

MÉTODO PARA ANÁLISE DE IMPACTOS DA MOBILIDADE ELÉTRICA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO E A RESPECTIVA APLICAÇÃO EM SISTEMAS BRASILEIROS

RICARDO TORQUATO, DIOGO SALLES, JOSÉ C. G. ANDRADE, PAULO C. M. MEIRA, WALMIR FREITAS

*Departamento de Sistemas e Energia, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação,
Universidade Estadual de Campinas,
Caixa Postal 6101, 13083-970, Campinas, SP, Brasil*

E-mails: {torquato, dsalles, j.g.andrade, pmeira, walmir}@ieee.org

Abstract— The increasing adoption of electric vehicles (EVs) has resulted in the development of an intricate charging infrastructure on European countries, U.S.A. and China. Such infrastructure consists of slow, semi-fast and fast charging points, each one presenting specific electrical and behavioral characteristics. Existing simulation tools are not comprehensive enough to combine their characteristics and to model the complete EV charging behavior so as to enable the investigation of technical impacts on distribution networks. In response, this paper proposes a time-series stochastic simulation method (Monte Carlo based) to take into account the electrical and behavioral characteristics of all EV charging point types existent. Extensive studies in a real Brazilian network highlighted individual and combined impacts at both primary and secondary networks. Therefore, results facilitated the understanding of which charging point type has more influence on the network voltage profile. This kind of information can assist utilities to better anticipate technical issues in their system.

Keywords—Charging infrastructure, distribution network, electric mobility, electric vehicles, fast charging.

Resumo— O aumento na adoção de veículos elétricos (VEs) acarretou no desenvolvimento de uma intrincada infraestrutura de recarga em países europeus, E.U.A. e China. Tal infraestrutura consiste em eletropostos do tipo lento, semirrápido e rápido, os quais apresentam características elétricas e comportamentais específicas. As ferramentas de simulação existentes atualmente não são suficientemente abrangentes para integrar as características da recarga do VE, além de não modelarem detalhadamente os fatores comportamentais para investigar os impactos técnicos em redes de distribuição. Neste contexto, este artigo propõe um método de simulação estocástico série temporal (baseado no método de Monte Carlo) capaz de englobar as características elétricas e comportamentais de todos os tipos de eletropostos existentes. Estudos extensivos em uma rede real brasileira destacaram os impactos individuais e combinados em ambas as redes primárias e secundárias. Adicionalmente, os resultados permitiram identificar qual tipo de eletroposto tem maior influência sobre o perfil de tensão da rede. Este tipo de informação pode ajudar as concessionárias a antecipar impactos técnicos em seu sistema.

Palavras-chave— Infraestrutura de recarga, mobilidade elétrica, recarga rápida, rede de distribuição, veículos elétricos.

1 Introdução

O aumento na adoção de Veículos Elétricos (VEs), principalmente na Europa, E.U.A. e China, indica que esta tecnologia atingiu maturidade suficiente para ser uma alternativa viável perante o motor de combustão interna (International Energy Agency, 2018). Melhorias na autonomia, reduções dos custos e incentivos públicos para combater as emissões de gases de efeito estufa estão entre os principais motivos de tal aumento (Sioshanshi e Denholm, 2008). Em relação a infraestrutura de recarga, no início os motoristas possuíam apenas eletropostos (carregadores) do tipo lento (EL) a disposição para recarregar os VEs. Na sequência, eletropostos semirrápidos (ESs) e rápidos (ERs) surgiram para facilitar viagens com distâncias maiores que a autonomia do VE (Larminie e Lowry, 2003; Tuttle e Baldick, 2012). Por exemplo, em 2017 o número de eletropostos públicos (ES e ER) aumentou 34% (International Energy Agency, 2018).

Concessionárias iniciaram, em parceria com universidades, a investigação dos impactos da mobilidade elétrica (conjunto englobando VEs e eletropostos) nas respectivas redes de distribuição. Diversos estudos têm contribuído para o entendimento de como a corrente demandada pelos VEs afeta índices como a magnitude de tensão fundamental e correntes pelas linhas. Estes estudos analisam VEs recarregando em ELs

(Galus *et al.* 2012; Hilshey *et al.*, 2013; Jiang *et al.*, 2014; Leou, Su e Lu, 2014; Navarro e Ochoa, 2016), ou em ERs (Etezadi-Amoli, Choma e Stefani, 2010; Pea-da e Dechanupaprittha, 2014; Fan, Sainbayar e Ren, 2015). Analisando os estudos, nenhuma ferramenta de simulação utilizada demonstra ser suficientemente abrangente para integrar as características da recarga do VE e modelar seu comportamento detalhado.

