

MÉTODO MONTE CARLO PARA ANÁLISE DE SOBRETENSÃO EM REDES SECUNDÁRIAS COM ELEVADA CONEXÃO DE SISTEMAS FV

Roger Hatwig de Lima, Daniel Pinheiro Bernardon e Paulo Henrique Engelmann de Oliveira
Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP)
Universidade Federal de Santa Maria (UFSM)
Santa Maria/RS, Brasil

Resumo— Este estudo objetiva abordar um dos principais efeitos da alta inserção de sistemas fotovoltaicos (FV) em redes de distribuição de baixa tensão (BT): a transgressão dos limites máximos de tensão. Para isso, um método Monte Carlo (MC) foi desenvolvido, de modo a criar diversos cenários, onde sistemas FV e curvas de carga são inseridos aleatoriamente entre as cargas de uma rede de BT típica brasileira, para análise estatística de seus efeitos. Em seguida é verificada a influência da impedância de diferentes condutores no aumento ou diminuição dos casos de extrapolação dos limites máximos de tensão.

Palavras-chave — *Curvas de Carga, Método Monte Carlo, Redes de Distribuição de BT, Sistemas Fotovoltaicos, Sobretensão.*

I. INTRODUÇÃO

A demanda global por energia elétrica está em constante crescimento. Os combustíveis fósseis ainda predominam como fonte de energia, entretanto, preocupações ambientais e avanços tecnológicos tem impulsionado um crescente interesse internacional pelas energias renováveis.

Entre as várias fontes de energias renováveis, a energia fotovoltaica (FV) está em uma posição de destaque, prevista para tornar-se a maior contribuinte na geração de eletricidade entre todas opções de energias renováveis até 2040 [1]. Juntamente com as grandes unidades de geração FV, clientes residenciais também estão aderindo às instalações, em pequena escala, de sistemas FV, principalmente devido a incentivos governamentais, redução dos valores de instalação e tarifas de energia cada vez mais caras.

No Brasil, a possibilidade do usuário comum gerar sua própria energia elétrica e injetar o excedente no sistema elétrico existe desde 2012, ano em que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a Resolução Normativa (RN) n° 482/2012, que inaugurou o sistema de compensação de energia elétrica [2]. Entretanto, somente após a RN n° 687/2015 que de fato vislumbrou-se um crescimento exponencial nas instalações de sistemas FV no Brasil, principalmente pela desburocratização do processo (pedido simplificado e acompanhamento pela internet), redução no tempo de conexão do sistema à rede, possibilidade de “autoconsumo remoto” e criação de novas modalidades (cooperativas e condomínios) [3].

Atualmente, a ANEEL já contabiliza mais de 90 mil unidades geradoras FV, com uma potência total instalada de

quase 1000 MW [4]. Dessas unidades FV, quase 75% são do tipo residencial [5], ou seja, microgeradoras, a grande maioria monofásicas, conectadas à rede secundária.

Entretanto, as redes de distribuição de BT foram originalmente projetadas para operar com fluxo de potência no sentido de alta tensão a montante para baixa tensão a jusante. Uma grande inserção de sistemas FV pode causar um fluxo reverso, o que resulta em uma série de desafios operacionais [6], sendo a sobretensão, por vezes, considerada o impacto mais restritivo à inserção de sistemas FV [7].

II. AUMENTO DE TENSÃO NA CONEXÃO FV

As linhas nas redes de distribuição em BT são principalmente resistivas, ou seja, possuem um elevado valor na relação reatância/resistência. A quantidade de potência real transferida entre dois pontos dentro de linhas resistivas depende da diferença de tensão entre eles [6]. Então, no caso de um gerador conectado a uma barra qualquer do sistema BT, para que ele exporte potência é necessário que ocorra elevação de tensão no ponto ao qual foi conectado [7].

Para entender melhor esse fenômeno, uma análise simplificada é apresentada. A Fig. 1 representa um gerador descentralizado conectado a uma seção de rede BT. No caso de sistemas FV ligados em paralelo, o gerador pode ser considerado como uma fonte de corrente cuja tensão $\bar{U}_g$ é definida pela potência injetada na rede, bem como a impedância da rede a montante $\bar{Z}$. Nesta análise é considerada a tensão nominal da rede $\bar{U}_N$ como fixa [8].

