

MÉTODO DE ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA E APLICAÇÃO EM REDES REAIS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CAIO ORIENTE PEREIRA*, RAFAEL MOYA RODRIGUES PEREIRA**,
DIOGO SALLES*, RICARDO TORQUATO*, WALMIR FREITAS*

*Departamento de Sistemas de Energia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação,
Universidade Estadual de Campinas, Caixa Postal 6101, 13083-970, Campinas-SP, Brasil
*E-mails: {caioop, dsalles, torquato, walmir}@dsee.fee.unicamp.br

**Diretoria de Estratégia e Inovação, CPFL Energia,
Rodovia Engenheiro Miguel Noel Nascentes Burnier, Km 2,5, 13088-900, Pq. São Quirino, Campinas-SP, Brasil
**E-mail: moya@cpfl.com.br

Abstract— The growth of distributed generation, particularly from photovoltaic solar generation, is causing significant changes on the design and operation of distribution systems. In that context, the development of methods to analyze the resulting technical impacts is of fundamental interest to utility companies. Therefore, in this paper, a probabilistic method of analysis based on Monte Carlo simulation is proposed. More specifically, the method estimates the maximum solar generation that do not lead to violation of operation criteria on low voltage distribution networks. Four technical criteria are considered: voltage profile, voltage unbalance, conductor loading and transformer loading. The method integrates random factors related to solar generation (e.g., location of generators, generated power) and loads (e.g., load profile). Based on real topological and electrical data from a Brazilian utility company, the developed method is applied to over 50.000 low voltage networks. Sensitivity analyses are carried out to detail the impact of specific parameters. Relying on results summarized in graphs, utility companies can better understand the technical impacts caused by photovoltaic generation enabling them to be able to take actions before problems arise.

Keywords— low voltage distribution networks, Monte Carlo simulation, photovoltaic solar generation

Resumo— O aumento dos níveis de geração distribuída de energia elétrica, em particular de geração solar fotovoltaica, vem provocando mudanças significativas na concepção e operação de sistemas de distribuição. Neste contexto, o desenvolvimento de métodos de análise dos impactos técnicos envolvidos é de fundamental interesse das concessionárias. Assim, neste artigo, propõe-se um método de análise probabilístico baseado em simulações de Monte Carlo capaz de estimar o limite de geração solar que redes secundárias de distribuição podem acomodar sem que haja violação de critérios técnicos de operação. Quatro critérios técnicos são considerados, a saber: magnitude de tensão, desequilíbrio de tensão, carregamento dos condutores e carregamento do transformador. O método incorpora fatores aleatórios relativos à geração solar (e.g., localização dos geradores, potência gerada) e às cargas (e.g., curva de carga). A partir de dados reais fornecidos por uma concessionária brasileira, o método desenvolvido é aplicado em 50.000 redes secundárias. Estudos de sensibilidade são realizados sobre 2.000 destas redes. Os resultados obtidos são condensados em gráficos que visam auxiliar as concessionárias a melhor compreender os impactos técnicos provocados pela geração solar fotovoltaica, tornando-as aptas a tomar decisões embasadas antes desses limites de geração serem atingidos.

Palavras-chave— Geração solar fotovoltaica, Redes de distribuição de baixa tensão, Simulação de Monte Carlo

1 Introdução

O aumento dos níveis de geração distribuída de energia elétrica vem provocando mudanças significativas na concepção e operação de sistemas de distribuição. No caso da microgeração distribuída, caracterizada por centrais geradoras com potência instalada de até 75 kW (ANEEL, 2012), há uma forte tendência de se empregar a geração solar fotovoltaica. De fato, em 2014, pelo quarto ano consecutivo, os sistemas fotovoltaicos lideraram os investimentos em geração de energia renovável em termos mundiais (EUROPEAN COMMISSION, 2014). No contexto brasileiro, essa tecnologia tem grande potencial para se tornar realidade, visto que o território nacional recebe altos níveis de radiação solar durante todo o ano (CEPEL, 2000). Aspectos econômicos que também contribuem para o estabelecimento desse cenário no Brasil são: a Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012); a queda dos preços, principalmente devido à entrada de fabricantes chineses no mercado nacional; o surgimento de empresas capacitadas para a formação e treinamento de mão-de-obra técnica especializada para instalação e manutenção dos painéis solares e o risco de raciona-

mento de energia elétrica nos próximos anos em razão da crise hídrica iniciada em 2013.

