

DESENVOLVIMENTO DE MODELOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS PARA INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E VEÍCULOS ELÉTRICOS

Moises Machado¹
Mauricio de Campos¹
Paulo Sausen¹
Mauricio Sperandio²

¹Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul

²Universidade Federal de Santa Maria

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.761

RESUMO

A mobilidade elétrica impõe às redes elétricas um aumento de demanda de potência, que se caracteriza por ser variável tanto no tempo quanto no espaço, associada ao carregamento das baterias. Adicionalmente, as variabilidades intrínsecas das fontes de geração renováveis, sobretudo solar, aumentam de forma expressiva as incertezas atreladas à operação dos sistemas elétricos. Desta forma, a presente pesquisa objetiva estudar os impactos da difusão de sistemas de geração fotovoltaicos (PVs) e de veículos elétricos (VEs). Para cumprir com esse propósito são empregados indicadores probabilísticos de desempenho para análise de um sistema real, utilizando técnicas de simulação de Monte Carlo. Os resultados obtidos sinalizam a degradação das condições operacionais do sistema à medida que se eleva o nível de penetração de sistemas PVs e VEs. Em especial, identificaram-se elevada probabilidade de ocorrências de sobretensões, assim como de sobrecargas em transformadores de distribuição e condutores.

Palavras-chave: Geração Distribuída Fotovoltaica; Veículos Elétricos; Indicadores Probabilísticos de Desempenho.

ABSTRACT

Electric mobility imposes on electrical networks an increase in power demand, which is characterized by being variable both in time and space, associated with the recharging of batteries. In addition, the intrinsic variability of renewable energy generation, especially photovoltaic generation, brings significant uncertainties related to the operation of electrical systems. Thus, this research aims to study the impacts of photovoltaic generation systems (PVs) and electric vehicles (EVs) on a

real system. To comply with this purpose, probabilistic performance indicators are used for the analysis of a system, using Monte Carlo simulation techniques. The results show the degradation of the operating conditions of the system as long the level of penetration of PVs and EVs increases. In particular, possible overvoltage was identified, as well as overloads in distribution transformers and conductors.

Keywords: Photovoltaic Generation; Electric Vehicles; Probabilistic Performance Index.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de energia em todo o mundo estão passando por mudanças significativas, impulsionadas principalmente por três tendências de escala global: a digitalização; a descarbonização; e a descentralização. Em especial, as tendências de descarbonização se encontram inseridas em um contexto de substituição de fontes de energia oriundas de combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia. A repercussão dessa tendência no setor elétrico é o uso das energias alternativas distribuídas, principalmente a eólica e a solar fotovoltaica (PV), bem como o aumento da mobilidade elétrica.

Segundo dados da Agência Internacional de Energia (IEA – do inglês: *International Energy Agency*), prevê-se um aumento de 50% (1.220 GW) de capacidade de geração de energia elétrica renovável até 2024 (EIA, 2020). Dentre as tecnologias de geração renovável, a PV assume papel de protagonista, sendo responsável por quase 60% (700 GW) de toda a expansão da capacidade renovável. Em particular no Brasil, a geração fotovoltaica passou de uma promessa e se transformou em realidade. Segundo as projeções da EPE (2019), haverá 1,3 milhão de adotantes de sistemas de micro ou minigeração distribuída fotovoltaica, totalizando 11,4 GW.

Em relação à mobilidade elétrica, a IEA apresenta um estudo detalhado de prospecção da expansão de veículos elétricos (VEs) até 2030 (IEA, 2020a). O estoque global de VEs (excluindo veículos de duas/três rodas) expande de cerca de 8 milhões em 2019 para 50 milhões em 2025 e, aproximadamente, 140 milhões até 2030, correspondendo a uma taxa média de crescimento anual próxima a 30%. Como este aumento contínuo na participação nas vendas, os VEs devem representar cerca de 7% da frota global de veículos em 2030. No Brasil, o desenvolvimento da mobilidade elétrica, ainda, encontra-se em fase incipiente. No primeiro trimestre de 2022, as vendas de veículos elétricos leves atingiram o número de 9.844 unidades, contra 4.582 no mesmo período de 2021 (ABVE, 2022). Deste total de VEs leves, 6.711 são HEV (elétricos híbridos), 1.845 são PHEV (elétricos

híbridos *plug-in*) e 1.288 do tipo BEV (elétricos 100% a bateria) ABVE (2022).