Neste contexto, este artigo propõe um método de simulação estocástico série temporal baseado no método de Monte Carlo (Rubinstein, 1981) que permite avaliar os impactos da mobilidade elétrica em redes de distribuição, isto é, avaliar os efeitos individual e combinado do uso de eletropostos de diferentes tipos em alimentadores. A análise mencionada requer a modelagem completa do alimentador, isto é, circuitos primário e secundários explicitamente modelados devido à coexistência de eletropostos instalados em diferentes níveis de tensão. As incertezas inerentes à mobilidade elétrica, dentre as quais estão o instante de início da recarga e nível de carga da bateria de cada VE, são tratadas com o método de Monte Carlo, o qual amostra valores para as variáveis estocásticas a partir das funções densidade de probabilidade (PDFs). Os modelos elétricos dos eletropostos integrados nos estudos são construídos a partir de medições realizadas durante testes de campo do projeto P&D ANEEL realizado

pela CPFL Energia (nº PD-0063-0060/2013) e de padrões internacionais (SAE, 2010; IEC, 2014). O fluxo de carga série temporal é utilizado para simular os impactos da mobilidade elétrica ao longo do dia, evitando análises apenas de casos extremos. Impactos decorrentes da mobilidade elétrica são identificados através de estudos de caso. Adicionalmente, o método pode indicar se existe necessidade de expandir a infraestrutura de eletropostos.

Este artigo é organizado conforme descrito a seguir. Na Seção 2 é definida a mobilidade elétrica, incluindo modelos estocásticos que descrevem as características elétricas e comportamentais dos diferentes tipos de eletropostos. Na Seção 3 é descrito o método de simulação estocástico série temporal. Os estudos de caso e resultados são apresentados na Seção 4, seguidos pela conclusão na Seção 5.

2 Características Elétricas e Comportamentais da Mobilidade Elétrica

Nesta seção os três tipos de eletropostos existentes são caracterizados e discute-se como estes são empregados na recarga de VEs, tanto do ponto de vista elétrico como comportamental.

2.1 Modelagem Elétrica

Os eletropostos, componentes principais da infraestrutura de recarga, podem ser divididos em três tipos: (i) lento, (ii) semirrápido, e (iii) rápido, os quais são diferenciados quanto a potência nominal de recarga, fases de conexão e rede de alimentação (SAE, 2010; IEC, 2014).

O eletroposto do tipo lento, EL, é conectado à rede secundária de distribuição através de uma ligação semelhante a tomada convencional do consumidor. Neste artigo, este eletroposto pode ser tanto monofásico como bifásico, dependendo do número de fases alimentando o consumidor. Adicionalmente, os valores representativos de potência assumidos são 2,0 kW e 3,3 kW para os tipos monofásico e bifásico, respectivamente. Em geral, para recarregar completamente a bateria do VE, entre 0 e 100%, são necessárias mais de 10 horas.

O eletroposto semirrápido, ES, é usualmente conectado à rede secundária de distribuição através de uma ligação trifásica em locais como shoppings ou supermercados. Como não há definição rígida entre os guias técnicos (SAE, 2010; IEC, 2014) para o nível de potência deste tipo de eletroposto, 10 kW é o valor representativo escolhido neste artigo (devido a existência de modelos comerciais com esta potência). A duração da recarga é aproximadamente três a quatro vezes menor que aquela realizada com o EL devido à maior potência demandada.

O eletroposto rápido, ER, é trifásico e conectado à rede primária de distribuição através de um transformador dedicado (Etezadi-Amoli, Choma e Stefani, 2010; Fan, Sainbayar e Ren, 2015). Em relação a sua localização, o ER é usualmente instalado em espaços

públicos ou ao longo de rodovias para suprir as necessidades de motoristas em viagens longas. Como podem ser instalados em um mesmo local físico e supridos pelo mesmo transformador (formando uma estação), este tipo de eletroposto não é adequado para conexão junto a rede secundária pois a alta corrente demandada poderia culminar em magnitudes de tensão abaixo da faixa adequada. Neste artigo, é assumido que cada ER tem potência nominal igual a 50 kW (por ser o valor mais comum entre os modelos comerciais existentes) e recarrega o VE, de 0% a 80%, em menos de 30 minutos.