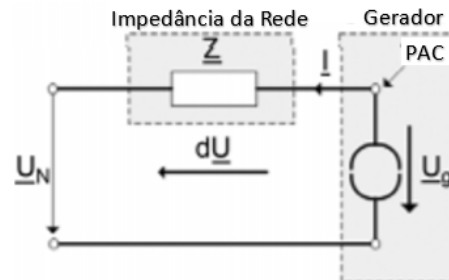


Fig. 1. Esquema simplificado de um sistema FV conectado a uma rede de distribuição de BT.

A Equação (1) pode ser usada para calcular o desvio de tensão específico $d\bar{U}$ sobre a impedância da rede, causada pela corrente de alimentação do gerador $\bar{I}$. $\bar{U}_N$ é considerada a representação fasorial da tensão fixa em um barramento infinito com uma potência de ângulo 0°. Sua magnitude pode ser representada por $|U_N|$.

$$\frac{d\bar{U}}{|U_N|} = \frac{Z \cdot \bar{I}}{|U_N|} \quad (1)$$

A corrente $\bar{I}$ é calculada em (2), onde $\bar{S}_{pv}$ é a potência aparente do gerador compreendendo a potência ativa P e a reativa Q .

$$\bar{I} = \left(\frac{\bar{S}_{pv}}{|U_N|} \right) = \left(\frac{P}{|U_N|} - j \frac{Q}{|U_N|} \right) \quad (2)$$

A impedância da rede é expressa pela sua resistência R e reatância X :

$$\bar{Z} = R + jX \quad (3)$$

Substituindo $\bar{I}$ e $\bar{Z}$, (1) pode ser reescrito como:

$$\frac{d\bar{U}}{|U_N|} = \frac{(P \cdot R) + (\pm Q \cdot X)}{|U_N|^2} + j \frac{(P \cdot X) - (\pm Q \cdot R)}{|U_N|^2} \quad (4)$$

Como em sistemas de distribuição a abertura angular entre as barras é aproximadamente zero, é aceitável assumir a tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) como sendo puramente real, desprezando-se a parte imaginária do numerador em (4). Dessa forma, temos a variação de tensão como um número real dado por (5).

$$\frac{dU}{U_N} = Re \left\{ \frac{d\bar{U}}{|U_N|} \right\} = \frac{(P \cdot R) + (\pm Q \cdot X)}{|U_N|^2} \quad (5)$$

Analisando-se a Equação (5), é possível observar algumas inferências:

- Devido ao valor de R ser normalmente superior ao valor de X em redes de BT, a potência ativa fornecida pelo sistema FV irá impactar mais que a potência reativa;
- Essas equações levam em conta a energia injetada na rede, o que resulta em um fluxo reverso. Claro que se houver consumo na mesma barra onde o sistema FV está conectado, a potência exportada cai, diminuindo também a elevação de tensão na barra.
- Quanto menor o nível de curto circuito na barra (maiores parâmetros R e X), maior a variação de tensão na barra;
- Quanto menor a magnitude de tensão na barra ($|U_N|$), maior a variação de tensão na mesma.

- A potência reativa pode ser usada para reduzir a tensão ($-Q$, que significa consumo indutivo, sub-excitado) ou para aumentar a tensão ($+Q$, que significa consumo capacitivo, superexcitado).

Importante salientar que as observações foram realizadas mantendo-se os demais parâmetros da Equação (5) constantes.

III. LIMITES DE TENSÃO EM REDES DE BT NO BRASIL

As tensões em regime permanente podem prejudicar o rendimento e/ou a vida útil de equipamentos do sistema quando operarem com valores inferiores ou superiores aos limites determinados. Por isso, a conformidade do fornecimento de tensão é atualmente o principal indicador para determinar a punição monetária das distribuidoras ante o descumprimento das restrições vigentes [9].

No Brasil, a ANEEL regulamenta os limites de tensão em regime permanente pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), o qual trata da Qualidade do Produto [10].

Esta propriedade é tratada como sendo de inteira responsabilidade das distribuidoras, desde o acompanhamento, através de medições em todo o sistema de distribuição, até atuação de forma preventiva, de modo que a tensão em regime permanente se mantenha dentro dos padrões adequados [10].