Neste contexto de crescimento de geração solar fotovoltaica, as concessionárias precisam dispor de procedimentos que as permitam avaliar os consequentes impactos técnicos na operação das redes de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2015). Como a conexão de geradores solares vem ocorrendo, em sua maioria, ao longo das redes secundárias, um método de estimativa do limite de geração solar que uma rede pode acomodar sem violação de critérios técnicos de operação é de extrema utilidade para as concessionárias. Isto as tornaria aptas a tomar decisões embasadas para se antecipar frente à ocorrência de problemas.

Como solução para essa questão, este trabalho propõe um método de análise probabilístico baseado em simulações de Monte Carlo visando determinar os impactos técnicos provocados por geradores solares fotovoltaicos em redes secundárias de distribuição. Ressalta-se, no entanto, que não se propõe uma alternativa às diversas metodologias baseadas em simulação de Monte Carlo disponíveis na literatura (EL-KHATTAM, 2006), mas uma readaptação de métodos, de modo a incorporar dados reais de milhares de redes, extraídos da base de dados GIS (*Geographic Information System*) de uma concessionária brasileira.

Por certo, dados de 50.000 redes secundárias de centenas de diferentes alimentadores foram extraídos da base de dados BDGD/ANEEL (Base de Dados Geográfica da Distribuidora) (ANEEL, 2015) da concessionária e convertidos para o formato de dados do programa de análise de sistemas de potência OpenDSS (DUGAN, 2013). Os estudos realizados foram programados em Python e simulados no OpenDSS.

De forma resumida, e considerando a base de dados disponível, o método de simulação de Monte Carlo proposto integra a modelagem das seguintes variáveis comportamentais: demanda e perfil diário de consumo da carga; percentual e localização de consumidores com geração solar; período de interesse da curva diária de geração solar e potência nominal de cada gerador solar. A estimativa do limite de geração solar das redes secundárias é baseada na ocorrência de violações de quatro critérios técnicos de operação: magnitude de tensão, desequilíbrio de tensão, carregamento dos condutores e carregamento do transformador.

Este artigo está dividido conforme descrito: a seção 2 traz detalhes do método proposto, enquanto a seção 3 apresenta os resultados obtidos por estudos de aplicação realizados. Finalmente, na seção 4, são apresentadas as conclusões do presente trabalho.

2 Método para a Análise do Impacto da Geração Solar Fotovoltaica

Como qualquer consumidor pode se tornar produtor, a localização, a potência nominal e a potência gerada em cada instante do dia são incertas, dificultando a tarefa da concessionária de determinar os impactos técnicos em questão. Assim, há grande interesse no desenvolvimento de um método de análise capaz de modelar todas as principais incertezas do problema.

2.1 Síntese do Método Proposto

A metodologia de Monte Carlo consiste no uso de variáveis aleatórias para solucionar problemas estruturados como processos estocásticos (sequência de estados determinada por eventos aleatórios) (KALOS, 2008). Uma simulação de Monte Carlo é realizada com a criação de um número suficientemente grande de cenários possíveis para as variáveis aleatórias envolvidas. A solução da simulação de Monte Carlo forma uma curva de distribuição de probabilidade que contém os resultados necessários para a extração de informações do processo.

No contexto da geração solar fotovoltaica, incertezas como localização e potência gerada, citadas anteriormente, são exemplos de eventos aleatórios que, ao serem modelados como variáveis aleatórias, permitem a criação de simulações de Monte Carlo. Cada cenário, portanto, é caracterizado por um conjunto de geradores solares conectados em diferentes pontos de certa rede injetando potência durante um determinado período de interesse. Possíveis resultados do processo são os valores de critérios técnicos, os quais podem ser utilizados para a determinação do limite máximo

de geração ao serem comparados com limites técnicos previstos em norma, padrões ou legislação vigente.