Neste contexto de contínua expansão de PVs e VEs é fundamental garantir a flexibilidade operacional, que se refere à capacidade de um sistema de energia de manter serviço contínuo em face de oscilações rápidas e grandes na oferta ou demanda, qualquer que seja a causa. Desse modo, este trabalho realiza um estudo de caso. Especificamente, busca-se identificar os impactos da difusão de sistema de geração PVs e de VEs no sistema de distribuição do município de Ijuí, Rio Grande do Sul, de modo a planejar medidas adequadas para apoiar a expansão e a operação do sistema local.

2. CARACTERÍSTICAS GERAIS DO ESTUDO DE CASO

O sistema elétrico de distribuição da área urbana da cidade de Ijuí, localizado na região noroeste do estado do Rio Grande de Sul (Figura 1), é atendido pelo Departamento Municipal de Energia de Ijuí (DEMEI), que é uma concessionária pública de distribuição de energia elétrica, que tem trabalhado em parceria neste trabalho de investigação. Mais informações sobre a distribuidora podem ser obtidas em www.demei.com.br.



Figura 1 - Ilustração da localização do município de Ijuí/RS

Atualmente, o DEMEI possui 33.994 consumidores atendidos em uma área de concessão de 45 km². Até o mês de março de 2022 se encontravam conectados ao sistema de distribuição do DEMEI 1.232 sistemas fotovoltaicos de mini e microgeração distribuída (MMGD), to-

talizando 8.862 kWp de potência instalada. Esse crescimento acelerado da capacidade instalada traz desafios relevantes e requer diferentes medidas para apoiar o planejamento e operação do sistema.

3. METODOLOGIA PROPOSTA

A partir de dados disponibilizados pelo DEMEI, procedeu-se à modelagem da rede elétrica no software OpenDSS (*The Open Distribution System Simulator*), desenvolvido em 1997 pela EPRI (*Electric Power Research Institute*) (DUGAN, 2018). Levaram-se em conta na modelagem os parâmetros das redes de distribuição de média tensão (23kV) e de baixa tensão (380/220 V), os modelos de transformadores de distribuição com suas conexões, tensão, potência, bem como os reguladores de tensão, os bancos de capacitores *shunt*, os modelos de cargas e, em especial, os sistemas de PVs e os VEs.

3.1 Parâmetros gerais e premissas

A primeira etapa da metodologia consiste na leitura de todas as variáveis e constantes para realização dos cálculos, sendo que dentre essas vale citar: características dos PVs e dos VEs, limites de níveis de tensão e desequilíbrios de tensão, capacidade de carregamento de transformadores e condutores, dentre outras informações, para caracterizar adequadamente o sistema de distribuição em análise.

3.2 Definição de cenários de penetração de PVs e VEs

A evolução do índice de penetração dos PVs considera os dados históricos da distribuidora e a aplicação do método de difusão de sistema de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) da EPE, denominado “Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD)” (MME, 2018). Até o momento de elaboração deste trabalho não havia consumidores adotantes de VEs no município de Ijuí. Desse modo, prospecta-se o início de inserção de VEs no ano de 2024, com índice de penetração de 2%, seguido de 5% e 10% em 2025 e 2026, respectivamente, tendo por base as projeções internacionais de IEA (2020a).

3.3 Simulações de Monte Carlo

As técnicas de Simulações de Monte Carlo (SMC) são muito flexíveis, permitindo a representação de inúmeros aspectos do funcionamento dos sistemas que, às vezes, os modelos analíticos têm dificuldade em capturar (MIRANDA, 2015). Tal característica possibilita

avaliar diferentes impactos, variando os níveis de penetração de PVs e de VEs, a partir de variáveis de entrada aplicadas ao modelo determinístico. Desse modo, é possível obter a resposta do sistema em função do comportamento estocástico da geração de PVs e do ciclo de recarga de VEs e da demanda, conforme ilustrado na Figura 2.