Além da duração da recarga, o modelo elétrico de cada eletroposto acima depende de como a potência demandada varia no tempo. Trabalhos anteriores assumem um dos dois modelos de carga abaixo (independentemente do tipo de eletroposto): (i) potência constante (Jiang *et al.*, 2014; Pea-da e Dechanupaprittha, 2014), ou (ii) corrente constante (Yilmaz e Krein, 2013; Fan, Sainbayar e Ren, 2015). Para analisar tal suposição, medições de campo de um VE recarregando através de um ER foram conduzidas no âmbito do projeto de P&D ANEEL realizado pela CPFL Energia (nº PD-0063-0060/2013) e trazidos neste artigo apenas para este comparativo (não sendo foco do presente trabalho). Baseado na literatura e nestas medições de campo, conclui-se que modelo de carga corrente constante é o mais adequado. Porém, se a tensão não varia significativamente durante a recarga, também pode-se afirmar que o modelo de carga potência constante é adequado para representar a recarga do VE em estudos de fluxo de potência de regime permanente. Neste artigo é assumido o modelo de carga potência constante (mais conservador) e também fator de potência unitário para todos eletropostos.

Até este ponto, pode-se estudar os impactos da infraestrutura de recarga nas tensões e correntes das redes de distribuição através da inclusão dos modelos elétricos acima descritos em ferramentas de simulação. Todavia, este tipo de estudo não é completo e realista, pois não considera as variáveis comportamentais chave associadas a mobilidade elétrica.

2.2 Modelagem Comportamental

Em um típico cenário da mobilidade elétrica, os motoristas recarregam as baterias dos VEs na residência sempre que possível. Entretanto, alguns motoristas podem esquecer de recarregar e outros podem necessitar viajar por uma distância maior que a autonomia do VE. Todas estas variáveis são modeladas através de PDFs baseadas em pesquisas estatísticas, como descrito nas subseções seguintes.

2.2.1 Nível de Penetração e Localização dos ERs

É definido como nível de penetração a razão entre o número de consumidores que possuem um VE e o total de consumidores da rede. Para um valor específico de nível de penetração de VEs, os consumidores são selecionados aleatoriamente segundo uma PDF uniforme. Se o consumidor escolhido é da classe residencial, um EL lhe é atribuído. Se o consumidor for de qualquer outra classe, um ES lhe é atribuído.

A respeito dos ERs, o número e localização destes são predefinidos (aleatoriamente) e permanecem constantes durante todo processo de simulação. Este artigo não discute como selecionar tais locais, limitando-se a analisar os impactos da mobilidade elétrica em redes de distribuição.

2.2.2 Instante de Início da Recarga

O instante de tempo no qual o VE se conecta ao eletroposto para recarregar é aleatório por natureza, logo, pode ser modelado simplificadaamente através de uma PDF. Devido às diferenças elétricas e comportamentais, cada tipo de eletroposto possui uma PDF exclusiva para estimar o instante de início da recarga.

Em teoria, o EL pode ser utilizado em qualquer instante do dia, entretanto, é mais provável que os motoristas o utilizem no período da noite (após o trabalho). Portanto, é assumido que todos os VEs iniciam a recarga entre 18 e 21 horas. Este comportamento pode ser representado por uma PDF uniforme, a qual é matematicamente descrita por (1):

$$f(x) = \frac{1}{(b-a)}, a \leq x \leq b \quad (1)$$

em que a variável aleatória x representa o instante de início da recarga lenta, restrita pelos limites superior e inferior a e b , respectivamente. Neste caso a é igual a 18 horas e b a 21 horas. Se o início da recarga fosse fixado próximo às 18 horas, a análise dos impactos teria um viés mais conservador, pois este horário geralmente coincide com o pico de carga do sistema de distribuição.

A PDF adotada para representar o instante de início da recarga do VE no ES é similar à utilizada para o EL. Além do período noturno, é assumido que o VE pode ser utilizado durante o período de almoço, entre 12 e 14 horas. Logo, a PDF para este caso é descrita por (2), em que c é igual a 12 horas e d a 14 horas.

$$f(x) = \frac{1}{(b-a) + (d-c)}, a \leq x \leq b \text{ ou } c \leq x \leq d \quad (2)$$

Como tipicamente o tempo necessário para recarregar o VE no ER é menor que 30 minutos, este tipo pode ser usado em qualquer período do dia. Portanto, uma PDF uniforme com intervalo entre 7 e 22 horas é definida para representar o instante de início da recarga, pois durante este período há maior quantidade de veículos circulando pelas ruas. Esta PDF é matematicamente descrita por (1), em que a é igual a 7 horas e b a 22 horas.

