada caso investigado foram calculados os valores de tensão em 9 pontos distintos do circuito. Estes pontos estão apresentados na Fig. 2.

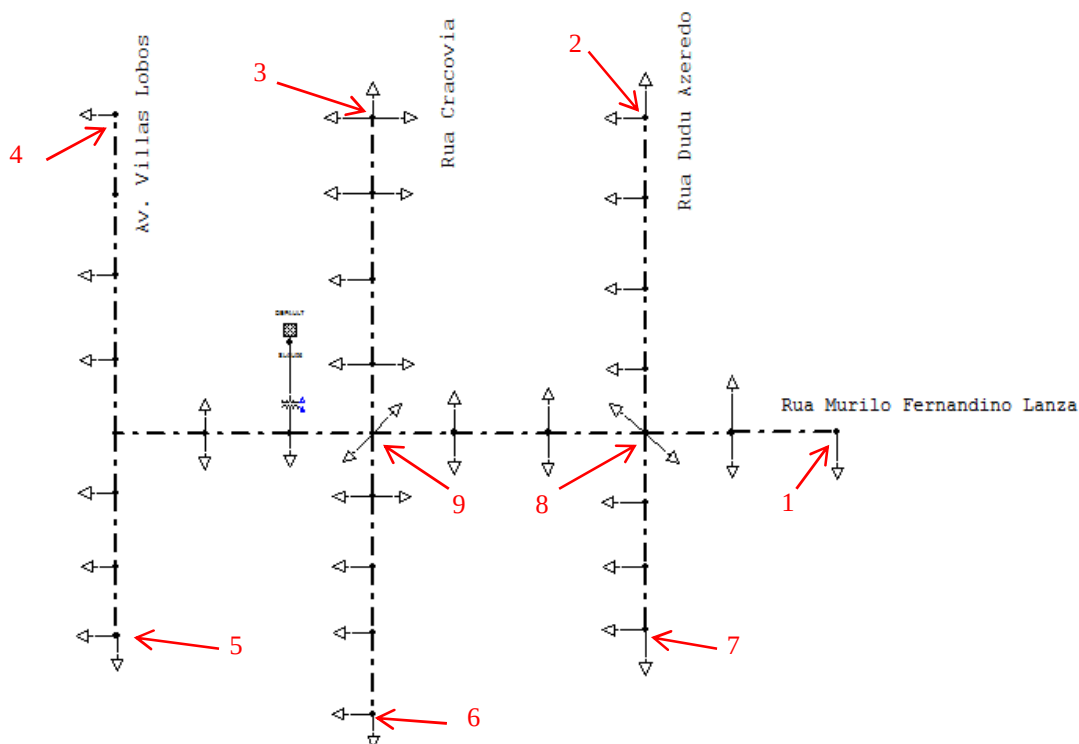


Figura 2 – Pontos de interesse no circuito de BT do Transformador N° 4611.

Na primeira simulação foi considerada a situação atual do circuito, ou seja, sem a presença de GD. Na sequência foi simulada a situação futura onde 8 sistemas serão instalados em diferentes pontos da rede. Cada sistema de geração fotovoltaica terá a capacidade de 1,2 kWp. O gráfico da Fig. 3 apresenta como resultado das simulações os valores de tensão verificados em cada ponto de interesse em ambas as simulações.