A classificação da tensão em regime permanente pode assumir as categorias adequada, precária ou crítica, dependendo do grau de afastamento do valor da tensão registrada em relação a tensão de referência (nominal ou contratada). O Anexo I do PRODIST apresenta a classificação dos valores de tensão de acordo com as tensões nominais (TN). Para sistemas de distribuição de BT, atendidos em 380/220 V, os limites de tensão podem ser encontrados na Tabela 1 [10].

TABELA 1. CLASSIFICAÇÃO DE TENSÃO PARA NOMINAL 380/220V

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (V)
Adequada	$350 \leq TN \leq 399$ / $202 \leq TN \leq 231$
Precária	$(331 \leq TN < 350 \text{ ou } 399 < TN \leq 403)$ / $(191 \leq TN < 202 \text{ ou } 231 < TN \leq 233)$
Crítica	$(TN < 331 \text{ ou } TN > 403)$ / $(TN < 191 \text{ ou } TN > 233)$

Os indicadores para avaliar a qualidade do nível de tensão em regime permanente não devem superar 3% de leituras precárias ou 0,5% de leituras críticas, dentre um conjunto de 1008 leituras válidas. Em caso de transgressão desses valores, o PRODIST também apresenta um cálculo para compensação dos consumidores que estiverem submetidos a esses valores de tensão. Entretanto, essa compensação não isenta a distribuidora de responder, ainda, por outras perdas e danos causados pelo serviço inadequado de energia elétrica [10].

IV. MÉTODO DE MONTE CARLO PARA ANÁLISE DO IMPACTO DE SISTEMAS FV EM REDES DE BT

Avaiar os efeitos da integração de sistemas FV em redes de distribuição de energia secundárias deve levar em conta os comportamentos estocásticos da geração e demanda de carga fotovoltaica. Dessa forma, para a resolução de um fluxo de potência em sistemas de distribuição radiais é necessário conhecer os parâmetros característicos da rede analisada para cada intervalo de tempo da simulação. Ainda, se o objetivo é demonstrar que resultados encontrados podem ser observados em diferentes cenários, então a solução adotada precisa ser testada em diferentes condições [11].

Existem vários métodos capazes de prever perfis de tensão em redes BT, levando em consideração as incertezas de geração e demanda, como a Análise Exaustiva, Programação Linear, Fluxo de Potência Ótimo AC e Algoritmos Metaheurísticos [12]. Neste artigo, o problema é resolvido aplicando-se uma abordagem clássica de Monte Carlo (MC), um método de simulação estatística que utiliza sequências de números aleatórios para criar diferentes situações. Em outras palavras, para este estudo, consiste em criar inúmeros cenários plausíveis, a partir da determinação aleatória das variáveis do problema, para então ser realizado o cálculo do fluxo de potência, para cada cenário criado [11].

A análise é realizada variando-se as posições, potências e o nível de penetração de sistemas FV instalados pelos clientes, que poderão ser do tipo residencial ou comercial, de acordo com o tipo de curva de carga associada, que também será escolhida aleatoriamente a cada simulação. A Fig. 2 apresenta um fluxograma simplificado do algoritmo.

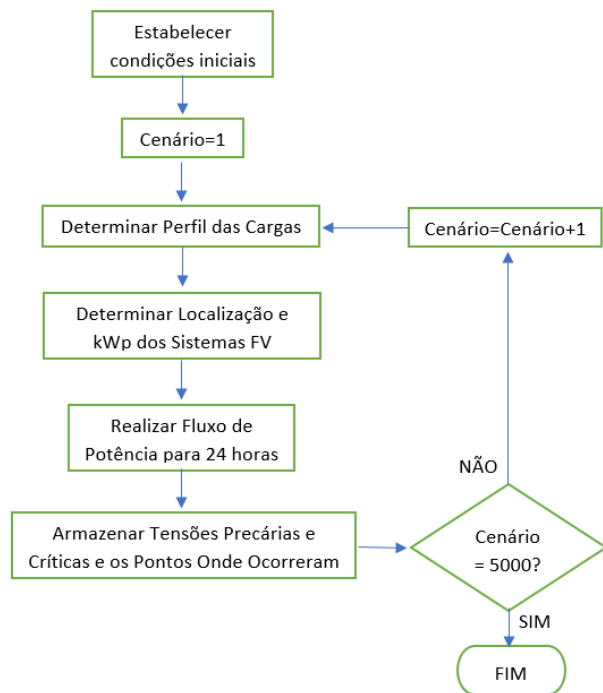


Fig. 2. Fluxograma do Método Monte Carlo

O Método MC foi implementado em linguagem de programação Python, através da plataforma PyCharm, em sua