Neste trabalho, os elementos do sistema considerados para gerar os cenários da simulação de Monte Carlo podem ser divididos em dois grupos. O primeiro grupo refere-se ao modelo comportamental da rede e inclui as variáveis aleatórias assim caracterizadas:

- **Demanda e perfil diário de consumo da carga:** são estimados por meio de um procedimento descrito em (MANHÃES, 2006), que usa curvas de carga típicas ajustadas pelo consumo mensal de cada consumidor. Foram utilizados dados reais de uma concessionária brasileira;
- **Percentual de consumidores com geração solar:** pode ser estabelecido, por exemplo, com base nos dados de mercado, ou a partir da base de dados da concessionária. Como no Brasil a geração solar nas redes secundárias de distribuição ainda é incipiente, assumiu-se um percentual de 20%;
- **Localização dos consumidores com geração solar:** consumidores são selecionados aleatoriamente para possuir um gerador solar, até que o número de geradores na rede seja igual ao percentual estabelecido (i.e., 20%). Ressalta-se que tal escolha busca respeitar a proporção já existente entre os tipos de conexão dos consumidores da rede;
- **Período de interesse da curva diária de geração solar:** o período de maior excesso de geração ocorre em torno do meio-dia (instante de pico de geração solar e baixo nível de demanda). Dado que quanto maior o excesso de geração, maior o impacto técnico sobre as redes secundárias, considerou-se um intervalo em torno de 12h, a saber, entre 11h e 13h, com resolução de 15 minutos, totalizando 9 pontos de simulação;
- **Potência nominal de cada gerador solar:** a potência nominal de cada gerador é proporcional à demanda do respectivo consumidor, à demanda total dos consumidores com geração solar e à geração solar total, especificada antes da simulação.

O segundo grupo refere-se ao modelo elétrico dos seguintes elementos do sistema:

- **Rede elétrica de distribuição:** utiliza-se um modelo multifásico para representá-la. A rede primária, a 3 fios (ABC), é representada por um equivalente trifásico equilibrado. Esse equivalente é interconectado à rede secundária por um transformador de distribuição trifásico, na configuração triângulo no primário e estrela-aterrado no secundário. A rede secundária é composta por quatro fios (ABCN), sendo três fases e um neutro. O neutro da rede secundária é aterrado no transformador e no painel de serviço dos consumidores;
- **Geradores solares:** como são conectados à rede via inversores de frequência, o modelo de potência constante ($P + jQ$) é apropriado. Uma das razões para isso é que, em geral, tais inversores são capazes de controlar a injeção de potência ativa e reativa de forma independente (SHI, 2014). Para os geradores solares, foi adotado fator de potên-

cia unitário. Foram alocados geradores monofásicos em consumidores monofásicos e geradores bifásicos em consumidores bifásicos e trifásicos;

- **Cargas:** também são modeladas como potência constante. A potência de cada carga em cada instante é determinada pelo procedimento de obtenção de demanda, abordado no primeiro item. Adotou-se um fator de potência de 0,85 indutivo, conforme a base de dados utilizada.

O algoritmo de simulação de Monte Carlo, descrito a seguir, é apresentado na Figura 1.

- 1) Primeiramente, deve-se estabelecer as condições iniciais do problema:
 - a) Determinar o perfil de demanda de cada consumidor, como resumido anteriormente. O fator de potência é igual a 0,85 indutivo;
 - b) Estabelecer o percentual de consumidores com gerador solar fotovoltaico. Adotou-se 20%;
 - c) Fixar a potência total de geração inicial para os geradores que serão alocados. No caso, 1 kW.

Para criar cada cenário de simulação, é necessário:

- 2) Alocar os geradores solares na rede de modo aleatório até atingir o percentual desejado;
- 3) Determinar a potência gerada por cada gerador em função da curva típica de geração solar e de sua potência nominal, descrita anteriormente. Considerou-se apenas o intervalo entre 11h e 13h;
- 4) Realizar cálculo de fluxo de carga temporal no intervalo de interesse para determinar o estado da rede. De fato, 9 cálculos de fluxo de carga, dada a resolução de 15 minutos das curvas de carga;
- 5) Armazenar os critérios técnicos de interesse, por exemplo: magnitude de tensão, desequilíbrio de tensão, carregamento dos condutores e carregamento do transformador;
- 6) Caso os critérios técnicos não tenham sido violados, incrementar a potência total dos geradores e repetir o processo até que alguma violação ocorra, quando o limite de geração solar é atingido.

