

Methodology for Analysis of the Impact of Residential Charging of Electric Vehicles

L. Piotrowski, and N. Knak

Abstract—The analysis of the impacts of electric vehicles (EVs) on the electric power distribution system is essential to achieve the correct and effective dissemination of this means of transportation. Regarding that, the main objective of this research work is the development of a methodology to analyze the technical impact of different types of EV charging, considering different levels of integration in system. In this sense, this paper brings information for the future viability of electromobility in the electric sector. Thus, data about the charging strategies and the urban mobility profile are collected to model the load curve of EVs. Furthermore, a case study is performed in the software OpenDSS using the Ckt 5 distribution system to determine the behavior of the distribution system in response to the integration of electric vehicles. The impacts are estimated in a ten years horizon, allowing to perform a technical analysis considering different charging strategies: direct, valley and controlled. Among these strategies, the controlled charging had less negative impact in the distribution system during the analysis time.

Index Terms—Battery Charging, Distribution System, Electric Vehicles, Load Models.

I. INTRODUÇÃO

OS VEÍCULOS elétricos (VEs) apresentam-se como uma solução propícia para a utilização mais eficiente e menos poluente dos recursos energéticos no que tange a mobilidade urbana bem como em relação às preocupações ambientais [1]. A sua utilização em grande escala pode significar uma enorme redução na emissão de gases relacionados ao efeito estufa, servindo como um convincente argumento para o cumprimento de metas de redução da poluição [2]. Em consonância, existe um crescente aprimoramento de baterias para VEs, com a finalidade de aumentar a autonomia e diminuir o tempo de recarga, buscando tornar os VEs, puramente elétricos, protagonistas no cenário mundial, em contraposição aos veículos movidos a combustível fóssil [3].

Entretanto, uma massiva integração do sistema de carregamento de VEs ao sistema elétrico impõe desafios ao gerenciamento de redes em função da demanda de energia elétrica [4].

À primeira vista, atribui-se ao VE o conceito de uma carga móvel de grande porte e de comportamento estocástico [5], devido a um dos seus principais aspectos estar relacionado às características de mobilidade e do tipo de carregamento utilizado. Um grande número de eventos simultâneos relacionados ao carregamento das baterias pode elevar os picos de demanda, causando sobrecargas e, conseqüentemente, afetando os níveis de qualidade e confiabilidade da rede [6] e [7]. Sob essa perspectiva, o VE se caracteriza também, como uma carga qualquer, sobre a qual não se tem controle algum. Em ambos os casos, o presente trabalho possibilita introduzir essas características na modelagem da carga e, então, avaliar os possíveis impactos gerados pelos VEs. Segundo [8], isso permite a previsão assertiva de possíveis investimentos sobre os sistemas de energia tanto de distribuição quanto de transmissão.

O objetivo geral desse estudo é desenvolver uma metodologia para a análise técnica da inserção de VEs em um sistema de distribuição de energia elétrica (SD) formado, predominantemente, por linhas de baixa tensão (BT). Analisar diferentes tipos de carregamentos e taxas de penetração de VEs durante um período de dez anos. Além de propor a metodologia, é identificado o tipo de carregamento menos prejudicial ao SD.

A literatura apresenta diversos trabalhos de pesquisa relacionados aos VEs, tanto em relação às tecnologias de carregamento [9], como localização ótima de estações de carregamento [10] e [11] e quanto aos impactos dos VEs na rede [8], [2], [5] e [12]. Por exemplo, a referência [5] frisa a importância da utilização dos dados do comportamento do consumidor na obtenção de diferentes curvas de carga. Já [12] indica a necessidade de diferentes programas de resposta à demanda para evitar a formação de novos picos na rede. Nesse sentido, a falta de tal metodologia para a obtenção de projeções assertivas, segundo [13], pode resultar em altos investimentos futuros no SD.

Tendo em vista tais trabalhos, destaca-se a contribuição do presente trabalho na área de estudo, a aplicação do Processo de Poisson Não-Homogêneo para determinar novas estratégias de carregamento para veículos elétricos e assim compor diferentes curvas de carga baseadas em estudos de mobilidade urbana. Dessa forma, também se introduz o comportamento do consumidor nos modelos da carga. A partir da composição de diferentes cenários é possível determinar as principais características de cada estratégia assim como inferir seu impacto no sistema. Desse modo, torna-se possível determinar estratégias para evitar novos pontos de sobrecargas e picos de demanda na rede devido à inserção de VEs em massa.

L. J. Piotrowski, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Rio Grande do Sul, Brasil (e-mail: leonardoljp@gmail.com).

N. Knak Neto, Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões, Santo Ângelo, Rio Grande do Sul, Brasil (e-mail: nelsonknak@san.uri.br).

Ainda, este trabalho possibilita a ampliação de estudos na área da eletromobilidade, tornando os seus possíveis impactos negativos cada vez mais previsíveis e, portanto, mais solúveis. Isso resulta na mais eficaz utilização de VEs possível em um planejamento futuro.

O trabalho é organizado como segue. Seção II apresenta a metodologia. Seção III apresenta um estudo de caso. A simulação é apresentada na seção IV. Na seção V estão incluídos os resultados obtidos e, na seção VI são apresentadas as conclusões derivadas desse trabalho.

