

Impacto da Infraestrutura de Recarga de Veículos Elétricos no Planejamento da Expansão do Sistemas de Distribuição

Vinicius A. Botelho * Bruno D. Henriques **
Leonardo O. Willer ***

Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: vinicius.botelho@engenharia.ufjf.br *, bruno.dias@ufjf.edu.br **, leonardo.willer@ufjf.edu.br ***).

Abstract:

This paper analyzes the impacts on the expansion planning of the distribution system (EPDS) considering the decisions to install public stations for recharging electric vehicles (PSEVs), ensuring a total percentual of fast chargers installed. In this regard, two new restrictions have been added in the model of mixed-integer linear programming (MILP) to compose a mathematical modeling of PSEVs sizing. The model of EPDS used considers construction and/or reinforcement of substations and circuits, as well as the allocation of distributed generation units and capacitors banks in different stages in which the planning horizon is divided. Three profiles of PSEVs implementation are considered to assess the impact of EPDS. The numeric results show a significant difference in the final budget of EPDS and indicate changes in the network's topology among the three profiles.

Resumo:

Este artigo analisa os impactos no planejamento da expansão do sistema de distribuição (PESD) considerando as decisões de investimento em estações públicas para recarga de veículos elétricos (EPVEs), garantindo um percentual total de carregadores rápidos instalados. Para isso, duas novas restrições são adicionadas no modelo de programação linear inteira mista (PLIM) para compor a modelagem matemática do dimensionamento das EPVEs. O modelo de PESD utilizado considera construção e/ou reforço de subestações e circuitos, bem como a alocação de unidades de geração distribuída (GD) e bancos de capacitores (BC) nas diferentes etapas em que o horizonte de planejamento é dividido. Para avaliar o impacto no PESD, três perfis de implementação das EPVEs são considerados. Os resultados numéricos mostram uma diferença significativa nos custos finais do PESD e também indicam alterações na topologia da rede entre os três perfis.

Keywords: Charging Station; Distribution Network; Electric Vehicles; Expansion Planning; Mixed-integer linear programming.

Palavras-chaves: Estação de carregamento; Planejamento da expansão; Programação linear inteira mista; Sistemas de distribuição; Veículos elétricos.

1. NOMENCLATURA

1.1 Conjuntos

| | |
|------------|---------------------------------------|
| Ω_U | Estágios do horizonte de planejamento |
| Ω_V | Tipos de VEs |
| Ω_E | Tipos de carregadores |
| Ω_P | Nós onde podem ser instaladas EPVEs |

1.2 Índices

| | |
|--------|--|
| u | Cenários |
| s | Nós com subestação |
| i | Nós disponíveis para alocação de BC |
| h, t | Alternativas de investimento em subestações |
| ij | Circuitos do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica |
| a, b | Alternativas de investimento nos circuitos |
| g | Tipos de unidades de GD |
| m | Nós disponíveis para alocação de unidades de GD |
| v, e | Tipos de VEs, Tipos de carregadores |
| p | Nós disponíveis para alocação de EPVE |

1.3 Variáveis

| | |
|----------------------|---|
| $P_{s,u}^S$ | Potência ativa fornecida pela subestação |
| $P_{m,u}^{GD}$ | Potência gerada pelas unidades de GD. |
| $S_{s,u}$ | Potência aparente suprida pela subestação |
| $n_{i,u}^{bc}$ | Número de módulos instalados em cada BC |
| $n_{p,e,u}^{chi}$ | Número de carregadores instalados |
| $n_{p,e,u}^{cho}$ | Número de carregadores operando |
| $n_{e,v,u}^{ve}$ | Número de VEs atribuídos aos carregadores |
| $x_{s,h,t,u}^{sub}$ | Construção/reforço da subestação |
| $x_{ij,a,b,u}^{cir}$ | Construção/recondutoramento do circuito |
| $x_{i,u}^{bc}$ | Instalação de BCs |
| $x_{m,g,u}^{gd}$ | Instalação de unidades de GD |
| $x_{p,u}^{cs}$ | Instalação da EPVEs |