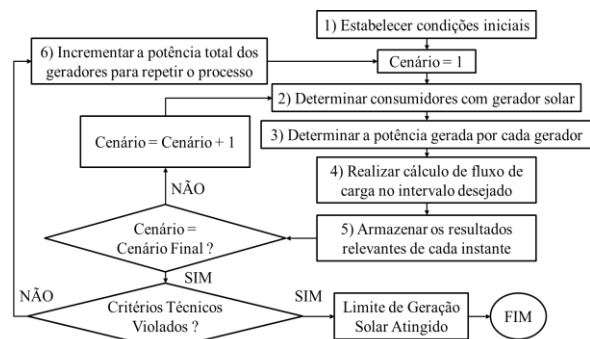


Figura 1. Algoritmo da Simulação de Monte Carlo

O procedimento de criar um cenário e determinar os critérios técnicos a ele associados deve ser repetido um número suficientemente grande de vezes para ter significado estatístico. Neste trabalho, o procedimento é repetido 50 vezes. Esse número, aparentemente baixo, foi determinado por meio de análise comparativa entre 200, 100 e 50 cenários, para um conjunto de 150 redes secundárias. Nessa análise, concluiu-se que a

redução do número de cenários não alterou de modo significativo nem a estimativa do limite de geração solar nem a proporção entre os critérios técnicos responsáveis pela restrição de geração, com o benefício de demandar um esforço computacional menor.

2.2 Critérios Técnicos Adotados para Estimar o Limite de Geração Solar

O limite de geração solar para uma rede secundária de distribuição é estimado através da verificação de quatro critérios técnicos de operação. Considera-se que o limite é atingido quando um ou mais dos critérios é violado. Para tal, define-se um limitante para cada um dos critérios técnicos, como segue:

- **Magnitude de tensão:** o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2015) estabelece limites de magnitude de tensão considerando um período de monitoramento de 7 dias. Neste trabalho, essa regra é adaptada para um período de 24 horas. Com isso, considera-se que a magnitude de tensão é violada caso uma das seguintes condições for satisfeita:

- A máxima tensão da rede permanecer na faixa de tensão precária (i.e., $1,050 \text{ pu} < V < 1,059 \text{ pu}$) por pelo menos 45 minutos (3% do tempo);
- A máxima tensão da rede ultrapassar a tensão crítica (i.e., $V > 1,059 \text{ pu}$) sem temporização (i.e., violação em qualquer instante).

- **Desequilíbrio de tensão:** considera-se que o desequilíbrio de tensão é violado em período de 24 horas, caso o máximo desequilíbrio de tensão da rede ultrapasse 2,0% por, pelo menos, 1 hora (5% do tempo) (CENELEC, 2010);

- **Carregamento dos condutores:** considera-se que o carregamento dos condutores é violado em um período de 24 horas, caso a máxima corrente normalizada pela ampacidade (valor do limite térmico) da rede for superior a 100% por, pelo menos, 1 hora (5% do tempo) (QUIRÓSTORTÓS, 2016);

- **Carregamento do transformador:** considera-se que o carregamento do transformador é violado em um período de 24 horas, caso tal nível for superior a 187,5% de sua potência nominal por, pelo menos, 1 hora (5% do tempo). Esta regra é baseada em (CPFL ENERGIA, 2015).

Vale destacar que todos os critérios técnicos são definidos em um período de 24 horas. Entretanto, são simuladas as 2 horas mais críticas quanto aos impactos causados pela geração solar. Portanto, caso os critérios técnicos não sejam violados entre 11h e 13h, considera-se que não o serão em outros instantes do dia.

3 Estudos e Resultados

Nesta seção, demonstra-se a utilidade do método apresentado anteriormente através da estimativa do limite de geração solar que 50.000 redes secundárias reais de uma concessionária brasileira podem acomodar sem que haja violação de critérios técnicos de operação. Considera-se que as redes não sofrerão adequações.

3.1 Características das Redes Secundárias

Para realizar os estudos, buscou-se analisar um grande número de redes secundárias, visando obter uma representação adequada da variabilidade de suas características elétricas e, consequentemente, da respectiva influência na estimativa dos limites de geração solar. Assim, foram escolhidas 50.000 redes, cujos principais parâmetros são mostrados na Tabela 1 e na Tabela 2. Nessas tabelas, observa-se uma significativa diversidade nas características das redes, o que sugere que os limites de geração também variam consideravelmente.