versão de código aberta, pela qual é possível controlar o OpenDSS, *software* escolhido para realização dos cálculos de fluxo de potência.

V. DESCRIÇÃO DA REDE DE BT ANALISADA

Para este estudo foi escolhida uma rede de distribuição secundária típica brasileira, alimentada a partir de um transformador de distribuição (TR) de 75 kVA, 13.8/0.38 kV. A rede possui 43 barras, com um comprimento total de 1190 metros, sendo aérea, trifásica à quatro fios e possui topologia radial. Os condutores são CA 2 AWG e a matriz das impedâncias foi calculada de acordo com as Equações de Carson Modificadas [13]. A topologia da rede, obtida da modelagem da rede no OpenDSS, é representada na Fig. 3.

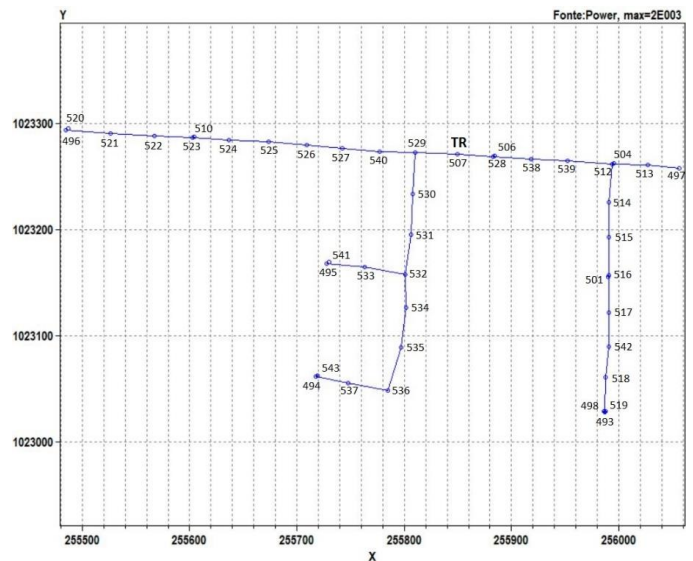


Fig. 3. Topologia da rede BT estudada. Fonte: Autor

Esta rede de distribuição de BT alimenta 57 consumidores monofásicos, distribuídos uniformemente entre as três fases da rede, cujas demandas são conhecidas. O fator de potência considerado para as cargas é 0.92 indutivo, modeladas como sendo do tipo ZIP. Nesta condição inicial, a menor tensão registrada é 207 V, na barra 493.

TABELA 2. RELAÇÃO DOS CONSUMIDORES DA REDE

Cons.	Barra	Fase	Dem. (kW)	Cons.	Barra	Fase	Dem. (kW)	Cons.	Barra	Fase	Dem. (kW)
1	494	2	1.08	20	507	3	0.33	39	527	2	0.33
2	494	3	0.52	21	510	1	0.33	40	527	3	1.71
3	497	1	2.68	22	512	3	0.33	41	528	2	2.50
4	497	1	0.33	23	512	3	2.97	42	530	1	1.00
5	497	1	0.77	24	512	3	0.62	43	532	2	2.11
6	497	2	2.77	25	513	1	0.33	44	538	1	1.02
7	497	3	0.33	26	513	1	0.33	45	538	2	1.21
8	497	3	1.70	27	513	1	0.93	46	539	1	1.32
9	498	2	0.76	28	513	1	1.87	47	539	1	0.33
10	498	2	0.33	29	513	2	0.33	48	539	2	0.68
11	498	3	0.96	30	517	3	0.33	49	539	2	0.38
12	501	1	3.39	31	518	1	0.67	50	539	3	0.33
13	504	1	1.10	32	519	2	0.57	51	539	3	1.68
14	504	2	1.29	33	520	2	0.43	52	539	3	3.63
15	504	2	0.50	34	524	1	0.33	53	539	3	1.44
16	506	3	1.72	35	524	3	1.32	54	540	1	3.19
17	507	1	2.12	36	525	1	0.58	55	540	2	2.69
18	507	2	2.04	37	526	2	0.88	56	540	3	1.13
19	507	3	3.67	38	526	3	0.33	57	543	2	2.10