1.4 Parâmetros

| | |
|----------|--|
| K | Número de anos por horizonte de planejamento |
| τ | Taxa de juros |
| α | Número de horas no ano |

| | |
|----------------------|---|
| ϕ_i, ϕ_s | Fator de carga, Fator de perdas |
| $c_{s,h,t}^s$ | Custo de construção/reforço de subestações |
| c^{vs} | Custo de operação das subestações |
| c^e | Custo da energia fornecida pela subestação |
| c^{bc} | Custo de instalação de um BC |
| c^{mod} | Custo por módulo instalado em cada BC |
| \bar{C}_p | número máximo de carregadores |
| $c_{ij,a,b}^c$ | Custo de construção/recondutoramento de circuitos |
| l_{ij} | Comprimento do circuito |
| $\%gd$ | Porcentagem de penetração das unidades de GD |
| c_g^{egd} | Custo da energia fornecida pelas unidades de GD |
| c_g^{gd} | Custo de instalação de unidades de GD |
| $N_{v,u}^{VE}$ | Valor médio do número de VEs |
| E_v^{req} | Energia requerida por um VE |
| P_ε^{ch} | Potência nominal do carregador |
| ϕ_{soc}^{max} | Máximo <i>states of charge</i> (SOC) do VE |
| ϕ_{soc} | SOC dos VEs no momento da chegada na EPVE |
| c^{cs} | Custo de instalação de EPVEs |
| c_c^e | Custo por carregador instalado em cada EPVE |
| dw^{cs} | Tempo de operação das EPVEs |
| γ^{ch} | Percentual total de carregadores rápidos operando |
| δ^{ch} | Proporção entre carregadores nas EPVEs por VEs |

2. INTRODUÇÃO

Diversos países têm buscado incentivar a inserção de veículos elétricos (VEs) em suas frotas como forma de atender as metas relacionadas ao aquecimento global. Porém, para que ocorra a inserção massiva de VEs, é necessário o desenvolvimento de uma infraestrutura de carregamento adequada. Esta estrutura deve atender os requerimentos de energia e necessidades por parte dos usuários de VEs, tanto para recargas realizadas em zonas residenciais como em EPVEs. Embora as estações de recarga públicas sejam vistas como complemento da recarga domiciliar, o desenvolvimento da infraestrutura de recarga de VE em áreas públicas é estratégico.

Alguns governos como o da China e da União Europeia, líderes na transição para a mobilidade elétrica, definiram medidas políticas e metas relacionadas à implantação da infraestrutura de recarga pública (IEA (2019)). As metas de implantação de EPVE dependem das características específicas de cada país, por exemplo, a densidade populacional, no relatório *Global EV Outlook 2018* essas necessidades foram discutidas (IEA (2018)). As medidas de implantação de EPVE ajudam a definir o horizonte para combinar desenvolvimentos de infraestrutura com o número de VEs, satisfazendo os requerimentos de energia e proporcionando segurança para os usuários na hora de adquirir um VE, incentivando o uso dos mesmos.

Em 2018, o número global de carregadores acessíveis ao público por carro elétrico foi superior a 1 carregador por 10 carros elétricos, proporção recomendada pela Diretiva de Infraestrutura de Combustíveis Alternativos da União Europeia (IEA (2019)). No entanto, muitos países líderes em termos de implantação de carros elétricos permanecem abaixo da média global de 1 carregador por 10 carros elétricos: é o caso da Noruega e dos Estados Unidos. Por outro lado, a Holanda e a Dinamarca têm um número relativamente alto de carregadores acessíveis ao público por carro elétrico. Os custos de investimento na implementação dessa infraestrutura não se restringem às estações propriamente ditas, mas também estão presentes na adaptação necessária da rede. À medida que a penetração do VE

crece no setor de transportes há um novo desafio para o planejamento da expansão e operação dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs).