Tabela 1. Principais características das redes secundárias escolhidas para estudar os impactos técnicos da geração solar fotovoltaica

Característica	Valores														
Redes secundárias	50.000 (98 cidades)														
Unidades consumidoras	1.836.012														
Transformadores	<table> <tr> <th>Potência Nominal (kVA)</th><th>Quantidade</th></tr> <tr> <td>30</td><td>12.966 (25,9%)</td></tr> <tr> <td>45</td><td>20.529 (41,1%)</td></tr> <tr> <td>75</td><td>12.045 (24,1%)</td></tr> <tr> <td>112,5</td><td>2.813 (5,6%)</td></tr> <tr> <td>Outros</td><td>1.647 (3,3%)</td></tr> <tr> <td>Total</td><td>50.000 (100,0%)</td></tr> </table>	Potência Nominal (kVA)	Quantidade	30	12.966 (25,9%)	45	20.529 (41,1%)	75	12.045 (24,1%)	112,5	2.813 (5,6%)	Outros	1.647 (3,3%)	Total	50.000 (100,0%)
Potência Nominal (kVA)	Quantidade														
30	12.966 (25,9%)														
45	20.529 (41,1%)														
75	12.045 (24,1%)														
112,5	2.813 (5,6%)														
Outros	1.647 (3,3%)														
Total	50.000 (100,0%)														

Tabela 2. Principais parâmetros das redes secundárias escolhidas para os estudos de impacto técnico da geração solar fotovoltaica

Parâmetro	Valor Médio	Desvio Padrão	Faixa 90% das redes*
Razão X/R média	1,01	0,27	0,71 - 1,49
Comprimento total da rede (m)	767,92	391,54	209,13 - 1447,62
Distância do nó mais distante em relação ao transformador (m)	171,13	80,47	70,01 - 316,71
Carregamento ao meio-dia (% potência nominal do transformador)	24,96	13,25	4,93 - 47,73
Consumidores por rede secundária	36,72	22,59	7,00 - 77,00
Consumidores monofásicos por rede secundária	20,41	20,35	0,00 - 59,00
Consumidores bifásicos por rede secundária	13,55	12,70	1,00 - 36,00
Consumidores trifásicos por rede secundária	2,77	3,60	0,00 - 9,00
Limite térmico médio dos condutores da rede (A)	82,26	15,52	66,29 - 112,00

*Este índice, calculado através dos valores percentil 5% e percentil 95%, informa a faixa central de valores que engloba 90% das redes.

3.2 Limite de Geração Solar Fotovoltaica

O objetivo desta subseção é apresentar os resultados que podem ser obtidos pelo método probabilístico desenvolvido. Para simular as 50.000 redes secundárias, foi preciso definir o valor de alguns parâmetros

elétricos para os quais a concessionária em questão ainda não dispõe de dados reais ou medições:

- Tensão no primário do transformador de distribuição = 1,00 pu;
- Nível de curto-circuito do equivalente da rede primária (média tensão) = 150 MVA.

Resalta-se que os valores escolhidos para esses parâmetros são realistas e prudentes. Assim, presume-se que os resultados apresentados seriam ainda mais precisos caso esses dados estivessem disponíveis.

O histograma da Figura 2 mostra, através de faixas de valores, o limite de geração solar estimado para as 50.000 redes secundárias estudadas. Os limites de geração de cada rede estão normalizados em relação à potência nominal do transformador da respectiva rede.

Constata-se que cerca de 30% das redes secundárias acomodam um limite máximo de geração solar entre 10% e 20%. Nota-se também que para aproximadamente 75% das 50.000 redes, o limite de geração está abaixo de 30%. De modo geral, os resultados demonstram, de fato, que os limites de geração solar são diversificados, conforme esperado pela análise da Tabela 2 (características elétricas bastante variadas).