2.2.3 Duração da Recarga

Após a conexão do VE no eletroposto, a duração da recarga depende da quantidade de energia armazenada na bateria. Esta quantidade de energia é conhecida com Estado de Carga (do inglês, *State-of-Charge* - SoC), o qual se assemelha ao medidor de combustível em um veículo convencional. O valor do SoC está diretamente relacionado com a distância percorrida pelo motorista durante o dia, a qual é estocástica. A literatura contém pesquisas de distância percorrida diária típica e as correspondentes PDFs (Orr, Emanuel e Oberg, 1982; Kintner-Meyer, Schneider e Pratt, 2007). Em geral, a PDF para esta variável apresenta um formato do tipo log-normal, com probabilidade nula para valores negativos. Neste artigo, a média e a

variância da PDF acima são assumidos 50 km e 200 km², respectivamente. A distância diária pode ser utilizada para determinar o SoC no instante de início da recarga, como definido em (3):

$$SoC = \begin{cases} \frac{R-m}{R}, & 0 \leq m \leq R \\ 0, & m > R \end{cases} \quad (3)$$

em que o parâmetro R é a autonomia do VE e m a distância percorrida, ambos em metros.

Conhecido o SoC no instante inicial da recarga, é possível estimar quanto tempo o VE deve permanecer recarregando. Primeiro, é assumido que a potência demandada pelo VE é constante e igual ao valor nominal do eletroposto como discutido na subseção 2.1. Também é assumido que o VE recarrega até a bateria atingir 97% de carga (para o ER apenas até 80%) e depois a potência decai linearmente até a bateria atingir carga máxima (ponto no qual a potência demandada atinge zero). Estes limites são devidos aos modos de recarga da bateria, corrente constante até o SoC atingir o limiar e tensão constante após este ponto, usados exclusivamente na construção do perfil de demanda da bateria (não confundir com o modelo potência constante utilizado no fluxo de carga para simular a recarga a partir da curva já construída) (Fan, Sainbayar e Ren, 2015). Considerando estas hipóteses, a duração da recarga é determinada por (4):

$$D = \frac{C(SoC_{max} - SoC_i) + 2C(1 - SoC_{max})}{P} \quad (4)$$

em que variável C é a capacidade da bateria em kWh, P é a potência nominal do eletroposto em kW, SoC_i é o estado percentual de carga da bateria do VE no instante que este inicia sua recarga e SoC_{max} é o limiar no qual ocorre a troca do modo de recarga da bateria.

2.2.4 Fator de Esquecimento

É justificável assumir que nem todos os motoristas de VEs irão lembrar de recarregar o VE ao chegar à residência. Em consequência, para todos aqueles que esquecem, é provável que os respectivos SoCs sejam inferiores a 100% no início da manhã do dia seguinte ao fato. Neste artigo, o fator de esquecimento é modelado como um percentual predefinido de VEs que são selecionados aleatoriamente em cada cenário.

2.2.5 Probabilidade do VE Utilizar o ER

Motoristas de VEs dependem da disponibilidade de ERs em caso de viagens longas ou esquecimento de recarga (inclusive impossibilidade). Logo, o desafio é como indicar quais VEs utilizam os ERs. Uma solução simples é adotar um limite abaixo do qual os VEs são forçados a utilizarem recarga rápida. Isto é, o VE se conecta ao ER se o SoC é menor que o valor crítico (SoC_{crit}). Este SoC_{crit} é análogo ao indicador de nível baixo de combustível encontrado em todos os veículos com motor a combustão e, portanto, é realista adotar tal parâmetro como indicador.

3 Método de Simulação Estocástico

Nesta seção é descrito como as variáveis e modelos apresentados anteriormente são utilizados pelo método na avaliação dos impactos da mobilidade elétrica em redes de distribuição. O método é ilustrado na Figura 1.