A. Curvas de Carga

Neste estudo, os clientes da rede são divididos em duas classes: residenciais (R1) ou comerciais (C1). Essa informação define o tipo de curva de carga de cada consumidor do sistema no cálculo do fluxo de potência e será determinado de forma aleatória pelo Método MC desenvolvido.

As curvas de carga estão em conformidade com estudos recentes de perfis de consumo [14] e podem ser visualizadas na Fig. 4.

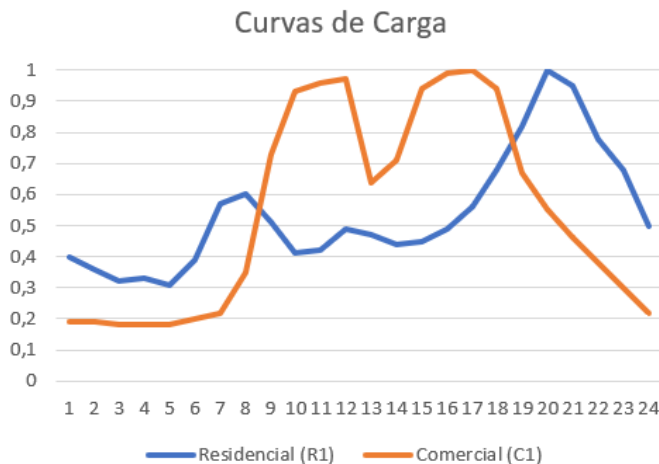


Fig. 4. Curvas de Carga utilizadas no estudo

B. Alocação e Dimensionamento dos Sistemas FV

Os sistemas FV são alocados aleatoriamente na rede pelo Método MC, a cada iteração, sendo que a soma de todos os sistemas FV instalados fique próximo de um valor de potência total previamente determinada.

As potências dos sistemas FV são dimensionadas de acordo com o consumo das cargas onde estão instalados, de modo que o acumulado de geração diária seja equivalente ao consumo diário.

VI. RESULTADOS

A primeira etapa desta seção mostra como o perfil de carga dos consumidores interfere na potência instalada de sistemas FV em uma rede de distribuição em BT, destacando as barras mais críticas da rede. A segunda etapa destaca como o recondutoramento da rede pode aumentar significativamente a potência total instalada de sistemas FV.

A. Curvas de Carga x Nível de Inserção de Sistemas FV

Para analisar a influência do perfil de consumo na inserção de sistemas FV na Rede de BT são consideradas cinco situações: somente R1, 75% R1 e 25% C1, 50% R1 e 50% C1, 25% R1 e 75% C1 e somente C1.

a) 100% Residencial (R1): Nessa situação, a principal concentração de consumo ocorre após as 17 horas, ou seja, durante a geração FV o consumo é baixo, resultando em energia reversa já com baixos níveis de inserção FV.

Traduzindo em números, já ocorrem alguns casos de tensões Precárias e até um caso de tensão Crítica com menos de 15 kWp de geração. Nos 5000 cenários criados pelo MC, com potência de geração FV limitada a 45 kWp, 6.5% dos cenários tiveram tensão Precária e 2.3% tiveram tensão Crítica em algum momento das 24h do dia, sendo as barras 543 e 501 os pontos com maior probabilidade de transgressão.

b) 75% Residencial (R1) e 25% Comercial (C1): Com a entrada de cargas comerciais, cuja principal demanda coincide com o período de geração FV, já é observada uma redução quase pela metade nos números de transgressões, com tensões precárias ocorrendo em 3.3% dos cenários e tensões críticas em 1.3% dos cenários, sendo ainda as barras 543 e 501 as mais propícias a essas sobretensões.