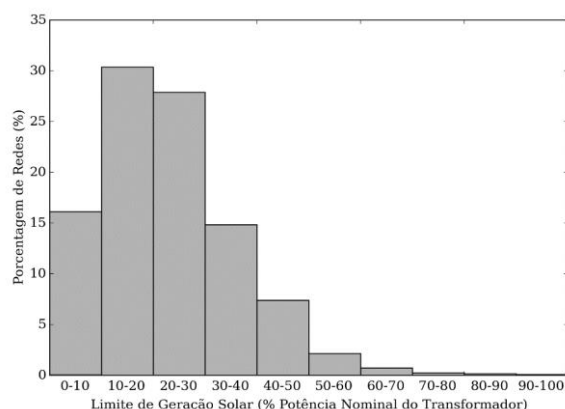


Figura 2. Limite de geração solar estimado para 50.000 redes secundárias reais brasileiras

Os resultados apresentados na Figura 2 podem ser interpretados de outra maneira, por meio de uma curva que auxilia na análise da seguinte situação: *Certa concessionária prevê, por exemplo, que em 2030, o nível de geração solar em suas redes secundárias será em torno de 10% (em relação à potência nominal do transformador). A questão seria: qual a porcentagem de redes que conseguem acomodar 10% de geração solar sem que haja violação dos critérios técnicos de operação?* Tal curva é ilustrada na Figura 3, a qual mostra que 83,9% das 50.000 redes estudadas conseguem acomodar 10% de geração solar sem que haja violação dos critérios técnicos de operação.

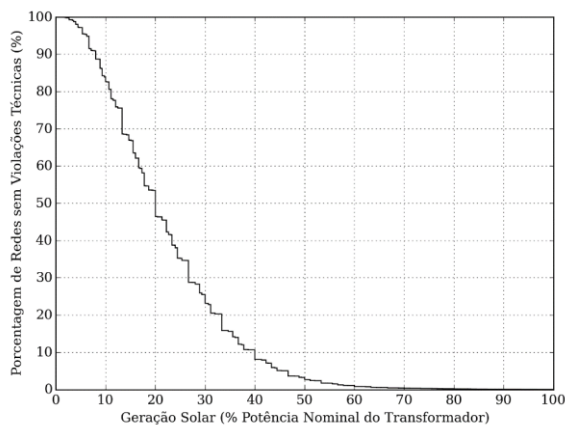


Figura 3. Percentual de redes secundárias sem violação dos critérios técnicos para diferentes níveis de geração solar considerando 50.000 redes secundárias reais brasileiras

O critério técnico mais restritivo (i.e., aquele que mais limita a quantidade de geração solar que a rede secundária pode acomodar) é mapeado na Figura 4. A magnitude de tensão se mostrou o critério técnico mais restritivo. Observa-se que, para 68,2% das redes, à medida que se aumenta a geração solar, a magnitude de tensão é o primeiro critério a ser violado, seguida pelo desequilíbrio de tensão, em 23,1% das redes.

Esse gráfico pode auxiliar a concessionária a minimizar o número de critérios técnicos a serem monitorados para gerenciar o limite de geração solar. Conforme visto, por exemplo, para 68,2% das redes estudadas, não haveria necessidade de monitorar o carregamento dos condutores nem o desequilíbrio de tensão, já que a magnitude de tensão é o primeiro critério técnico a atingir seu limite de operação.

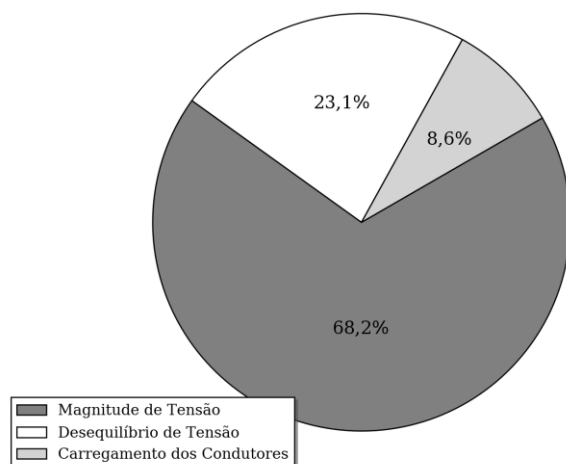


Figura 4. Incidência do critério técnico mais restritivo sobre 50.000 redes secundárias reais brasileiras

A Figura 5 ilustra o nível de carregamento dos transformadores das redes secundárias quando a geração solar é igual ao limite estimado pelo método de Monte Carlo. Verifica-se que para cerca de 98% das redes, o carregamento dos transformadores não atinge sua respectiva potência nominal. Isso significa que pelo menos um dos outros três critérios técnicos (i.e., magnitude de tensão, desequilíbrio de tensão, carregamento dos condutores) é violado bem antes do transformador atingir seu carregamento máximo (187,5%).