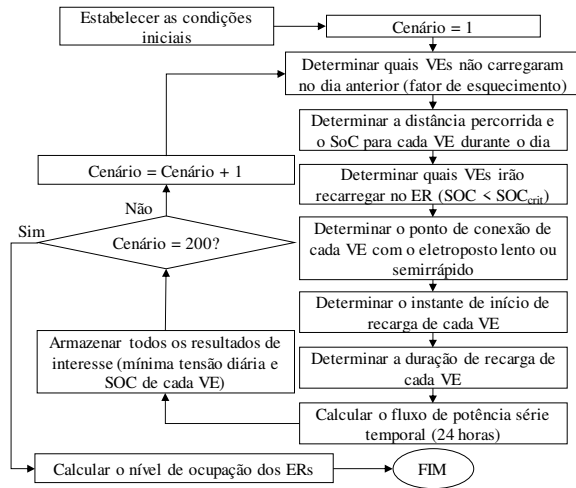


Figura 1. Método de simulação estocástica série temporal empregado na análise dos impactos da mobilidade elétrica.

Primeiro, as condições iniciais devem ser estabelecidas, as quais incluem: (i) o número de ELs e ESs disponíveis para instalação (nível de penetração de VEs), (ii) número e localização dos ERs (determinístico), (iii) SoC crítico, (iv) fator de esquecimento, e (v) dados da rede de distribuição.

A segunda etapa se inicia com a seleção aleatória de VEs para representarem os que não carregaram no dia anterior (os não selecionados iniciam o dia com 100% de carga na bateria). Na sequência, a distância percorrida por cada VE, incluindo os que não carregaram no dia anterior, é determinada e estes são separados em dois grupos distintos. Grupo 1 é formado por aqueles VEs cujo SoC é menor que o SOC_{crit} em algum instante do dia. Grupo 2 é formado por aqueles VEs remanescentes, os quais recarregam em ELs ou ESs. Finalmente, o instante inicial e a duração da recarga para cada VE são determinados empregando os modelos discutidos na seção 2.

Após determinar as características de um cenário, isto é, amostrar valores para todas as variáveis estocásticas, o fluxo de potência série temporal pode ser calculado para 24 horas utilizando o método de Newton presente na ferramenta computacional OpenDSS (EPRI, 2008) e o resultado de interesse armazenado. Apenas o perfil da magnitude de tensão durante o dia é considerado neste artigo, entretanto, qualquer outro resultado pode ser usado, como as magnitudes das correntes nas linhas, os carregamentos dos transformadores, etc.

O procedimento descrito na Figura 1 é repetido até a convergência ser obtida. Duzentos cenários mostraram se suficientes para convergência do percentil 5 da magnitude de tensão mínima nos estudos deste artigo (variação menor que 0,1% entre o cenário k e o $k-10$). O valor deste percentil significa que 95% dos cenários tem uma magnitude de tensão mínima maior que este valor.

O último passo do método permite avaliar os ERs através do nível de ocupação. Este índice consiste em quantificar quanto tempo, em média, o eletroposto está em uso (pode ser aplicado a qualquer outro tipo

de eletroposto sem perda de generalidade). Matematicamente este índice é descrito por (5):

$$\text{nível de ocupação (\%)} = 100 \frac{Time_{occ}}{Time_{ava}} \quad (5)$$

em que $Time_{occ}$ é a quantidade de tempo que determinado ER está sendo utilizado, e $Time_{ava}$ é o intervalo de tempo no qual o mesmo está disponível para uso. Tal índice ajuda a empresa proprietária do eletroposto a avaliar se existe necessidade de expandir a infraestrutura (caso o nível de ocupação seja elevado).

4 Estudos de Caso

Nesta seção, o método proposto é utilizado em estudos de caso para avaliar os impactos da mobilidade elétrica em um alimentador real de distribuição da região sudeste do Brasil, com circuitos primário e secundários explicitamente modelados. Este alimentador possui 58 transformadores de distribuição que abastecem aproximadamente 2 mil consumidores de baixa tensão, dos quais mais de 90% são residenciais. Curvas de carga com resolução de 15 minutos são fornecidas pela concessionária para todos os consumidores. A potência máxima ao longo de 24 horas é 4,0 MVA, enquanto a mínima, 1,3 MVA.

O caso base dos estudos possui as seguintes características: (a) ELs bifásicos instalados em 20% dos consumidores residenciais com duas ou mais fases disponíveis, (b) ELs monofásicos instalados em 5% dos consumidores residenciais com apenas uma fase disponível, (c) ESs instalados em 10% dos consumidores não residenciais. Para cada um destes eletropostos existe um VE associado. O nível de penetração global da rede para estes dados corresponde a 15%, superior a países líderes em vendas de VEs como a Noruega e a China (International Energy Agency, 2018). Os valores assumidos para SOC_{crit} e fator de esquecimento são 40% e 10%, respectivamente.