II. METODOLOGIA

Para o desenvolvimento da análise da implantação de VEs é preciso coletar dados sobre as possíveis estratégias de carregamento e o perfil de mobilidade urbana dos veículos convencionais. Com isso, é possível modelar a curva de carga dos VEs, bem como, prosseguir para a análise do SD.

O SD consiste em uma parte fundamental para os sistemas de potência, sendo a distribuição em BT a maneira usual de fornecimento de energia elétrica residencial, portanto, neste trabalho, ela foi a escolha para o meio de suprimento de energia dos VEs. Nesse sentido, na validação da metodologia, optou-se pela simulação computacional de um SD com predominância de linhas de BT e, em sua maioria, com usuários residenciais conectados. Além de considerar três diferentes cenários de estratégias de carregamento, levou-se em consideração também, a partir do ano de 2020 um horizonte de dez anos para o crescimento dos VEs e do SD.

De forma objetiva e sucinta, a Fig. 1 demonstra o esquema da metodologia proposta neste trabalho.

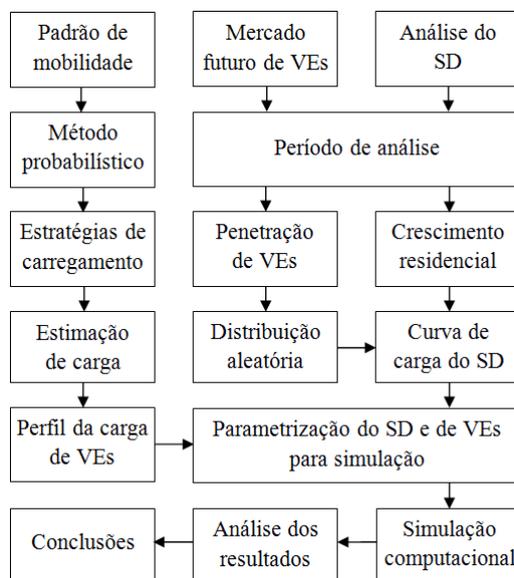


Fig. 1. Esquema para análise de impactos do carregamento residencial de VEs.

Para clarificar a metodologia, descrevem-se as principais etapas para a determinação dos procedimentos e as análises dos resultados. Primeiramente, elaboram-se as curvas de carga dos VEs, de acordo com os padrões de mobilidade, definindo a utilização dos VEs através de métodos probabilísticos e,

principalmente, com as estratégias de carregamento: direto; vale e controlado [8]. Para cada tipo de carregamento, a análise foi delimitada para uma projeção de crescimento de VEs, com valores definidos por [13] ao longo de um período de dez anos.

Para consolidar a metodologia, determinou-se um circuito de distribuição no estudo de caso, onde são inseridas as curvas de carga dos VEs e distribuída, de forma aleatória, a quantidade de VEs projetada para a realização de testes. Também, é necessária a simulação do SD, a qual é proporcionada pelo *Electric Power Research Institute (EPRI)* [14], com a aplicação das curvas de carga dos VEs junto ao SD através do *software Open Distribution System Simulator (OpenDSS)* [15]. Com os resultados obtidos para cada cenário, é realizada a verificação técnica de elementos do SD (transformadores e condutores de energia) perante as capacidades nominais de cada um. Os níveis de tensão obtidos através das simulações são comparados aos padrões definidos no Módulo 8 – Qualidade de Energia – do PRODIST (Procedimentos de Distribuição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [16]. Os padrões aos quais os resultados são comparados são definidos de acordo com os níveis de tensão têm como referência o valor de tensão nominal. Esses padrões para consumidores de baixa tensão estão descritos na Tabela I.

TABELA I
PADRÕES DE TENSÃO NO PONTO DE CONEXÃO PARA TENSÃO NOMINAL 380/220V

Tensão de Atendimento	Faixa de variação da Tensão Lida (TL) em Volts	
Adequada	$350 \leq TL \leq 399$	$202 \leq TL \leq 231$
Precária	$331 \leq TL < 350$ ou $399 < TL < 403$	$191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL < 233$
Crítica	$TL < 331$ ou $TL > 403$	$TL < 191$ ou $TL > 233$

Fonte: Adaptado de [16].

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2016d) possam-se identificar possíveis sobretensões e/ou subtensões e, então, concluir sobre a viabilidade de tal estratégia.

A. Análise do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

A infraestrutura de um SD é composta, basicamente, por uma subestação de distribuição alimentada por uma linha de transmissão ou de subtransmissão de onde a energia é levada por alimentadores primários radiais. Então, através de linhas de distribuição primárias a eletricidade sai dos alimentadores e chega aos transformadores de distribuição, onde partem as linhas de distribuição secundárias (BT) até o consumidor final.

Para qualificar a metodologia, fez-se necessário realizar a análise do SD, especificamente na parte de BT. Para tanto, foi escolhido um sistema com predominância de linhas de distribuição de BT e de unidades consumidoras (UC), predominantemente, residenciais. As partes do SD estudadas são os transformadores de distribuição, o perfil das cargas dos consumidores residenciais e a parte secundária do circuito onde estão as linhas de BT. Através disso, realizaram-se análises que dizem respeito aos limites de operacionalidade do sistema de BT e, as condições que trazem as melhores respostas para manter a confiabilidade do sistema elétrico no que diz respeito à implementação de VEs.