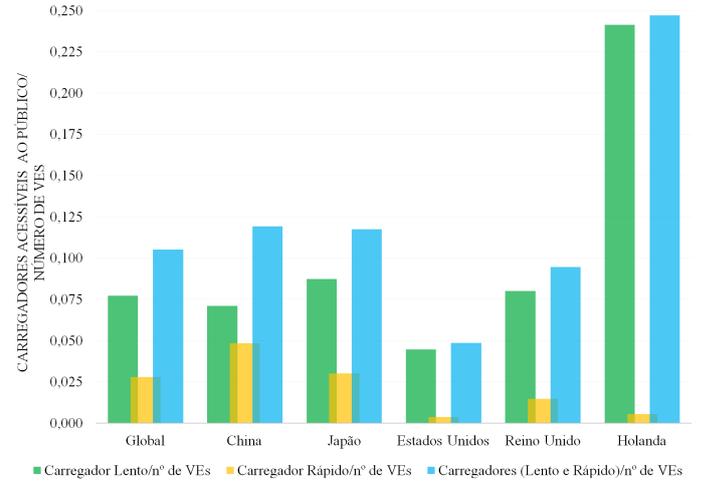


Figura 1. Perfil de implementação das EPVEs em alguns países, 2018. Adaptado de IEA (2019).

2.1 Motivação e objetivos

A implementação da infraestrutura de carregamento busca atender as especificidades locais, proporcionando condições para aliviar os principais desafios da mobilidade elétrica, diferentes perfis de implementação resultam em diferentes requisitos adicionais de energia. Em Banol Arias et al. (2018) os autores examinaram o impacto da demanda dos VEs no Planejamento Multi-estágio da Expansão do SDEE (PMESD) de acordo com o lugar de conexão, identificando que atender uma demanda associada aos VEs concentrada em alguns pontos do SDEE resulta em custos de investimentos menores quando comparado com um incremento distribuído da demanda, demonstrando um impacto positivo ao considerar EPVEs.

Dados esses condicionantes, este estudo apresenta um panorama dos impactos econômicos da utilização massiva de VEs dentro PESD explorando os incentivos em relação as EPVEs. Para isso, duas novas restrições são consideradas no presente trabalho, para compor a modelagem matemática do dimensionamento das EPVEs, com o objetivo de realizar uma análise do impacto das propostas/necessidades de adoção das EPVEs no PESD. O modelo considera uma proporção entre carregadores acessíveis ao público por número de VE, além de garantir um percentual total de carregadores rápidos instalados nas EPVEs.

3. METODOLOGIA E DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O principal objetivo do PESD é atender adequadamente ao crescimento da carga, sujeito a um conjunto de requisitos técnicos e operacionais. O problema é dividido em n estágios, com duração de k anos em cada estágio, onde as ações são executadas nos diferentes estágios do horizonte de planejamento. As cargas são representadas por demanda de potência ativa e reativa constantes.

A formulação do carregamento de VEs dentro do problema de PMESD é complexa. Portanto, para facilitar o desenvol-

vimento do modelo matemático considera-se um enfoque determinístico e as seguintes considerações são aceitas:

- Uma parcela dos VEs é carregada nas residências, adotando a estimativa de um carregador privado por cada VE, somando-se à demanda convencional, e a outra parcela é carregada em EPVEs;
- Para representar o pior caso na operação do SDEE, assume-se que os carregadores se encontram conectados simultaneamente e demandam sua potência nominal.

3.1 Integração das EPVEs no PMESD

A abordagem para representar a operação das EPVEs, que inclui a alocação e dimensionamento, tem como referência a metodologia proposta em Banol Arias et al. (2018) e considera dados do relatório *Global EV Outlook 2019* (IEA (2019)). Assim, tem-se as seguintes considerações:

- A operação das EPVEs é simplificada, assumindo que a potência correspondente às EPVEs é demandada de forma agregada, durante um período de tempo específico. Ou seja, as EPVEs operam de forma similar aos postos de gasolina convencionais, considerando um horário fixo de atendimento aos usuários;
- Dado que os VEs possuem diferentes *SOC* ao chegar à EPVE é definido um fator médio que representa o conjunto;
- Dada uma penetração de VEs em cada estágio do horizonte de planejamento, a alocação e dimensionamento das EPVEs é proposta pelo operador do SDEE, como também foi considerado em Zheng et al. (2014) e Neyestani et al. (2015). Sendo os SDEEs preparados para satisfazer os requerimentos de carga causados pelo aumento esperado da demanda dos VEs;
- O processo de carregamento dos VEs segue a sequência “*first come, first serve*”, a qual é uma das políticas adotadas na teoria de filas (Adan; Resing (2002));
- A formulação realiza investimentos para atender o nível de penetração dos VEs em cada estágio, considerando uma proporção entre carregadores acessíveis ao público por número de VEs;
- As EPVEs podem ser equipadas com dois tipos de carregadores, carregadores de nível 2 (comumente conhecidos como carregadores lentos) e carregadores de nível 3 (comumente conhecidos como carregadores rápidos), considerando um percentual mínimo total de carregadores rápidos que devem ser instalados.