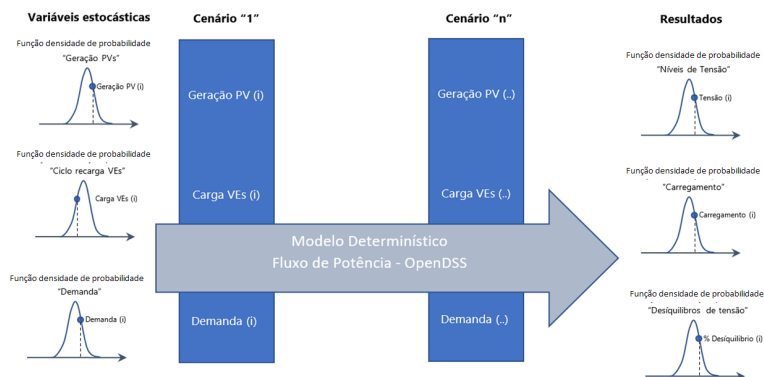


Figura 2 - Estratégica de simulação de Monte Carlo

A avaliação dos impactos faz uso de funções de densidade de probabilidade (fdp) de geração PVs, demanda e de carregamento de VEs. Essas informações servem como dados de entrada para o cálculo do fluxo de potência probabilístico, que determinará as condições de operação do sistema elétrico.

3.4 Índices de desempenho

Os índices de desempenho probabilísticos considerados são a seguir detalhados:

- i. Probabilidade de Subtensão (PQT): estabelece a probabilidade de ocorrência de subtensão, ou seja, tensão inferior a 0,95 pu.

$$fpc_v(0,95) = P(v < 0,95pu) = \int_{-\infty}^{0,95} fdp_v(x)dx \quad (1)$$

$$PQT = 1 - fpc_v(0,95) \quad (2)$$

em que f_{pc_v} é a função de densidade de probabilidade acumulada de níveis de tensão; e f_{dp_v} é a função de densidade de probabilidade de níveis de tensão.

ii. Probabilidade de Sobretensão (PST): estabelece a probabilidade de ocorrência de sobretensão, ou seja, tensão superior a 1,03 pu.

$$PST = P(v > 1,03) = \int_1^{\infty} f_{dp_v}(x) dx \quad (3)$$

em que f_{pc_v} é a função de densidade de probabilidade de níveis de tensão.

iii. Probabilidade de Violação do Fator de Potência (PFP): estabelece a probabilidade de ocorrência de violação do fator de potência, ou seja, tensão inferior a 0,92 pu.

$$f_p(0,92) = P(fp < 0,92 pu) = \int_{-\infty}^{0,92} f_{dp_{fp}}(x) dx \quad (4)$$

$$PQT = 1 - f_{pc_{fp}}(0,92) \quad (5)$$

em que $f_{pc_{fp}}$ é a função de densidade de probabilidade acumulada do fator de potência; e $f_{dp_{fp}}$ é a função de densidade de probabilidade do fator de potência.

iv. Probabilidade de Sobrecarga (PSC): estabelece a probabilidade de ocorrência de sobrecarga em transformadores e condutores ao longo da rede

$$PSC = P(c > 1) = \int_1^{\infty} f_{dp_c}(x) dx \quad (6)$$

em que f_{dp_c} é a função de densidade acumulada do carregamento de transformadores e condutores ao longo da rede de distribuição. Neste estudo, foi considerada a capacidade nominal (1 pu) como o limite de carregamento.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção apresenta os resultados da aplicação da metodologia desenvolvida. Um dos circuitos alimentadores primários do sistema de distribuição de energia do DEMEI é considerado no estudo.

4.1 Critérios e premissas

Na representação dos VEs na rede é considerada exclusivamente a inserção de VEs puros (*plug-in*). O horário de conexão de VEs é modelado através de uma fdp normal, com média 18 horas e desvio padrão 0,5 hora do instante de início da recarga (horário de retorno da viagem habitual do motorista). A distância diária percorrida pelos VEs também é modelada por uma fdp, com média de 40 km e desvio padrão de 4 km.

As demais premissas consideradas compreendem:

- i. a recarga tem características residenciais através de carregador embarcado no próprio veículo;
- ii. todas as barras estão sujeitas à conexão de recarga de VEs;
- iii. supõe-se o restabelecimento do SOC da bateria do veículo independentemente da preservação de sua vida útil;
- iv. o modelo V2G (Vehicle-to-Grid) não é explorado neste trabalho; e
- v. sistema de recarga considera o VE modelo Nissan Leaf, cuja potência é de 3,6 kW e o rendimento de 83%.