B. Curvas de Carga para Veículos Elétricos

A elaboração das curvas de carga dos VEs requer o conhecimento dos padrões de mobilidade e a definição de estratégias de carregamento. Assumindo que, os padrões de utilização dos veículos elétricos serão os mesmos dos veículos a combustão, a aplicação de métodos probabilísticos combinados com os dados de mobilidade urbana, permite caracterizar a utilização dos VEs ao longo do tempo através do *Non-Homogeneous Poisson Process* (NHPP) [17].

A partir disso, a composição da curva de carga dos VEs depende da definição de estratégias de carregamento. Nesse contexto são consideradas três estratégias: (i) Carregamento direto: que se caracteriza por um carregamento sem controle, assumindo que esse ocorra assim que o veículo chega a algum destino ou algum ponto de parada; (ii) Carregamento vale: caracterizado pelo carregamento que começa apenas no período noturno; (iii) Carregamento controlado: caracterizado por um carregamento que responde a sinais tarifários, levando em consideração os interesses do usuário.

Por conseguinte, a caracterização da curva de carga dos VEs é realizada através das demandas individuais dos VEs em diferentes cenários de composição através de um modelo “*Bottom-Up*” [18]. Esse modelo possui uma visão microscópica, ou seja, totaliza a demanda a partir de um pequeno número de consumidores que pode tanto ser uma amostra representativa de uma determinada área ou de um determinado grupo de consumidores [18]. Os resultados unitários são então extrapolados para obter a representação para toda a área estudada. A principal vantagem de utilização de um modelo “*Bottom-Up*” está justamente na possibilidade de consolidar um comportamento típico da carga a partir de dados estatísticos, de forma a obter uma curva típica de carga, vinculada, no caso dos VEs, a padrões de mobilidade urbana [19]. Destaca-se o embasamento dos modelos em [8], entretanto, com modificações em relação às estratégias de carregamento e na forma de caracterizar a carga. Os próximos subitens descrevem as etapas para modelagem das curvas de acordo com os tipos de carregamentos.

1) Carregamento Direto

O carregamento direto corresponde ao modelo mais simples, dentre os analisados. Para esse modelo, assume-se que cada usuário conectará seu VE para recarregar assim que finalizar a primeira viagem, ou seja, na primeira chegada. Essa estratégia de carregamento não apresenta nenhum tipo de controle da carga, seja da quantidade de energia ou da demanda instantânea ou ainda do horário de início do carregamento. Esse modelo, pode caracterizar qualquer ponto da rede, seja residencial ou comercial.

Assim, partindo-se da série temporal $T_{ch}(t)$, que caracteriza o hora de chegada de um VEs a uma estação de carregamento, medida em horas, o tempo de partida (T_{pa_k}), em horas, para cada elemento da série é definido por

$$T_{pa_k} = T_{ch_k} + (SOC_{f_k} - SOC_{i_k}) \cdot \frac{C_{BAT_k}}{TC_{BAT_k}} \quad (1)$$

em que SOC_{i_k} é o estado inicial de carga da bateria, definido aleatoriamente por uma distribuição uniforme $U(0,1)$, SOC_{f_k} é o estado de carga da bateria ao final do carregamento, nesse caso 1, C_{BAT_k} é a capacidade de armazenamento da bateria BAT_k , em kWh e TC_{BAT_k} a taxa de carregamento da bateria BAT_k , em kWh/h. É realizada uma escolha aleatória entre os valores médios estabelecidos pelo fabricante para cada veículo k .

Dados os tempos de partida, a obtenção da curva de carga considerando a estratégia de carregamento direto é dada por

$$L_{VE_{dir}}(t) = \frac{\sum_{k=1}^n \int_{T_{pa_k}}^{T_{ch_k}} L_{VE_k}(t) dt}{L_{VE_{dir_{max}}}} \quad (2)$$

em que L_{VE_k} é a demanda do veículo k , em kW, associada a sua taxa de carregamento TC_{BAT_k} , e $L_{VE_{dir_{max}}}$ é a demanda máxima obtida para a estratégia carregamento direto, também em kW.

A Fig. 2 exemplifica o provável comportamento da curva de carga considerando a estratégia de carregamento direto.

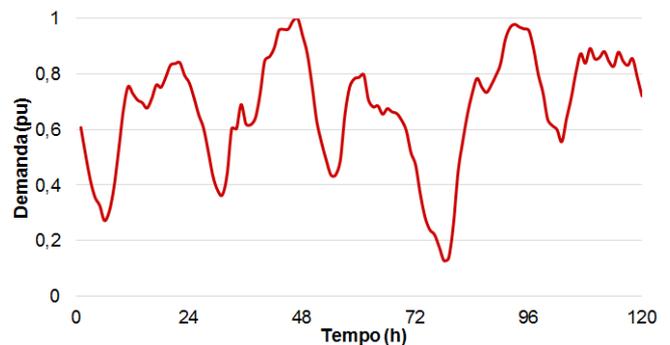


Fig. 2. Curva de carga da estratégia de carregamento direto.