4. MODELAGEM MATEMÁTICA

O problema de PMESD foi formulado como um modelo de programação linear inteira mista (PLIM), baseado em Banol Arias et al. (2018) e Tabares et al. (2016). As equações que modelam as EPVEs, foco da análise neste trabalho, são detalhadas integralmente. A função objetivo, que é parte fundamental para formulação do problema e análise dos resultados também será apresentada. Já as restrições fundamentais do SDEE, os limites operacionais, condições de radialidade, restrições lógicas associadas as subestações e aos circuitos, bem como a explanação da linearização das expressões não são exibidas neste artigo, mas podem ser encontradas em Banol Arias et al. (2018) e Tabares et al. (2016).

4.1 Modelagem das EPVEs

O conjunto de restrições (1) - (7) modelam as EPVEs e estão em concordância com as premissas estabelecidas na subseção 3.1, sendo as restrições (6) e (7) elaboradas para integralizar as restrições (1) - (5) já apresentadas em Banol Arias et al. (2018). Uma vez que as restrições propostas atuam em conjunto com (4) e (5) no dimensionamento das EPVEs, todas as equações são apresentadas para demonstrar a complementaridade das restrições proposta ao modelo apresentado em Banol Arias et al. (2018).

A restrição (1) garante que uma EPVE possa ser alocado apenas uma vez no horizonte de planejamento em um nó. Já a restrição (2) limita o número de carregadores operando em cada estágio de modo que não excedam o número de carregadores instalados. A restrição (3) permite a instalação de um número máximo de carregadores, apenas se uma EPVE já tiver sido alocada.

$$\sum_u x_{p,u}^{cs} \leq 1 \quad \forall p \in \Omega_P \quad (1)$$

$$n_{p,e,u}^{cho} \leq \sum_{k=1}^u n_{p,e,k}^{chi} \quad \forall p \in \Omega_P, \forall e \in \Omega_E, \forall u \in \Omega_U \quad (2)$$

$$\sum_e \sum_{k=1}^u n_{p,e,k}^{chi} \leq \bar{C}_p \sum_{k=1}^u x_{p,k}^{cs} \quad \forall p \in \Omega_P, \forall u \in \Omega_U \quad (3)$$

A equação (4) estabelece que a energia fornecida pelos carregadores durante seu tempo de operação deve satisfazer a energia requerida pelos VEs. Já a equação (5) relaciona o número de VEs que precisam ser carregados com o número de VEs atribuídos a tipos diferentes de carregadores. Com a equação (6) é possível estabelecer a proporção de VEs por carregadores acessíveis ao público, e com a equação (7) determinar um percentual mínimo de carregadores rápidos do total instalados nas EPVEs do SDEE.

$$\sum_p P_e^{ch} n_{p,e,u}^{cho} dw^{cs} \geq \sum_v n_{e,v,u}^{ve} E_v^{req} (\phi_{soc}^{max} - \phi_{soc}) \quad (4)$$

$$\forall e \in \Omega_E, \forall u \in \Omega_U$$

$$\sum_e n_{e,v,u}^{ve} = N_{v,u}^{VE} \quad \forall v \in \Omega_V, \forall u \in \Omega_U \quad (5)$$

$$\delta^{ch} \sum_v N_{v,u}^{VE} \leq \sum_e \sum_p n_{p,e,u}^{chi} \quad \forall u \in \Omega_U \quad (6)$$

$$\gamma^{ch} \sum_p \sum_e n_{p,e,u}^{cho} \leq \sum_p n_{p,fc',u}^{cho} \quad \forall u \in \Omega_U \quad (7)$$

4.2 Função Objetivo

É possível distinguir em duas partes a função objetivo (FOB). Onde a primeira incorpora os custos associados aos investimentos.