Os cenários analisados consideram os seguintes índices de penetração de PVs e VEs:

- i. cenário de base: sem conexão de PVs e VEs (ano 2022);
- ii. cenário A (2022): índice de penetração de 8,25% de PVs sem VEs;
- iii. cenário B (2023): índice de penetração de 12,2% de PVs sem VEs;
- iv. cenário C (2024): índice de penetração de 15,3% de PVs e 2% de VEs.;
- v. cenário D (2025): índice de penetração de 18% de PVs e 5% de VEs; e
- vi. cenário E (2026): índice de penetração de 25,4% de PVs e 10% de VEs.

As restrições operacionais se baseiam nos limites definidos em ANEEL (2021). A seguir são apresentados os resultados e discussões de cada cenário avaliado.

4.2 Análises de cenários

No cenário de base é considerado alimentador sem inserção de PVs e VEs. Os resultados obtidos neste cenário indicam a probabilidade nula de violações de limites de tensão, assim como de fator de potência e de carregamento de transformadores de distribuição e condutores. Por outro lado, no cenário A são considerados os PVs atualmente instalados no circuito alimentador em estudo, cuja potência total é de 1.504,8 kWp. Na Figura 3 apresenta-se a geração de potência dos sistemas PVs, considerando os dados históricos de monitoramento de irradiação e temperatura.

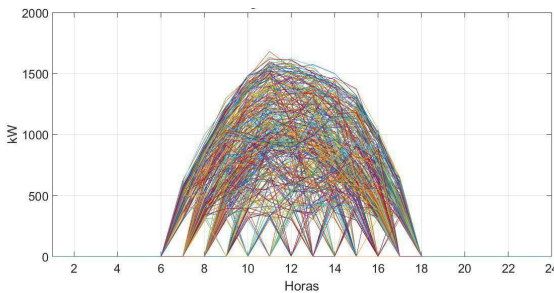


Figura 3 - Geração dos sistemas PVs - cenário A

Neste cenário, não são identificadas violações de limites de tensão, assim como de desequilíbrio de tensão e de fator de potência. No entanto, verificam-se sobrecargas no sistema, como por ser observado na Figura 4.

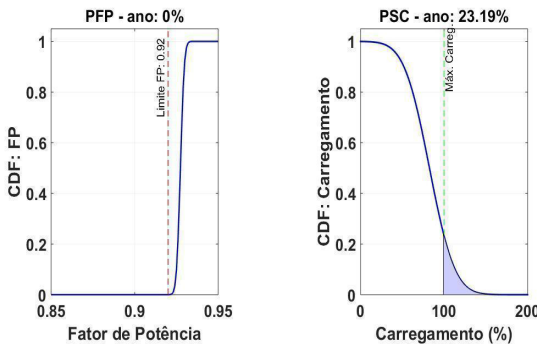


Figura 4 - CDF violação do limite de fator de potência e de sobrecarga – cenário A

Os resultados indicam a probabilidade de 23,19% de ocorrência de sobrecarga em transformadores de distribuição e condutores ao longo do AL-13. No cenário B, à medida que o índice de penetração de sistemas PVs aumenta, a probabilidade de ocorrências de sobrecargas também aumenta, conforme pode ser observado nas Figuras 5.

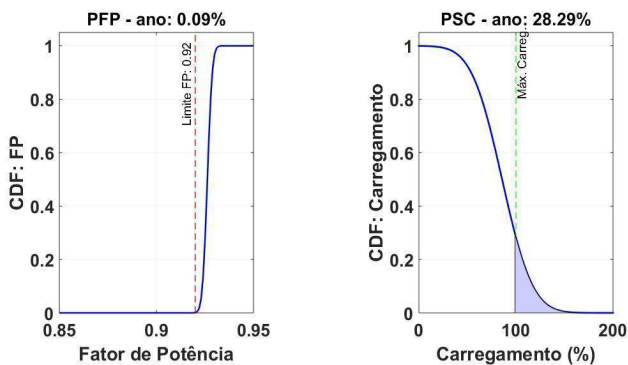


Figura 5 - CDF violação do limite de fator de potência e de sobrecarga – cenário B

Este caso tem a probabilidade de ocorrência de sobrecarga (PSC) de 28,29%, e a probabilidade de ocorrência de violação de fator de potência (PFP) de 0,09%. A partir do ano de 2024 (cenários C, D e) as condições operacionais se degradam ainda mais e são identificadas, além de sobrecargas, sobretensões ao longo da rede secundária do AL-13, conforme sintetizado na Tabela 1.