Esse comportamento menos restritivo é de certa forma esperado, pois, em um primeiro momento, com o aumento da geração solar, o carregamento do transformador é reduzido até a geração contrabalancear a demanda (mais perdas elétricas). Quando a geração supera a demanda, o sentido do fluxo de potência no transformador se reverte, e seu carregamento passa a crescer com o aumento da geração. Diante disso, não é recomendável monitorar apenas o carregamento do transformador para fundamentar a decisão quanto ao limite máximo de geração solar da rede.

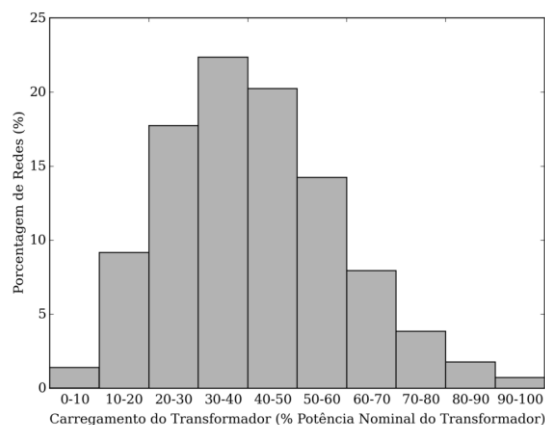


Figura 5. Carregamento do transformador de distribuição com geração solar igual ao limite estimado pelo método de Monte Carlo

3.3 Estudos de Sensibilidade

Na subseção anterior, verificou-se que a magnitude de tensão é o critério técnico mais restritivo à geração solar. Neste sentido, para 2.000 redes secundárias reais da mesma concessionária brasileira, foram realizados estudos de sensibilidade sobre dois parâmetros do sistema, visando: (a) verificar o impacto na estimativa dos limites de geração solar e (b) estimar a contribuição ou não ao problema de controle de tensão.

O primeiro parâmetro estudado foi a tensão no primário do transformador de distribuição, reduzida de 1,00 pu para 0,97 pu. Com esta redução, espera-se que o limite de geração solar aumente, devido à margem de crescimento da tensão ser maior que anteriormente. O segundo parâmetro estudado foi o fator de potência dos geradores solares, alterado de 1,00 (unitário) para 0,95 indutivo. O consumo de potência reativa deve aliviar a elevação de tensão provocada pelos geradores solares, assim, novamente, espera-se que os limites de geração cresçam.

A Figura 6 apresenta os limites de geração obtidos pelos estudos de sensibilidade. Efetivamente, em ambos os cenários, verifica-se um aumento da porcentagem de redes com um maior limite de geração solar. Por exemplo, a porcentagem de redes com um limite de geração abaixo de 30% diminuiu, enquanto, a porcentagem de redes com um limite de geração entre 30% e 60% cresceu razoavelmente.

Os resultados dos estudos de sensibilidade sugerem que a redução da tensão presente nas redes secundárias pode ser uma alternativa para aliviar os impactos técnicos provocados pela geração solar, permitindo um aumento da penetração de geradores.

Por um lado, isto pode ser obtido com a atuação de reguladores de tensão na rede primária, caso seus ajustes contribuam para diminuir a tensão nas redes secundárias no período de excesso de geração, por exemplo, com um controle dinâmico ou adaptativo, em que o ajuste da tensão de referência dos reguladores é feito segundo o período do dia. Por outro lado, com o mesmo objetivo, o consumo de potência reativa por parte dos geradores solares também pode ser uma estratégia possível, no entanto, de caráter localizado.