Neste trabalho, as curvas de carga são delimitadas para um período de cinco dias, tendo em vista que, dessa forma, é possível obter informações visuais da curva com maiores detalhes. Porém, para as simulações das curvas de carga dos VEs e das cargas das UC utilizou-se a configuração anual.

2) Carregamento vale

A estratégia de carregamento vale também se caracteriza como uma estratégia não controlada, ou seja, depende das decisões do usuário. Entretanto, ela traz uma limitação ao período de tempo, visando caracterizar aquele usuário que só carregará as baterias à noite, provavelmente em sua residência ao final da última viagem do dia. Com essa característica, cria-se a possibilidade de introduzir um determinado controle, ou seja, a empresa de energia pode definir algum tipo de incentivo fazendo com que o usuário carregue as baterias em algum período desse intervalo, aproveitando o vale na curva de carga do sistema (ver Fig. 3).

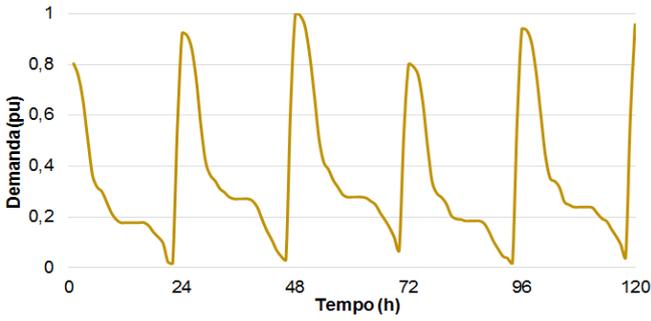


Fig. 3. Curva de carga da estratégia de carregamento vale.

Assim, partindo-se da série temporal $T_{ch}(t)$, cada elemento da série é verificado e modificado seguindo a condição

$$T_{ch_k}' \begin{cases} T_{ch_k}' & \text{se } T_{not_1} \leq T_{ch_k} \leq T_{not_2} \\ U(T_{not_1}, T_{not_2}) & \text{se } T_{ch_k} < T_{vale_1} \text{ ou } T_{ch_k} > T_{vale_2} \end{cases} \quad (3)$$

em que T_{vale_1} e T_{vale_2} definem o intervalo de carregamento no vale e T_{not_1} e T_{not_2} caracterizam os limites para início e fim do carregamento no vale. Destaca-se que as demais variáveis que acompanham a série não são alteradas (BAT_k e SOC_{i_k}).

$$T_{pa_k}' = T_{ch_k}' + (SOC_{f_k} - SOC_{i_k}) \cdot \frac{C_{BAT_k}}{TC_{BAT_k}} \quad (4)$$

Ajustados os tempos de chegada, a obtenção da curva de carga considerando a estratégia de carregamento vale é dada por

$$L_{VE_{vale}}(t) = \frac{\sum_{k=1}^n \int_{T_{pa_k}'}^{T_{ch_k}'} L_{VE_k}(t) dt}{L_{VE_{vale}_{max}}} \quad (5)$$

em que $L_{VE_{vale}_{max}}$ é a demanda máxima obtida para a estratégia de carregamento vale, no período analisado.

3) Carregamento Controlado

Diferentemente dos outros dois modelos, a estratégia de carregamento controlado ou de resposta da demanda (RD) se caracteriza pela flexibilidade nos horários de carregamento. Assume-se a existência de um módulo controlador que possibilite ao usuário responder a um programa de RD visando reduzir seus custos de energia.

Para essa caracterização o usuário define o tempo de próxima viagem T_{prox_k} e o estado de carga final desejado $SOC_{f_{min_k}}$ antes de conectar o veículo à rede. A série temporal $T_{ch}(t)$, com seus respectivos valores associados, permanece a mesma. A partir dessas informações, o modo controlador define a melhor forma de carregar seguindo a função objetivo

$$\min C_{L_{VE_k}}(t) = \sum_{t=T_{ch_k}}^{T_{prox_k}} TC_{BAT_k}(t) \cdot TOU(t), \quad (6)$$

sujeito a:

$$SOC_{f_k} \geq SOC_{f_{min_k}} \quad (7)$$

$$0 \leq TC_{BAT_k} \leq TC_{BAT_{k,max}} \quad (8)$$

em que $C_{L_{VE_k}}$ representa o custo de energia associado ao carregamento, em valor monetário, $TOU(t)$ corresponde à estrutura da tarifa horária considerada no programa RD. TC_{BAT_k} é definida por um conjunto discreto de valores que correspondem às diferentes taxas de carregamento associadas à bateria BAT_k .

A curva de carga para a estratégia de carregamento controlado é dada por

$$L_{VE_{RD}}(t) = \frac{\sum_{k=1}^n \int_{T_{pa_k}}^{T_{prox_k}} L_{VE_k}(t) dt}{L_{VE_{RD}_{max}}} \quad (9)$$

em que $L_{VE_{RD}_{max}}$ é a demanda máxima obtida para essa estratégia de carregamento, no período analisado.