4.1 Estações de Recarga Rápida

O aumento do número de estações de recarga rápida (conjunto de ERs alimentados pelo mesmo transformador) é o foco de avaliação nesta subseção. Este número varia entre 0 e 10, enquanto que os demais parâmetros são mantidos iguais ao caso base. Cada estação neste caso possui quatro ERs. O número e a localização das estações rápidas são descritos a seguir com auxílio da Figura 2:

- **Caso 1:** Uma estação é conectada à rede no ponto indicado pela cor vermelha (círculo);
- **Caso 2:** Mesma estação do Caso 1 e outras duas nos pontos indicados pela cor rosa (triângulos);
- **Caso 3:** Mesmas estações do Caso 2 e outras duas nos pontos indicados pela cor azul (estrelas);
- **Caso 4:** Mesmas estações do Caso 3 e outras cinco nos pontos indicados pela cor verde (quadrados).

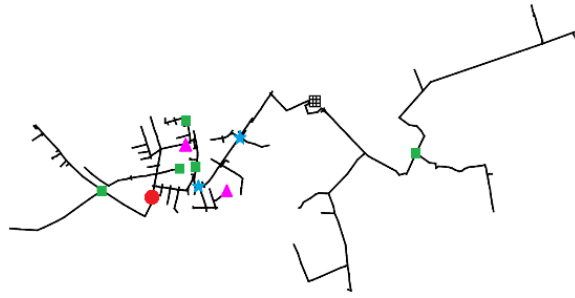


Figura 2. Localização das estações rápidas no diagrama unifilar do alimentador de distribuição utilizado.

Na Figura 3 é apresentado o resultado do mínimo perfil de tensão (a esquerda) e o menor valor deste perfil (a direita) para cada um dos casos simulados. Ambos os gráficos sugerem que o impacto das estações rápidas não é tão significativo e, de fato, pode acabar sendo benéfico para rede devido ao leve aumento da tensão mínima que ocorre nos casos 1 e 2. A principal explicação para tal resultado é que se mais VE utilizam os ERs, menos recargas em redes secundárias ocorrem (em ELs ou ESs). Tal carga no circuito primário tem um impacto menor em relação ao circuito secundário devido ao maior nível de curto-circuito da primeira rede. Adicionalmente, recargas rápidas duram menos de 30 minutos enquanto as lentas perduram por várias horas, sobrepondo as recargas e elevando o pico da curva de potência.

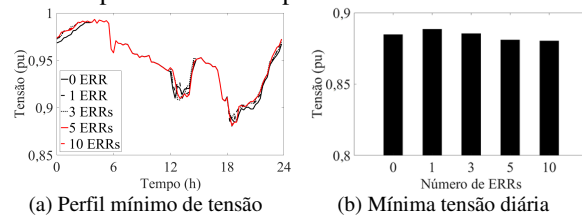


Figura 3. Impactos do aumento do número de ERs.

Na Figura 4, outra perspectiva dos resultados é apresentada. A Figura 4(a) mostra o nível de ocupação que não é excedido em nenhuma estação em 95% dos cenários estudados, e a Figura 4(b) mostra o perfil de potência demandada que não é excedido em nenhuma estação em 95% dos cenários estudados.

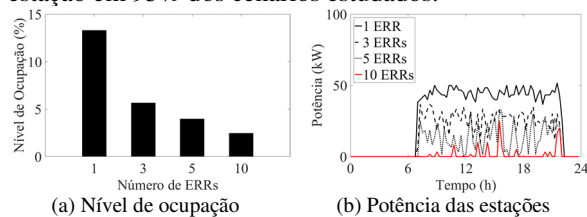


Figura 4. Nível de ocupação e potência demandada nas estações de recarga rápida.

Analisando a Figura 4(a), se três ou mais estações são conectadas à rede, o nível de ocupação global é menor que 6%, isto é, estão subutilizadas. Isto também reflete na menor potência demandada por cada estação (Figura 4(b)). Tal resultado sugere que o investimento em múltiplas estações neste caso é injustificado, pois o nível de penetração não é suficientemente elevado. Portanto, a empresa pode utilizar esta informação para balizar a expansão da infraestrutura de recarga de VEs.