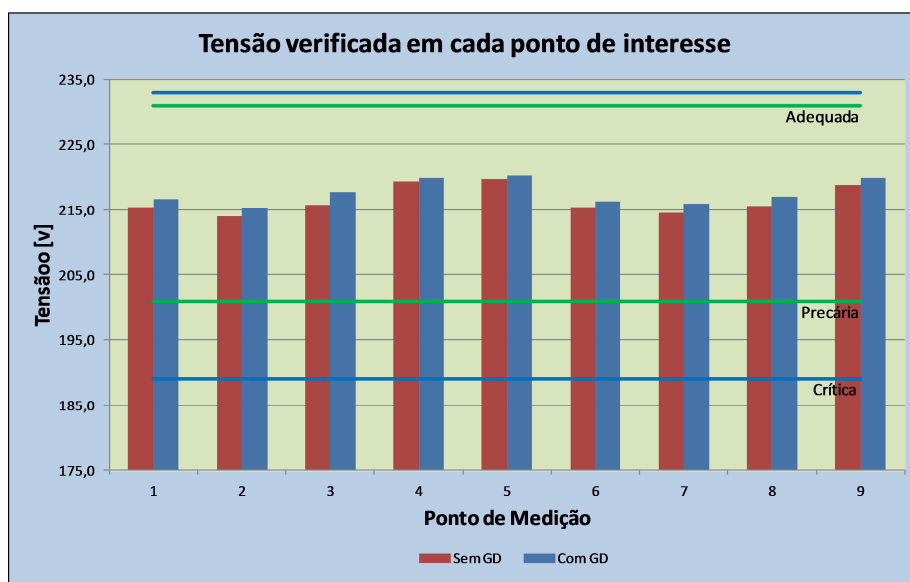


Figura 3 – Tensão verificada com e sem a presença de GD.

Adicionalmente, foram simuladas duas situações hipotéticas onde as UCG's tivessem a geração duas vezes e três vezes superior ao patamar estabelecido no projeto. O gráfico da Fig. 4 apresenta como resultado das simulações os valores de tensão verificados em cada ponto de interesse em ambas as simulações comparando com a situação original, ou seja, com a potência nominal de projeto.

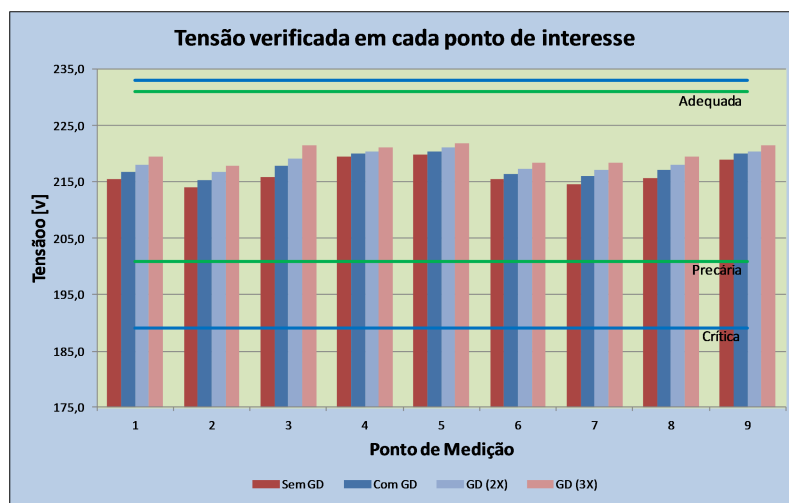
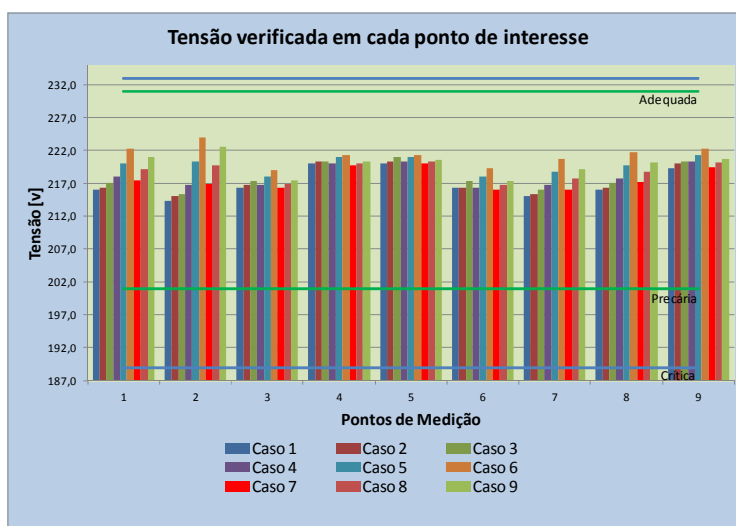
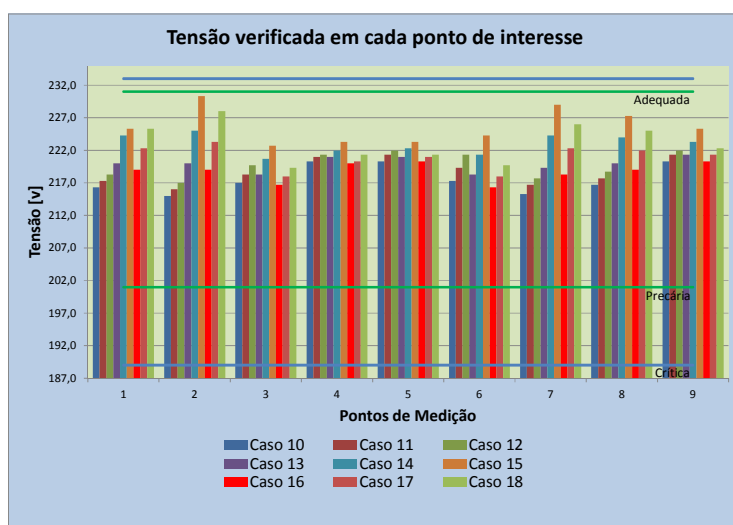