Investimentos em subestações (IS):

$$IS_u = \sum_s \sum_h \sum_t c_{s,h,t}^s x_{s,h,t,u}^{sub} \quad \forall u \in \Omega_U \quad (8)$$

de condutores para a construção e/ou recondução dos circuitos. Em Banol Arias et al. (2018) é possível encontrar as características dos condutores utilizados, os custos de construção e reforço das subestações e circuitos, e também os custos associados as EPVEs. O preço da energia gerada pelas subestações e preço da energia gerada pelas GDs, assim como os custos e dados relacionados às GDs e BCs foram adaptados de Tabares et al. (2016). Os custos de operação das subestações foram desconsiderados nos testes realizados, e assim, considerando $c^{vs} = 0$. O fator de potência da carga foi igual a 0,9 e 0,95 para GDs. A taxa de juros foi fixada em 10%.

Neste sistema, o conjunto de nós candidatos para alocação de GD é $\{1,3,7,8,9,10,11,12\}$, considerando $\%^{gd} = 35\%$ da demanda total do sistema. Além disso, o conjunto de nós candidatos para a alocação das EPVEs é $\{3,8,9,10,11\}$. A escolha desses nós devem possuir características adequadas relacionadas ao espaço e disponibilidade dos usuários, como mencionado em Taylor et al. (2009).

5.2 Resultados

Nesta subseção apresentam-se os resultados para o problema de PMESD, realizando a análise através dos três casos. Nas Tabelas 3, 5 e 7 estão representados os nós e o estágio das decisões de investimento. Já as tabelas 4, 6 e 8 detalham a alocação e o dimensionamento das EPVEs. Dado que o modelo proposto considera a reconfiguração da rede, a Figura 3 apresenta a topologia da rede por estágio. Os resultados dos custos totais do plano de expansão para cada caso são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Custos finais do PESD (US\$10³).

| Custos | Caso A | Caso B | Caso C |
|--------|----------|----------|----------|
| IS | 2190,72 | 2499,15 | 2854,66 |
| IC | 280,50 | 285,31 | 371,40 |
| IBC | 22,72 | 22,72 | 20,02 |
| IGD | 1,70 | 1,50 | 1,70 |
| IEPVE | 1356,75 | 2686,61 | 4478,25 |
| CE | 59680,97 | 62298,18 | 65773,06 |
| OS | 0 | 0 | 0 |
| Total | 63533,36 | 67793,49 | 73499,09 |

Caso A No final do horizonte de planejamento existem 4 sub-sistemas radiais, cada um deles alimentado por uma das subestações, sendo as subestações localizadas no nó 15 e 17 reforçadas.

Tabela 3. Decisões de investimento, Caso A.

| Investimento | Nós | | |
|--------------|----------------|------------|------------|
| | 1º estágio | 2º estágio | 3º estágio |
| Subestação | 17 | 17 | 15, 18 |
| BC | 1, 3, 6, 8, 13 | 10 | - |
| GD | 7, 11 | 1 | 3, 10 |
| EPVE | 11 | 3 | 9 |

Tabela 4. Carregadores por EPVE, Caso A.

| Estágio | 1º | | 2º | | 3º | |
|---------|----|----|----|----|----|----|
| | Nó | FC | SC | FC | SC | FC |
| 3 | - | - | 4 | 4 | - | - |
| 9 | - | - | - | - | 24 | 56 |
| 11 | 2 | 3 | 5 | 18 | - | - |
| Total | 2 | 3 | 9 | 22 | 24 | 56 |

Foram requeridas um total de 3 EPVEs e 116 carregadores, equipadas com 35 FCs e 81 SCs para atender a demanda e o perfil das EPVEs durante o horizonte de planejamento.

Caso B Ao comparar o Caso B com o Caso A nota-se o mesmo planejamento no primeiro e segundo estágio. Porém, com o aumento do nível de penetração de VEs o terceiro estágio apresenta mudanças nas decisões de investimento que acarretam em mudanças na topologia da rede.