4.2 Eletropostos lentos e semirrâpidos

As penetrações dos ELs e ESs são variadas nesta subseção. É assumido que existe uma única estação com quatro ERs localizada no ponto indicado pela cor vermelha na Figura 2. As penetrações são variadas conforme descrito a seguir:

- **Caso (20, 5, 10):** mesmas penetrações do caso base;
- **Caso (40, 10, 20):** (a) 40% dos consumidores residenciais alimentados por duas ou mais fases recebem um EL bifásico; (b) 10% dos consumidores residenciais alimentados por uma única fase recebem um EL monofásico; (c) 20% dos consumidores não residenciais recebem um ES;
- **Caso (60, 15, 30):** (a) 60% dos consumidores residenciais alimentados por duas ou mais fases recebem um EL bifásico; (b) 15% dos consumidores residenciais alimentados por uma única fase recebem um EL monofásico; (c) 30% dos consumidores não residenciais recebem um ES;

Os resultados obtidos são apresentados na Figura 5. É possível notar que as recargas de VEs nas redes secundárias reduzem as magnitudes das tensões significativamente, cerca de 0,06 pu entre o caso base e o caso (60,15,30) às 20 horas (Figura 5(a)). Adicionalmente, conforme a penetração cresce, aumentam a demanda de potência e o nível de ocupação da estação existente. Isto era esperado dado que uma maior penetração de VEs implica em mais veículos, e consequentemente, maior uso da estação. Comparando estes resultados com os da subseção 4.1, pode ser observado que o impacto do ER é significativamente menor que o dos demais eletropostos, mesmo considerando a maior potência nominal do primeiro.

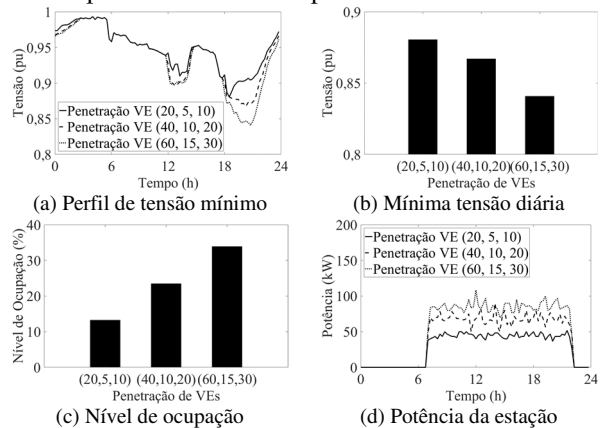


Figura 5. Impactos de diferentes penetrações de eletropostos lentos e semirrâpidos.

Um estudo adicional foi realizado variando de 1 a 10 o número de estações rápidas considerando o caso (60, 15, 30). O resultado, apresentado na Figura 6, é consistente com as descobertas anteriores. Isto confirma que a conexão de novos ERs (inclusive estações) tem baixo impacto no mínimo perfil de tensão da rede.

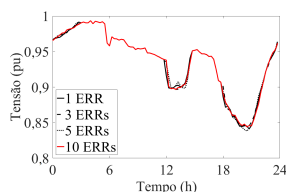


Figura 6. Perfil mínimo de tensão para diferentes números de estações de recarga rápida considerando o caso (60,15,30).

5 Conclusão

Este artigo apresentou um método de simulação estocástico série temporal baseado no método de Monte Carlo para analisar os impactos da mobilidade elétrica. Características de diferentes tipos de eletropostos (lentos, semirrápidos e rápidos) foram integrados através de um modelo elétrico e comportamental que considera diversas incertezas, tais como o padrão de condução do VE, duração da recarga, entre outras. Uma das contribuições deste artigo foi a abrangente caracterização da infraestrutura de recarga. As existentes incertezas e desafios na análise foram destacados, o que pode guiar futuras pesquisas e planejamentos.

O método proposto foi aplicado a uma rede de distribuição real brasileira. Os resultados mostraram que o impacto da recarga dos VEs na rede secundária, através de ELs ou ESs, foi mais significativo que a recarga dos VEs em ERs (rede primária). Logo, o desenvolvimento de estações com múltiplos ERs é atrativo para concessionárias devido ao potencial que estes têm de aliviar os impactos na rede, transferindo as recargas do circuito secundário para o primário.

Adicionalmente, o nível de ocupação foi introduzido para quantificar durante quanto tempo um eletroposto está sendo utilizado. Tal informação também pode ser útil no planejamento da expansão da infraestrutura de recarga de VEs, indicando através de altos níveis de ocupação a necessidade de instalação de um novo eletroposto.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro das seguintes instituições: Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), processo nº 2015/24448-6 e Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Energia), projeto de P&D ANEEL nº PD-0063-0060/2013.