Figura 4 – Tensão verificada com a presença de GD majorada.

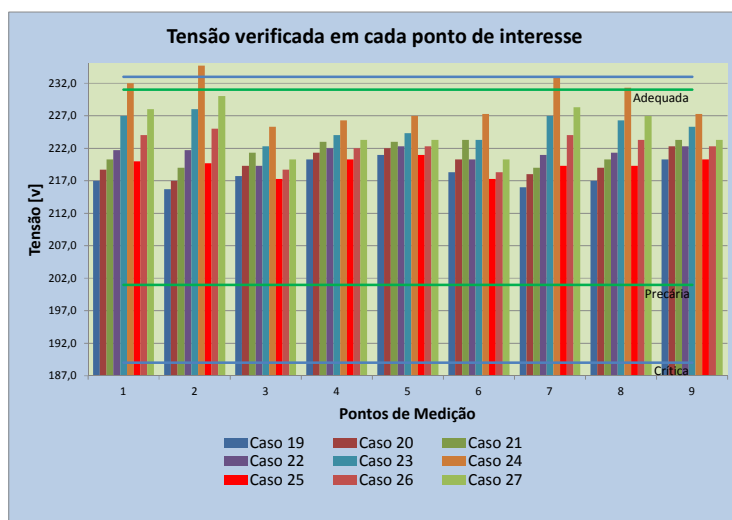
Por fim foram realizadas as simulações de cada um dos 36 casos listados na Tab. 3, variando as alocações, quantidades e potências das GD's instaladas. Os gráficos das Figuras de 5 a 8 apresentam como resultados das simulações os valores de tensão verificados em todos os casos simulados.



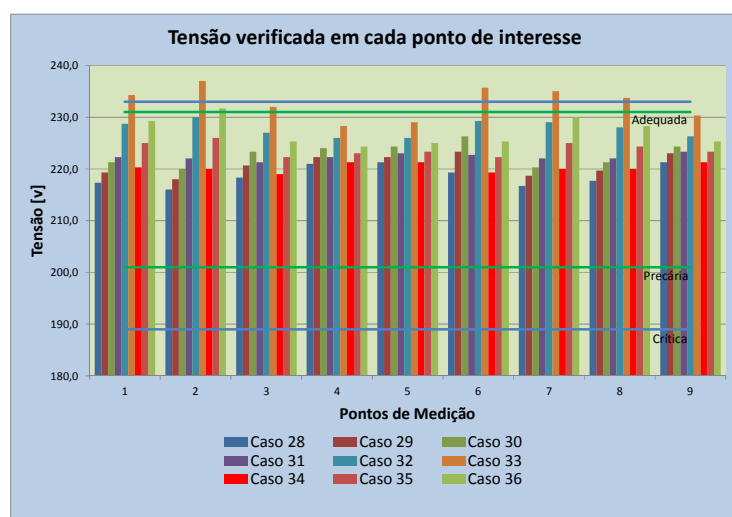
Figuras 5 – Tensão verificada nos casos 1 a 9.