Tabela 5. Decisões de investimento, Caso B.

| Investimento | Nós | | |
|--------------|----------------|------------|------------|
| | 1º estágio | 2º estágio | 3º estágio |
| Subestação | 17 | 17 | 15, 18 |
| BC | 1, 3, 6, 8, 13 | 10 | - |
| GD | 7, 11 | 1 | 3 |
| EPVE | 11 | 3 | 9 |

São alocadas 3 EPVEs nos mesmos nós do Caso A, mas neste perfil de implementação das EPVEs são instalados ao todo 232 carregadores.

Tabela 6. Carregadores por EPVE, Caso B.

| Estágio | 1º | | 2º | | 3º | |
|---------|----|----|----|----|----|-----|
| | Nó | FC | SC | FC | SC | FC |
| 3 | - | - | 18 | 13 | 18 | 44 |
| 9 | - | - | - | - | 30 | 69 |
| 11 | 3 | 6 | 1 | 30 | - | - |
| Total | 3 | 6 | 19 | 43 | 48 | 113 |

Caso C Logo no primeiro estágio a topologia do sistema já é diferente dos casos anteriores. A demanda total atribuída a cada subestação é maior, todas as quatro subestações foram reforçadas, tendo um IS maior em 23% em relação ao Caso A. Nota-se também um maior IC, onde os circuitos de maior capacidade (tipo 2) foram usados principalmente nos ramos das subestações que conectam as EPVEs.

Tabela 7. Decisões de investimento, Caso C.

| Investimento | Nós | | |
|--------------|-----------------|------------|----------------|
| | 1º estágio | 2º estágio | 3º estágio |
| Subestação | 17 | 18 | 15, 16, 17, 18 |
| BC | 1, 6, 8, 11, 12 | 10 | - |
| GD | 1, 3, 7 | - | 11 |
| EPVE | 3 | 9 | 8, 10, 11 |

Na topologia final da rede, vide Figura 3, cada uma das subestações atende ao menos uma EPVE. Ao todo são requeridas 5 EPVEs e 387 carregadores, equipadas com 117 FCs e 270 SCs.

Tabela 8. Carregadores por EPVE, Caso C.

| Estágio | 1º | | 2º | | 3º | |
|---------|----|----|----|----|----|-----|
| | Nó | FC | SC | FC | SC | FC |
| 3 | 5 | 10 | 13 | 72 | - | - |
| 8 | - | - | - | - | - | 65 |
| 9 | - | - | 18 | 1 | 50 | 31 |
| 10 | - | - | - | - | - | 22 |
| 11 | - | - | - | - | 31 | 69 |
| Total | 5 | 10 | 31 | 73 | 81 | 187 |