c) 50% Residencial (R1) e 50% Comercial (C1): O aumento na proporção de consumidores comerciais refletiu na diminuição de transgressões de tensão, com os casos com tensão precária caindo a 2% e tensão crítica diminuindo para 0.7%.

d) 25% Residencial (R1) e 75% Comercial (C1): Aqui o número de casos com sobretensão continua decaindo, chegando a 1.2% de cenários com tensão precária e 0.25% de cenários com tensão crítica.

e) 100% Comercial (C1): Como esperado, tem-se nesse caso o menor índice de transgressões, com menos de 0.9% de casos com tensão crítica e menos de 0.1% de tensões críticas. Todos os casos com limite de potência FV de 45 kWp e 5000 cenários criados pelo método MC.

As Fig. 5 e 6 apresentam uma perspectiva dos resultados das simulações quanto ao percentual de tensões precárias e críticas encontradas.

% de Casos com Tensão Precária

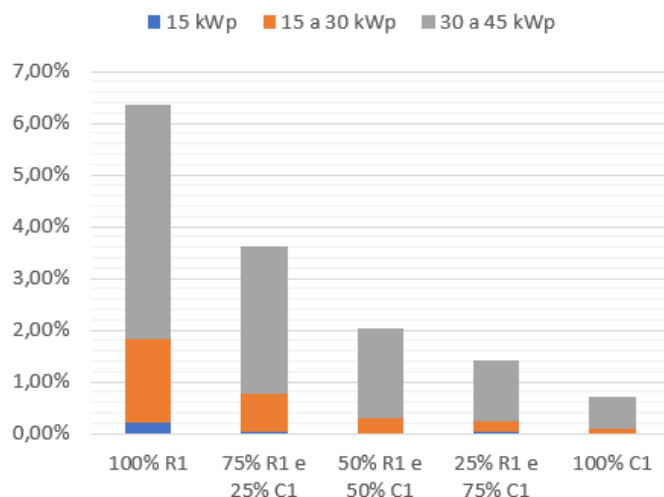


Fig. 5. Percentual de casos com tensão precária para diferentes tipos de curvas de cargas

% de Casos com Tensão Crítica

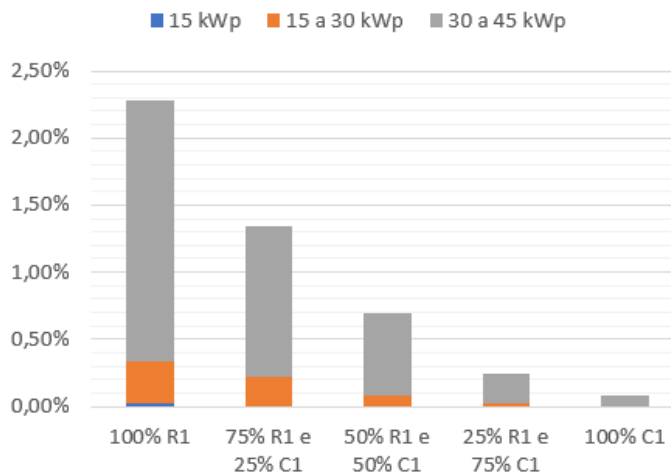


Fig. 6. Percentual de casos com tensão crítica para diferentes tipos de curvas de cargas

As Fig. 7 e 8 apresentam as barras onde aconteceram transgressões precárias e críticas e o número de casos ocorridos. Importante destacar que apenas os maiores valores de tensão foram armazenados nas simulações, então, mesmo que mais de uma barra tenha transgressão, somente a maior sobretensão foi registrada.