A Fig. 4 exemplifica o provável comportamento da curva de carga considerando a estratégia de carregamento controlado, sendo uma TOU , cujos valores mais caros de energia durante o dia se encontram entre 18h e 22h.

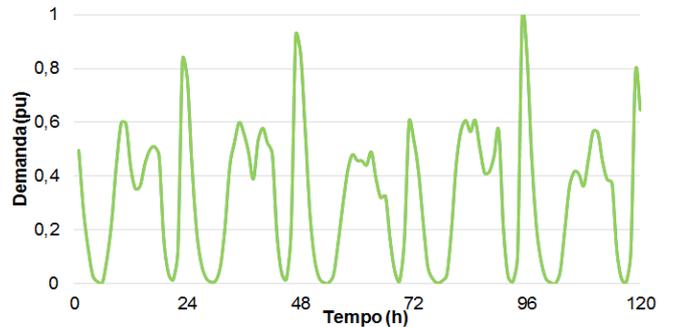


Fig. 4. Curva de carga da estratégia de carregamento controlado.

C. Cenários

Na elaboração dos cenários de simulação foram obtidas as curvas de carga dos VEs conforme a distribuição dos veículos para cada barra do sistema. Para cada um dos casos, utilizou-se o *NHPP* para distribuir as chegadas aos pontos de carregamento ao longo do dia, considerando um período contínuo de 365 dias. A partir da distribuição de chegadas, os perfis de carga foram obtidos para as três estratégias de carregamento definidas.

A partir disso, configuraram-se quatro cenários para a análise dos impactos causados pelas diferentes estratégias de carregamentos de VEs ao longo de dez anos. Para cada cenário são levadas em consideração as taxas de crescimento da carga residencial do SD e da integração de VEs [15], para os anos de 2020, 2025 e 2030.

Para a distribuição da quantidade de VEs de acordo com a taxa de penetração, tomou-se como referência o número total

de unidades consumidoras assumindo que, em média, cada residência teria um veículo movido à combustão [20] e [21]. Também, levou-se em conta que, barras com maior número de consumidores teriam maiores probabilidades de ter VEs. Tendo em vista tais apontamentos, realizou-se a distribuição aleatória dos VEs pelo método de Monte Carlo [22]. Destaca-se que para cada distribuição distinta de veículos na rede, os resultados correspondem aos valores máximos apontados pelo método. Estratégias semelhantes foram utilizadas e consolidada em [8], [23] e [24].

O primeiro cenário é composto pelo SD sem o acoplamento de VEs. Esse cenário, também chamado de “Base”, trata da ideia de verificar o carregamento atual do SD e o seu comportamento em relação ao crescimento (4% ao ano) da carga convencional, no período de tempo analisado.

O segundo cenário, ou “cenário 2”, trata da inserção dos VEs no SD, para a análise dos impactos, considerando a estratégia de carregamento direto. Já o terceiro cenário (cenário 3) diz respeito à inserção de VEs com o modelo de carregamento vale. E, por último, caracteriza-se o cenário (cenário 4) com o carregamento do tipo controlado para os VEs na faixa de tempo estabelecida. Os cenários de integração de VEs foram baseados em um estudo apresentado por [25]. A partir de uma série de premissas, o estudo faz diferentes projeções de cenários de integração para o mercado brasileiro. Desse estudo foi considerado o cenário avançando que corresponde à um percentual de 5% de VEs no primeiro ano e 20% de incremento ao ano, correspondente a um nível elevado de incentivos.

III. ESTUDO DE CASO

A. Mobilidade Urbana e Resposta da Demanda

Para a caracterização das curvas de carga dos VEs foram considerados dados de um estudo de mobilidade realizado em Portugal no ano de 2000, os quais estão disponíveis na literatura [26]. Esse estudo abrange toda a região norte de Portugal, num total de 33 cidades, possibilitando que fossem caracterizados os movimentos de curta duração da população residente para cidades médias [8]. Logo, é possível generalizar tais comportamentos, assumindo que os deslocamentos sejam semelhantes.

O estudo apresenta as seguintes variáveis: número de viagens realizadas, tempos de partida e chegada dessas viagens e a duração delas, todas segmentadas conforme o tipo de transporte utilizado. Foram selecionadas para esse estudo as variáveis: tempo de chegada e número de viagens realizadas por dia utilizando automóvel.

Para a caracterização da resposta à RD foi considerada a estrutura de tarifa horária TOU proposta pela ANEEL, também conhecida como tarifa branca. Não foram verificados os valores diretamente, mas sim os sinais “mais barato”, entre 0h e 18h, “intermediário”, entre 18h e 19h e entre 21h e 22h, e “mais caro”, entre 19h e 21h [27].

B. Dados das Baterias dos Veículos Elétricos

Para as simulações foram considerados 4 modelos de baterias mais usuais no mercado norte-americano de VEs. As

características necessárias para a modelagem da carga, como taxa de carregamento e capacidade de armazenamento, foram retiradas de [28].

C. Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

O SD utilizado para testes e análises, devido a sua complexidade, robustez e predominância da rede de BT foi o Ckt 5, fornecido pelo EPRI [14]. Esse circuito possui tensão de 12,47 kV na rede primária e 240 V na BT, sendo 1043 barras localizadas na rede primária de distribuição onde existem trechos monofásicos, bifásicos e trifásicos, e 1956 barras na rede secundária, onde existem apenas trechos monofásicos. Possui 1379 cargas convencionais monofásicas com um perfil de demanda em p.u. (por unidade) que varia diariamente de hora em hora por ano.

O carregamento do SD Ckt 5 tem predominância de consumidores residenciais e, portanto, possui o comportamento da demanda de energia elétrica, em sua maior parte do tempo, semelhante ao da Fig. 5. No entanto, vale lembrar que essa figura apresenta apenas cinco dias típicos da curva de carga do Ckt 5.

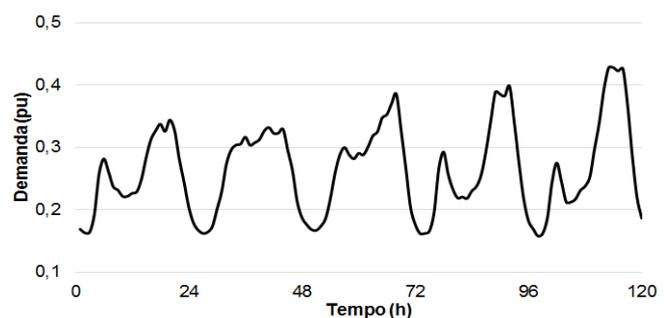


Fig. 5. Curva de carga dos consumidores residenciais do SD Ckt 5.

D. Simulação no OpenDSS

Para as simulações e análise do fluxo de potência, utilizou-se o software OpenDSS [15], que além de ter licença livre, provou ser rápido, confiável e eficiente na solução de sistemas de potência. Alguns medidores e funções do programa foram utilizados para o monitoramento anual do SD. As simulações foram realizadas através do método “Normal”, que possui iteração de injeção de corrente de ponto fixo, pelo fato de ser o método mais adequado para a maioria dos cálculos de fluxo de potência em sistemas de distribuição [15].

A simulação é composta pela inserção dos dados de um SD e de acordo com a caracterização dos cenários definidos anteriormente. Portanto, o SD é analisado para o primeiro cenário, após para o segundo, então para o terceiro e, por fim, para o quarto cenário.

Para cada cenário foram analisadas as perdas, níveis de tensão e sobrecargas nas linhas de distribuição de BT, assim como, as sobrecargas nos transformadores.

IV. RESULTADOS

A. Níveis de Carregamento em Transformadores

Através da Fig. 6 é possível perceber a quantidade de transformadores do SD que passaram por sobrecargas durante

as simulações. Para o período analisado no ano de 2020, ocorre pequena diferença na quantidade de transformadores com sobrecarga entre os tipos de carregamentos e a base (cenário 1). Isso advém do fato de a quantidade de VEs inseridos ser relativamente pequena. Porém, para o ano de 2025 ocorreram mais que o dobro de sobrecargas no carregamento direto em relação à base, agora com a inserção de cerca de quase 17% de VEs do total da frota estimada de veículos convencionais.

Para o ano de 2025, o cenário 2 mostrou-se como o pior caso no excesso de carregamento de transformadores. No entanto, para 2030 o cenário 3 teve maior impacto negativo para o SD, chegando a causar sobrecarga em quase 30% do total de transformadores a mais do que no cenário 1. Isso se deve ao maior número de VEs inseridos no SD junto à característica da própria estratégia, que é a concentração de carregamentos de VEs no período da noite.

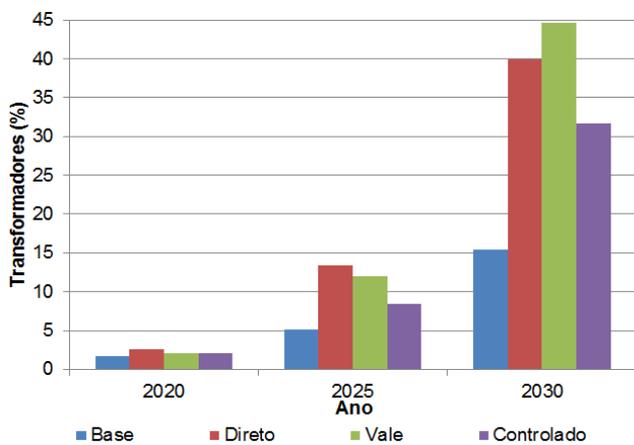


Fig. 6. Quantidade de transformadores com sobrecarga.

B. Níveis de Tensão em Linhas de Baixa Tensão

Os níveis de tensão na rede de BT chegaram a valores críticos no ano de 2030 para os carregamentos vale e direto, segundo a Fig. 7. Já no ano de 2020, o SD se encontra com os níveis de tensão dentro dos limites adequados para o correto funcionamento do sistema elétrico.