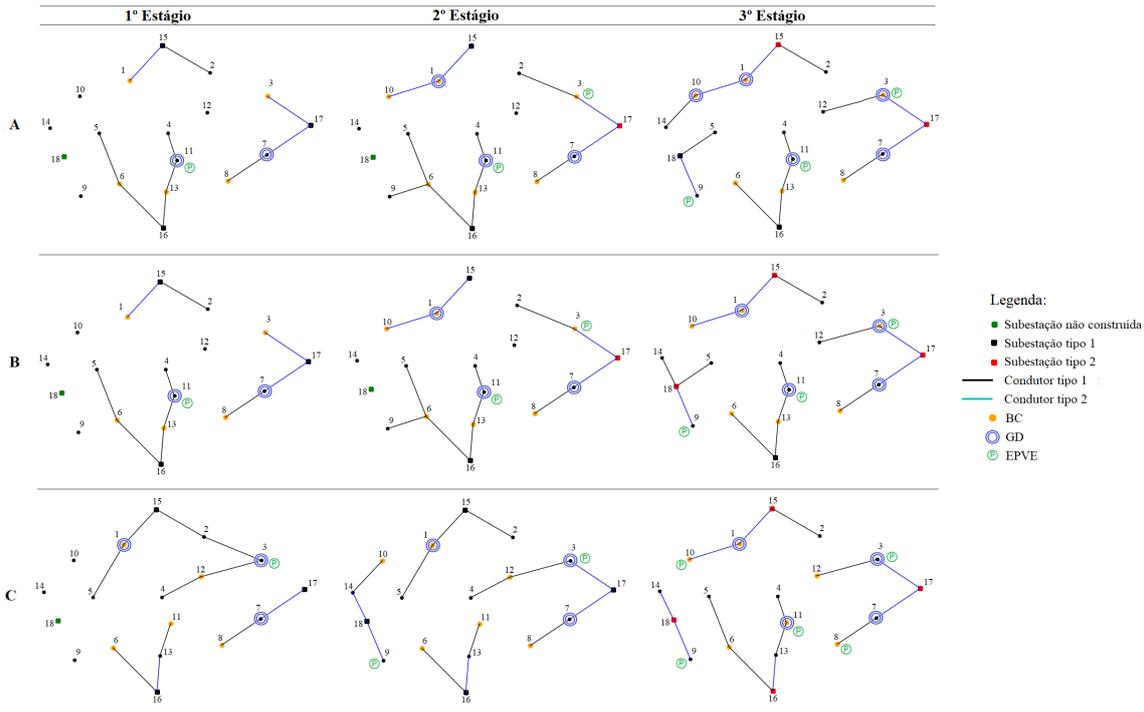


Figura 3. Topologia do sistema de 18 nós por estágio para os Casos A, B e C.

6. CONCLUSÃO

O presente trabalho contribui com a proposta de compor um conjunto de ações de investimento dentro do PESP que integre as EPVES considerando seu perfil de implementação. O dimensionamento das EPVES segue uma proporção entre carregadores acessíveis ao público por número de VE e garante um percentual total de carregadores rápidos instalados.

A solução demonstra que incorporar as políticas de instalação e disseminação da infraestrutura de recarga tem um impacto significativo no PESP. O impacto é refletido principalmente pelas diferenças entre as subestações e os investimentos em circuito, bem como na topologia da rede. Logo, independentemente se as EPVES são propriedade do operador do SDEE ou pertencem a terceiros, a escolha do perfil a ser adotado/incentivado deve ser analisado, permitindo que todas as partes envolvidas possam se preparar. Como proposta para trabalhos futuros, representar as incertezas associadas às demandas tanto convencionais como dos VEs, a fim de obter planos de expansão mais adaptados às condições reais.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a CAPES, CNPq, FAPEMIG e INERGE pelo apoio financeiro/técnico.

REFERÊNCIAS

ADAN, I.; RESING, J. Queueing theory. Eindhoven: Eindhoven University of Technology Press, 2002.
 FRADE, I. et al. Optimal Location of Charging Stations for Electric Vehicles in a Neighborhood in Lisbon, Portugal. Transportation Research Record: Journal of the

Transportation Research Board, [S. l.], v. 2252, n. 12, p. 91–98, 2012.
 IEA (2018), "Global EV Outlook 2018", IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2018>
 IEA (2019), "Global EV Outlook 2019", IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2019>
 M. N. Bañol; A. Tabares; J. F. Franco; M. Lavorato; R. Romero. Robust Joint Expansion Planning of Electrical Distribution Systems and EV Charging Stations. IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 9, no. 2, pp. 884-894, April 2018.
 NEYESTANI, N. et al. Allocation of Plug-In Vehicles' Parking Lots in Distribution Systems Considering Network-Constrained Objectives. IEEE Transactions on Power Systems, New York, v. 30, n. 5, p. 2643–2656, 2015.
 J. Quirós-Tortós, A. N. Espinosa, L. F. Ochoa and T. Butler, "Statistical Representation of EV Charging: Real Data Analysis and Applications," 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), Dublin, 2018, pp. 1-7.
 TABARES, A. et al. Multistage Long-Term Expansion Planning of Electrical Distribution Systems Considering Multiple Alternatives. IEEE Transactions on Power Systems, New York, v. 31, n. 3, p. 1900–1914, 2016.
 TAYLOR, J. et al. Evaluation of the impact of plug-in electric vehicle loading on distribution system operations. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2009, Calgary. Proceeding [...] Calgary: IEEE, 2009. v. 1, p. 1-6.
 ZHENG, Y. et al. Electric vehicle battery charging/swapping stations in distribution systems: Comparison study and optimal planning. IEEE Transactions on Power Systems, New York, v. 29, n. 1, p. 221–229, 2014.