Quantidade de Registros de Tensão Precária por Barra

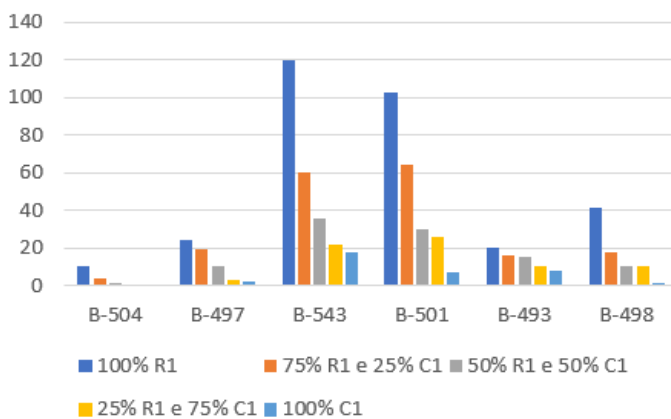


Fig. 7. Número de casos com tensão precária e as barras onde ocorreram

Quantidade de Registros de Tensão Crítica por Barra

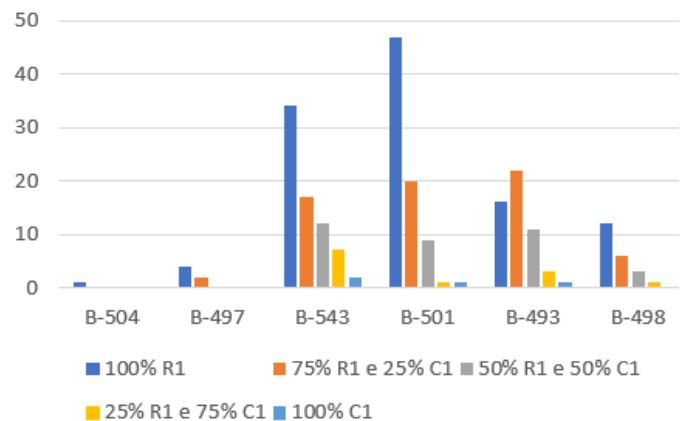


Fig. 8. Número de casos com tensão crítica e as barras onde ocorreram

B. Tipos de Condutores x Nível de Inserção de Sistemas FV

Nesta etapa, diferentes seções e tipos de condutores foram utilizados para avaliar o nível de inserção de sistemas FV. As curvas de carga foram novamente distribuídas aleatoriamente entre os consumidores, dessa vez respeitando a probabilidade de 75% de consumidores residenciais (R1) e 25% comerciais (C1). As simulações foram realizadas mantendo-se o tap do transformador fixo, para não haver comprometimento dos resultados. As Fig. 9 e 10 apresentam os resultados para tensões precárias e críticas.

% de Casos com Tensão Precária

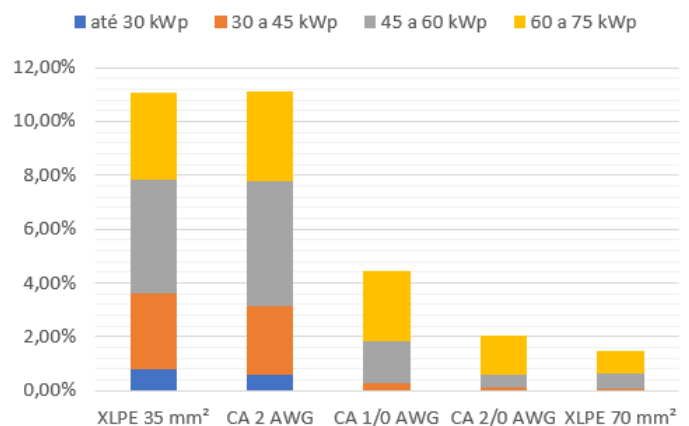


Fig. 9. Relação entre casos com tensão precária e condutores

% de Casos com Tensão Crítica

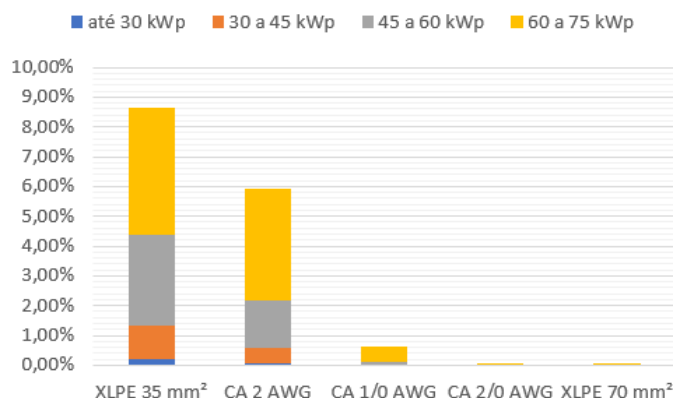


Fig. 10. Relação entre casos com tensão crítica e condutores

Analisando os resultados fica nítida a relação entre a impedância dos condutores e a porcentagem de cenários com transgressão de tensão. Também percebe-se um “teto” nos casos de tensão precária: em aproximadamente 11% dos casos, quanto mais se aumenta o limite de inserção FV, mais elevadas ficam as tensões, passando a outro patamar, acima do limite de tensão precária, como pode ser visto pelo aumento dos casos de tensão crítica.