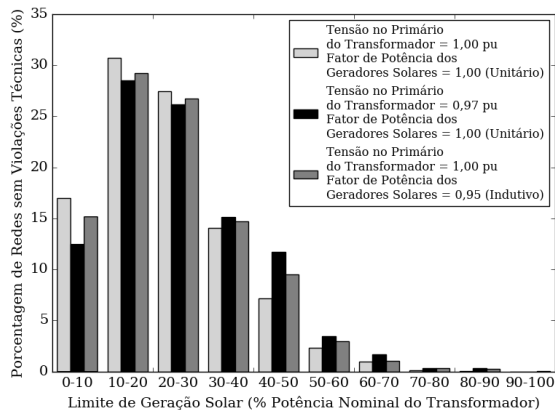


Figura 6. Limite de geração solar para 2.000 redes secundárias – Estudos de Sensibilidade: Tensão no Primário do Transformador e Fator de Potência dos Geradores Solares

4 Conclusão

Neste trabalho, foi desenvolvido um método de análise probabilístico baseado em simulações de Monte Carlo visando determinar os impactos técnicos provocados por geradores solares fotovoltaicos em redes secundárias de distribuição. A partir de sua aplicação na estimativa do limite máximo de geração solar de 50.000 redes secundárias reais brasileiras e em estudos de sensibilidade, as principais conclusões são:

- O método probabilístico desenvolvido pode ser utilizado para antecipar possíveis impactos da conexão massiva de geração solar na rede da concessionária. Supondo que a concessionária mantenha um registro dos geradores solares instalados em sua rede, o limite de geração solar estimado pode ser tomado como referência para determinar o quão perto a geração existente está de provocar violações de critérios técnicos de operação;
- A elevação na magnitude de tensão é o principal impacto técnico provocado pela conexão da geração solar fotovoltaica. Esse foi o critério técnico mais restritivo em cerca de 70% das redes secundárias estudadas. Essa informação ajuda a concessionária a minimizar o número de critérios técnicos que necessitam ser monitorados para gerenciar o limite de geração solar;
- A fim de permitir o aumento da penetração de geração solar fotovoltaica, a redução do perfil de tensão das redes secundárias pode ser uma estratégia. Tal objetivo pode ser atingido através de:
 - Controle dinâmico ou adaptativo dos reguladores de tensão, em que o ajuste da tensão de referência varia segundo o período do dia;

- Consumo de potência reativa pelos geradores solares através de operação com fator de potência indutivo.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro proveniente dos processos nº 2015/00778-7, 2012/07300-7, 2014/09538-6, Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), processos nº 307763/2015-3 e 481195/2013-0. Agradecem também à Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Energia), processo PD-0063-3012/2014.

Referências Bibliográficas

- ANEEL. (2015). *PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*.
- ANEEL. (2012). *Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*.
- CENELEC. (2010). *EN 50160 – Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems*. Bruxelas, Bélgica.
- CEPEL. (2000). *Atlas Solarimétrico do Brasil, 2000*. [On-line]. Recife: UFPE. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf [Acesso em Fev/16].
- CPFL Energia. (2015). *GED 16628 – Proteção de Transformadores de Distribuição*. [On-line]. Disponível em: <http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-16628.pdf> [Acesso em Mar/16].
- Dugan, R. (2013). *Reference Guide – The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. Palo Alto, EUA: EPRI.
- European Commission. (2014). *PV Status Report 2014*. [On-line]. Luxemburgo: Publications Office of the European Union. Disponível em: <https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/reports/PV-status-report-2014.pdf> [Acesso em Fev/16].
- El-Khattam, W.; Hegazy, Y. e Salama, M. (2006). Investigating Distributed Generation Systems Performance Using Monte Carlo Simulation. *IEEE Transactions on Power System*, vol.21, no.2, pp.524-532.
- Kalos, M. e Whitlock, P. (2008). *Monte Carlo Methods*. 2a. ed. Weinheim, Alemanha: Wiley-VCH.
- Manhães, L. e Martins, B. (2006). Aplicação de Curvas de Carga Típicas de Consumidores Integradas a Sistema GIS, na CPFL. In: *XVII SENDI*. Belo Horizonte, 21 a 25 de agosto, 2006.
- Shi, Q. (2014). *Power Quality Impact of Photovoltaic Systems on Residential Distribution Networks*. Mestrado. Universidade de Alberta.
- Quirós-Tortós, J.; Ochoa, L.; Alnaser, S. e Butler, T. (2016). Control of EV Charging Points for Thermal and Voltage Management of LV Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.31, no.4, pp.3028-3039.