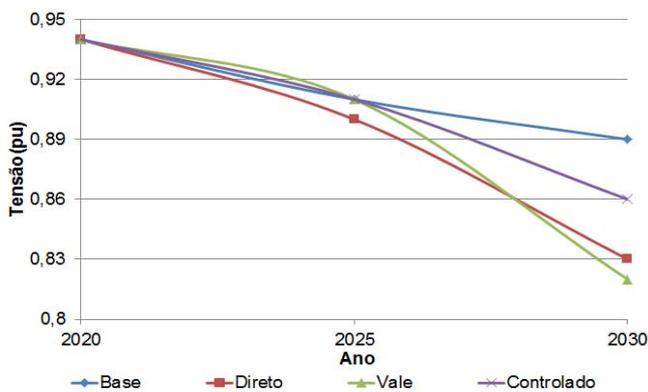


Fig. 7. Níveis de tensão no sistema de baixa tensão.

Porém, o cenário 2 foi o responsável pelos piores níveis de tensão medidos no SD em 2025 e, em 2030 foi o cenário 3. Em

relação ao cenário 4, os níveis de tensão mantiveram-se inicialmente adequados, já em 2025 precários e, em 2030 apresentaram níveis críticos. Em síntese, os níveis de tensão que não se enquadram como “adequados” podem causar a inoperacionalidade e a instabilidade do sistema. Além disso, através dos indicadores de duração de transgressão de níveis de tensão, a distribuidora de energia precisa compensar os consumidores que se encaixam nessa situação. E isto é visto pela distribuidora como um prejuízo. Dessa forma, é necessário evitar esse problema através de reforços e investimentos no SD.

C. Perdas em Linhas de Baixa Tensão

Pode-se verificar através da Fig. 8, que as perdas em linhas de distribuição de energia elétrica de BT aumentam com o passar do tempo simulado. Porém, isso ocorre de forma não linear já que para o ano de 2030, as perdas tomam proporções de grande montante para os cenários 2, 3 e 4 fazendo com que, as perdas em linhas de BT e as demais perdas do SD elevem os prejuízos no fornecimento de energia elétrica.

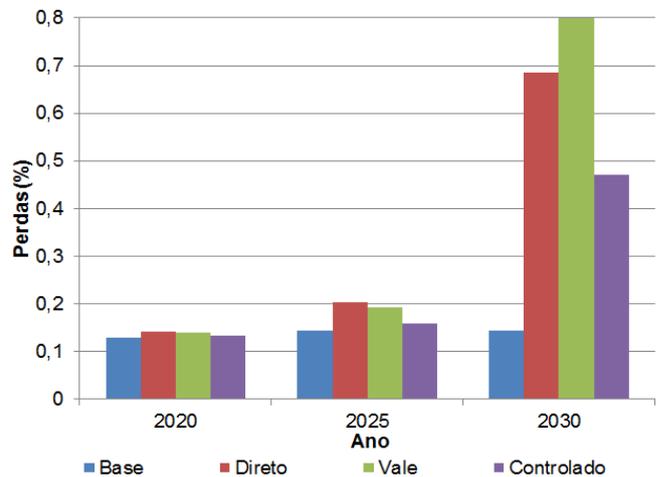


Fig. 8. Perdas em linhas de baixa tensão.

Dentre as estratégias de carregamento de VEs analisadas, o carregamento controlado obteve os valores percentuais mais baixos para as perdas em todo período analisado. Foi observado, que somente as perdas do cenário 1 são pouco significativas no decorrer do tempo simulado. É visto que, isso decorre do fato das linhas de BT desse SD possuírem pequenas extensões e serem robustas no dimensionamento.

D. Linhas de Baixa Tensão com Sobrecarga

A Fig. 9 mostra a quantidade de linhas de BT com sobrecarga.

Para o ano de 2020 poucas linhas de BT passaram por sobrecarga nos cenários 2 e 3 e nenhuma sobrecarga para o cenário 1 e nenhuma para o cenário 4. Porém, no ano de 2025 a inserção de quase 17% de VEs no sistema, acarretou na sobrecarga de quase 10% das linhas de BT para o cenário 2. Em compensação o cenário 4 se manteve similar ao cenário 1, ou seja, fez-se quase que imperceptível a presença de VEs para sobrecarregar as linhas de BT. Em 2030, novamente o cenário

2 levou ao pior tipo de estratégia de carregamento dentre os analisados.

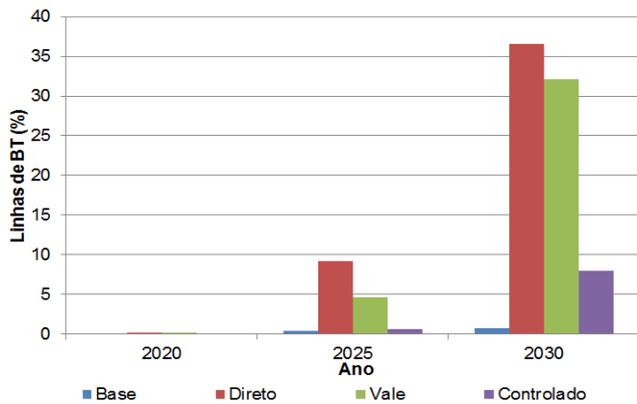


Fig. 9. Quantidade de linhas de baixa tensão com sobrecarga.

A classificação de pior estratégia, neste caso, se dá porque quanto mais linhas estão com sobrecarga, maior é o deterioramento da isolação de condutores e de conexões, ou seja, diminui a vida útil da operacionalidade do sistema e a qualidade de energia.