Referências Bibliográficas

- EPRI (2008) Electric Power Distribution System Simulator – OpenDSS. Electric Power Research Institute. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>
- Etezadi-Amoli, M.; Choma, K.; e Stefani, J. (2010) Rapid-Charge Electric-Vehicle Stations. *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol.25, No.3, pp. 1883-1887.
- Fan, P.; Sainbayar, B.; e Ren, S. (2015) Operation Analysis of Fast Charging Stations with Energy Demand Control of Electric Vehicles. *IEEE Trans. Smart Grid*, Vol. 6, No. 4, pp. 1819-1826.
- Galus, M. D.; Waraich, R. A.; Noembrini, F.; Steurs, K.; Georges, G.; Boulouchos, K.; Axhausen, K. W.; e Andersson, G. (2012) Integrating Power Systems, Transport Systems and Vehicle Technology for Electric Mobility Impact Assessment and Efficient Control. *IEEE Trans. Smart Grid*, Vol. 3, No. 2, pp. 934-949.
- Hilshey, A.; Hines, P.; Rezaei, P.; e Dowds, J. (2013) Estimating the Impact of Electric Vehicle Smart Charging on Distribution Transformer Aging. *IEEE Trans. Smart Grid*, Vol. 4, No. 2, pp. 905-913.
- IEC (2014) Plugs, Socket-Outlets, Vehicle Connectors and Vehicle Inlets - Conductive Charging of Electric Vehicles - Part 3: Dimensional compatibility and interchangeability requirements for d.c. and a.c./d.c. pin and contact-tube vehicle couplers. Norma 62196-3.
- International Energy Agency (2018) Global EV Outlook 2018: Towards Cross-modal Electrification. Paris, França. Disponível em: <https://webstore.iea.org/global-ev-outlook-2018>.
- Jiang, C.; Torquato, R.; Salles, D.; e Xu, W. (2014) Method to Assess the Power Quality Impact of Plug-in Electric Vehicles. *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol.29, No.2, pp. 958-965.
- Kintner-Meyer, M.; Schneider, K.; e Pratt, R. (2007) Impacts Assessment of Plug-in Hybrid Electric Utilities and Regional U.S. Power Grids Part 1: Technical Analysis. PNNL. Disponível em: <http://www.ferc.gov/about/com-mem/wellinghoff/5-24-07-technical-analy-wellinghoff.pdf>
- Larminie, J.; e Lowry, J. (2003) *Electric Vehicle Technology Explained*. John Wiley and Sons.
- Leou, R. C.; Su, C. L.; e Lu, C. N. (2014) Stochastic Analyses of Electric Vehicle Charging Impacts on Distribution Network. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 29, No. 3, pp. 1055-1063.
- Navarro, A.; e Ochoa, L. (2016) Probabilistic Impact Assessment of Low Carbon Technologies in LV Distribution Systems. *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 31, No. 3, pp. 2192-2203.
- Orr, J. A.; Emanuel, A. E.; e Oberg, K. W. (1982) Current Harmonics Generated by a Cluster of Electric Vehicles Battery Chargers. *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, no. 3, pp. 691-700.
- Pea-da, B.; e Dechanupaprittha, S. (2014) Impact of Fast Charging Station to Voltage Profile in Distribution System. Em: *International Electrical Engineering Congress (iEECON)*, pp. 1-4.
- Rubinstein, Y. (1981) *Simulation and the Monte Carlo method*. John Wiley and Sons.
- SAE (2010) Electric Vehicle and Plug-in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler. Norma J1772.
- Sioshanshi, R.; e Denholm, P. (2008) Emissions Impacts and Benefits of Plug-in Hybrid Electric

Vehicles and Vehicle to Grid Services. National Renewable Energy Laboratory. Golden, EUA. Disponível em: http://www.iwse.osu.edu/ISEFaculty/sioshansi/papers/PHEV_emissions.pdf.

Tuttle, D. P.; e Baldick, R. (2012) The Evolution of Plug-in Electric Vehicle Grid Interactions. *IEEE*

Trans. Smart Grid, Vol. 3, No. 1, pp. 500–505.

Yilmaz, M.; e Krein, P. (2013) Review of Battery Charger Topologies, Charging Power Levels, and Infrastructure for Plug-In Electric and Hybrid Vehicles. *IEEE Trans. Power Electronics*, Vol. 28, No. 5, pp. 2151-2169.