Tabela 1 – Síntese dos indicadores de desempenho

Cenário	Índice penetração PVs (%)	Índice penetração VEs (%)	PQT (%)	PST (%)	PFP (%)	PSC (%)
Base	0	0	0	0	0	0
A	8,85	0	0	0	0	23,19
B	12,2	0	0	0	0,09	28,29
C	15,3	2	0	0	1,15	36,31
D	18	5	0	4,41	5,62	43,85
E	25,4	10	0	25,47	33,34	65,74

No cenário D, a probabilidade de ocorrência de sobretensões (PST) na rede secundária de distribuição é de 4,14%. Na rede primária de distribuição (média tensão) não são identificadas violações de níveis de tensão. As probabilidades de ocorrências de sobrecargas (PSC) e violações de fator de potência (PFP) se elevam para 43,85% e 5,62%, respectivamente. No cenário “E”, as condições operacionais se degradam significativamente. Neste caso, a probabilidade de ocorrência de sobretensões (PST) é 25,47%. As probabilidades de ocorrência de sobrecargas (PSC) e violações de fator de potência (PFP) se elevam para 65,74% e 33,34%, respectivamente. Neste cenário, também não são verificadas violações de tensão na rede primária de distribuição.

5. CONCLUSÕES

Os resultados obtidos sinalizam a degradação das condições operacionais do sistema em regime permanente à medida que se eleva o nível de penetração de sistemas PVs. Em especial, identificaram-se possíveis sobretensões na rede elétrica de baixa tensão, assim como de sobrecargas em transformadores de distribuição e condutores ao longo do alimentador AL-13. Adicionalmente, verificaram-se violações de fator de potência, em relação ao valor de referência. No cenário mais crítico (cenário E), a probabilidade de ocorrência de sobretensões na rede baixa tensão (PST) é de 25,47% e as probabilidades de ocorrência de sobrecargas (PSC) e de violações de fator de potência (PFP) se elevam para 65,74% e 33,34%, respectivamente.

Em relação aos VEs, não foram identificados impactos consideráveis até o ano de 2026, possivelmente em função dos leves índices de penetração de VEs considerados. Os índices de penetração de VEs avaliados levaram em consideração o fato de não haver adotantes de VEs no município de Ijuí, atualmente. Contudo, a ampla adoção de VEs esperada pode ser realmente desafiadora para a adequação e a operação segura do sistema elétrico, tais como problemas de congestionamento em redes já muito carregadas, problemas de baixa tensão e o aumento de perdas de energia elétrica.

Em termos gerais há duas principais abordagens para acomodar a difusão massiva de PVs e VEs pelas redes de distribuição, evitando os problemas acima mencionados. A primeira abordagem, e a mais dispendiosa financeiramente, é reforçar as infraestruturas de rede de forma que possam acomodar qualquer cenário de penetração de PVs e VEs. A segunda abordagem, e a mais promissora, é promover sinergia entre o conceito de redes inteligentes e os PVs e VEs, de modo a desenvolver funcionalidades capazes de controlar os ciclos de recarga de VEs e de operação de PVs de acordo com as necessidades da rede e os requisitos de seus proprietários. Esses aspectos trazem

novas possibilidades de estudos para o sistema de distribuição de energia elétrica do município de Ijuí.

6. AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com o apoio financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio Grande do Sul (FAPERGS) a partir do Edital 04/2019 – ARD (19/2551- 0001329-9).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABVE. Associação Brasileira do Veículo Elétrico. “Distribuição do mercado de eletrificados por motorização no Brasil – primeiro trimestre de 2022”, 2022. Disponível em: <<http://www.abve.org.br/eletrificados-em-alta-115-no-1o-trimestre/#>>. Acesso em 03.05.2022.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica”, 2021. Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>. Acesso em 15.03.2022.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. Reference Guide - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS), Electric Power Research Institute, Apr. 2018.

EIA. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2020. Disponível em <<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>>. Acesso em 10.03.2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2019. Disponível em <http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=a18d104e-4a3f31a8-f2cf-382e654dbd20&groupId=36189>

IEA. International Energy Agency. Global EV Outlook 2020. Disponível em <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>>. Acesso em 12.04.2022.

MIRANDA, V. Fiabilidade em Sistemas de Potência- uma Introdução, FEUP Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2015.

MME. Ministério de Minas e Energia. Modelo de mercado de micro e minigeração distribuída (4MD). Empresa de Pesquisa Energética - EPE: Nota Técnica EPE 028/2018.