Figuras 6 – Tensão verificada nos casos 10 a 18.



Figuras 7 – Tensão verificada nos casos 19 a 27.



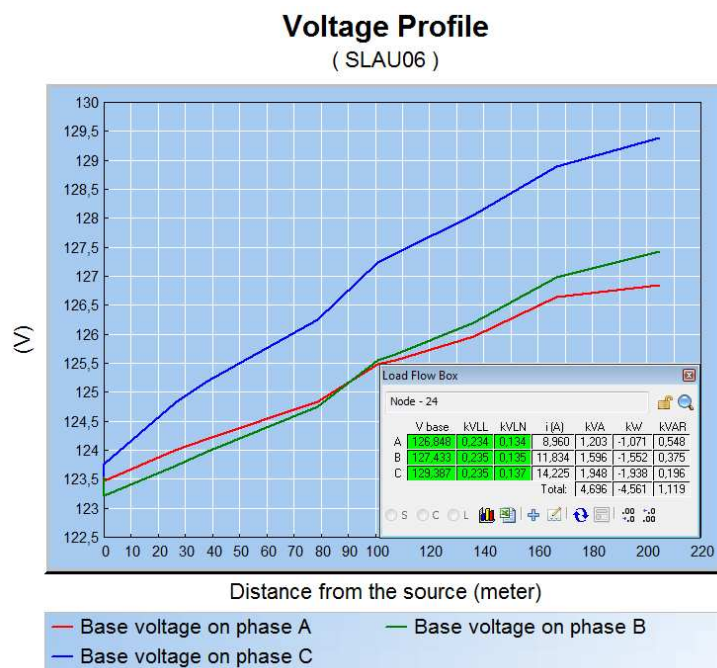
Figuras 8 – Tensão verificada nos casos 28 a 36.

3.4 Análise dos resultados

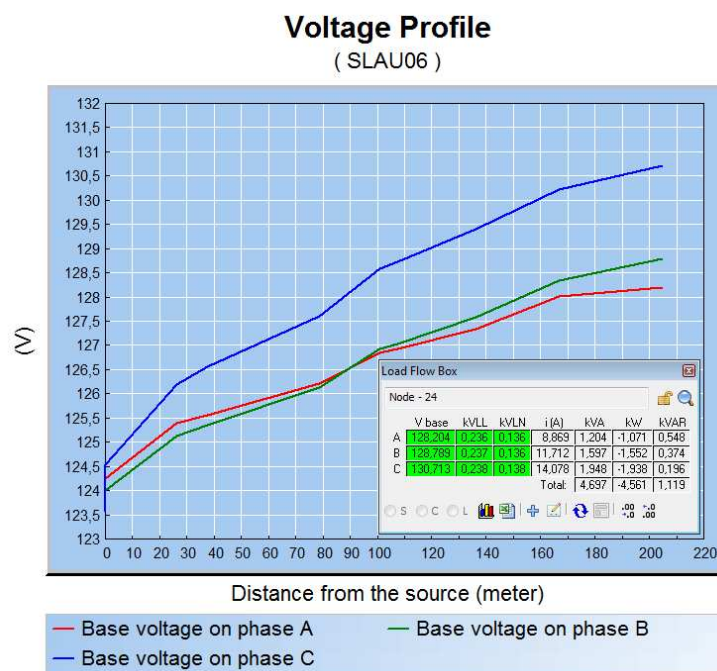
Pode-se observar que, em todos os casos, a inserção da GD implica aumento no valor da tensão no ponto e nas proximidades de onde se estão conectando as unidades de geração distribuída.