Como já destacado, o tap do transformador foi mantido o mesmo para todas as simulações, para não haver influência nos resultados. Entretanto, o aumento da seção do cabo permitiria uma redução no tap e, conseqüentemente, uma maior inserção de sistemas FVs.

VII. CONCLUSÃO

Neste estudo, foi utilizado um método estatístico conhecido como Monte Carlo para análise do impacto que a conexão desregulada de microssistemas FV pode causar no perfil de tensão de uma rede de distribuição de BT, podendo levar a condições de tensões precárias e críticas.

Comprovou-se a relação entre os casos de transgressão de tensão e o perfil de carga dos consumidores, que aumentam conforme aumenta a proporção de clientes residenciais. Também pode ser observado que a diferentes pontos da rede tiveram casos de sobretensão, não exclusivamente os pontos mais distantes do transformador.

Outro ponto estudado foi a importância da impedância dos condutores da rede no aumento ou diminuição dos casos de sobretensão. Nesse sentido, o recondutoramento de algumas sessões de rede já seriam uma alternativa bastante eficaz para o aumento da inserção de sistemas FV nas redes de BT.

Estudos futuros devem abordar outros impactos da alta inserção de sistemas FV, como desequilíbrios de tensão, fluxos de corrente reversas e perdas de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. M. Haque and P. Wolfs, “A review of high FV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures,” in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, ELSEVIER, Australia, 2016, pp. 1195-1208.
- [2] ANEEL. Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012. Brasília, 2012.
- [3] ANEEL. Resolução Normativa N° 687, de 24 de Novembro de 2015. Brasília, 2015.
- [4] ANEEL. Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em 28/07/2019.
- [5] ANEEL. Classe de Consumo das Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Classe.asp>. Acesso em 28/07/2019.
- [6] A. Y. Elrayah, M. Z. C. Wanik and A. Bouselham, “Simplified Approach to Analyze Voltage Rise in LV Systems With FV Installations Using Equivalent Power Systems Diagrams,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 32, n° 4, August, 2017.
- [7] R. T. Borges, “Desenvolvimento de Metodologias de Análise Sistêmica de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geração Ultradispersa,” Dissertação de mestrado, UNICAMP, Campinas/SP, 2014.
- [8] T. Stetz, F. Marten and M. Braun, “Improved Low Voltage Grid-integration of Photovoltaic Systems in Germany,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 4, n° 2, Abril 2013, pp. 534-542.
- [9] Instituto Acende Brasil, “Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica: Confiabilidade, Conformidade e Presteza,” 2014. [Online]. Available: <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2014_WhitePaperAcendWhitePa_14_Qualidade_Fornecimento_Energia_Rev_0.pdf>. Acesso em 28/07/2019.
- [10] ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Revisão 10, 2018.
- [11] F. Lamberti, G. Graditi, V. Calderaro, et. al., “Impact Analysis of Distributed FV and Energy Storage Systems in Unbalanced LV Networks,” *IEEE Eindhoven PowerTech*, Holanda, 2015.
- [12] A. Keane, L. F. Ochoa, C. L. T. Borges et. al., “State-of-the-Art Techniques and Challenges Ahead for Distributed Generation Planning and Optimization,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, pp. 1493-1502.
- [13] W. H. Kersting and R. K. Green, “The Application os Carson’s Equation to the Steady-state Analysis of Distribution Feeders,” *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, Phoenix, AZ, USA, 2011.
- [14] R. Pressi, D. Bernardon, N. k. Neto, et. al, “Tecnologia Inovadora PSM para Sistemas de Distribuição Considerando a Realidade de Redes Inteligentes e Geração Distribuída. VIII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, CITENEL. Costa do Sauípe, 2015.