A principal diferença está presente no ponto de interesse Nº 2 nos casos 24 e 33, onde ocorre inclusive a entrada na faixa crítica de fornecimento, ou seja, tensão superior a 233 V. Outros pontos onde também ocorre a entrada na faixa crítica são os pontos 1, 6, 7 e 8 também no caso 33. Neste caso se está simulando a condição mais crítica para o circuito, uma vez que se 40 residências, com GD cuja potência individual igual a 3,6 kWp, correspondem a 144 kWp de potência instalada total. Tal configuração implica o pleno atendimento da demanda do circuito com retorno de igual potência para o circuito de MT, através do Transformador 4611.

O perfil de tensão para os casos 24 e 33 está apresentado nas Figuras 9 e 10.



Figuras 9 – Tensões verificadas no ponto 2 no casos 24



Figuras 10 – Tensões verificadas no ponto 2 no caso 33

4 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os resultados apresentados mostram que é importante analisar os casos de inserção de GD nas redes de BT tendo em conta a proximidade desta com o ponto de transformação, os patamares de potência que estão sendo instalados, bem como o quão representativas estas gerações são em relação à potência nominal do transformador.

Em relação ao processo de avaliação técnica por parte das distribuidoras visando à emissão do parecer de acesso, sugere-se a inclusão de estudos semelhantes aos indicados neste artigo (análise de vários cenários), principalmente quando este envolver um maior número de solicitações de conexão.

Como medida de controle, num primeiro momento, devem ser estudadas principalmente a troca de transformador, redivisão dos circuitos secundários e recondutoramento dos circuitos, pois, como se sabe, os transformadores de distribuição utilizados no Brasil normalmente não têm a possibilidade de mudança de tapes.

Num cenário futuro, onde já esteja estabelecida uma infraestrutura de telecomunicações confiável entre as distribuidoras e as UCG's, o mais indicado será uma atuação direta nos inversores a fim de se obter um maior controle no perfil de tensão, atuando diretamente nos ajustes e até mesmo, em casos extremos, promovendo o desligamento remoto da geração.

Propõe-se a continuidade dos estudos e simulações com a implantação das alternativas acima, a fim de se obter a melhor opção técnica/econômica para o controle do perfil de tensão.

REFERÊNCIAS

- ANEEL – Agência nacional de energia elétrica, 2012. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição”, Diretoria Geral, Brasília, Brasil.
- Cooper Power Systems, 2013. CYME Power Engineering Software and Solutions – Operation Manual – Chicago, E.U.A.
- Souza, M. E. M., 2012. Impactos da geração distribuída nas redes de baixa tensão, monografia de conclusão de curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência – CESEP, ênfase em Supervisão, Controle e Proteção de SEP, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

120 ROOFTOPS PROJECT – INSERTION OF DISTRIBUTED MICRO-GENERATION IN LOW VOLTAGE NETWORKS: DEPLOYMENT OF SOLAR ROOFTOPS IN SETE LAGOAS

Abstract. *This article presents the implementation process of the 120 Rooftops Project in town of Sete Lagoas - MG. This project is an initiative of USP with funds from FINEP which aims to install 120 rooftops spread in 6 Brazilian states with the aim of developing skills in Distributed Generation (DG) with PV systems connected to the low voltage grid. In this paper, was presented the results of the studies of PV connection in low voltage circuit extrapolating the condition proposed by the original project, focusing on the behavior of service voltage profile. Different scenarios were simulated considering a physical position of DG's in relation to the distribution transformer, the amount of DG present in the circuit besides the individual installed capacity.*

Key words: Solar Energy, Network Connected Photovoltaic Systems, ANEEL Resolution 482/2012, Distributed Generation, Voltage profile.