V. ANÁLISES E DISCUSSÕES

Nesta seção do trabalho os resultados obtidos são comparados com o estado da arte e, é feita a análise de uma tabela referente aos percentuais dos impactos causados no SD em relação ao cenário 1. Além disso, apresenta-se a curva de carga do SD junto com cada tipo de estratégia de carregamento para as simulações no ano de 2030.

A partir dos resultados deste trabalho pode-se confirmar que o SD sofre uma mudança de paradigma na estratégia de carregamento vale, pois o pico de demanda é realocado conforme o aumento dos níveis de penetração de VEs, assim como, ocorre em [8]. Por outro lado, a estratégia de carregamento controlado mostra-se eficiente com o objetivo de minimizar os picos da carga da rede e, assim como em [12], isso viabiliza a maior postergação de reforços na rede. Dessa forma, o gerenciamento de redes se direciona para a modelagem da carga que o VE representa e não mais somente para a carga convencional.

Segundo o estudo [29] as perdas do SD aumentam drasticamente e linearmente com o aumento da penetração de VEs, no entanto, conforme a Fig. 8 as perdas não aumentam linearmente ao longo do tempo, mas sim, drasticamente após uma taxa elevada de penetração de VEs. Isso se deve a um limiar de operação do SD em relação ao seu dimensionamento e as cargas a ele conectadas.

A metodologia elaborada neste trabalho é, portanto, validada e traz consigo outros detalhamentos para análise dos impactos em SD que são mostrados a seguir. Além disso, conforme [5], esse tipo de metodologia contribui com informações prévias para o planejamento e possibilita a atualização da infraestrutura da rede existente.

Na Tabela II a sobrecarga em transformadores chega aos valores mais expressivos em 2030 para o cenário 3, porém, se

comparado ao cenário 2 em 2025, ambos possuem porcentagens que podem vir a comprometer a confiabilidade do sistema. Por outro lado, o cenário 4 em 2030 e 2025 possui um aumento em relação ao cenário 1 que, se comparado aos outros, obteve os menores percentuais. Ainda, pode-se notar que os níveis de tensão caem de forma significativa em 2030, sendo que a estratégia de carregamento vale é a que gera os piores níveis de tensão. Já em relação ao aumento na quantidade de linhas de BT com sobrecarga, ocorre uma grande elevação no percentual para o cenário 2 em 2025 e para 2030 nos três cenários, devido às elevações no pico de demanda e associado a expressiva penetração de VEs no sistema.

Na Fig. 10 tem-se a curva de carga do SD de acordo com sua previsão de crescimento e outra curva da simulação do SD associada à estratégia de carregamento direto. Como é possível notar, essa estratégia contribui para a elevação do pico de demanda e também com a elevação da demanda em horários que já existem altos valores de consumo. Esse tipo de carregamento, portanto, é prejudicial ao SD por dificultar o gerenciamento e controle de demanda de energia elétrica.

TABELA II
AUMENTO DOS IMPACTOS EM RELAÇÃO AO CENÁRIO 1

Ano	Transformadores com sobrecarga (%)			Perdas em linhas de BT (%)		
	2	3	4	2	3	4
2020	50	20	20	9	8	2
2025	163	137	67	41	33	11
2030	159	190	105	377	455	227

Ano	Níveis de tensão do sistema de BT (%)			Linhas de baixa tensão com sobrecarga (%)		
	2	3	4	2	3	4
2020	0	0	0	9	9	0
2025	-1	0	0	207	55	11
2030	-7	-9	-3	632	542	60

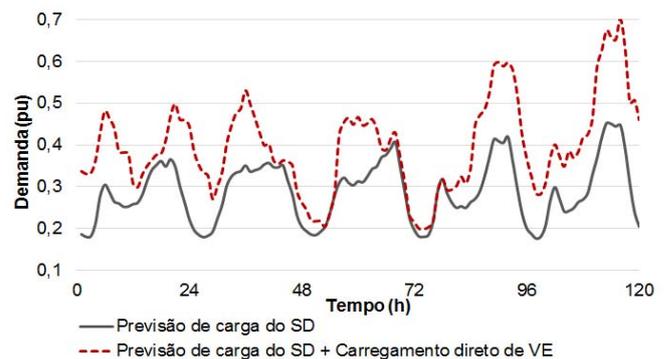


Fig. 10. Curva de carga do sistema com a estratégia de carregamento direto de VE.

Continuando a análise das curvas de carga, tem-se na Fig. 11, o perfil do SD junto ao carregamento vale. Nessa estratégia, é possível confirmar que os picos de demanda de energia estão localizados próximos a meia noite (23h) e que esse carregamento, apesar de propor utilizar o espaço em que existe baixa demanda de energia elétrica, acaba criando um novo pico de demanda que não existia no SD. Devido a grande quantidade

de VEs realizando o carregamento às 23h e pelo fato do VE ser considerado uma carga de grande porte, acaba ocorrendo um novo pico de demanda para o período vale. Em comparação ao carregamento direto, o vale é uma melhor escolha até uma determinada penetração de VEs (até o período de 2025), após isso, o pico de demanda se torna significativamente maior causando maiores danos ao sistema.

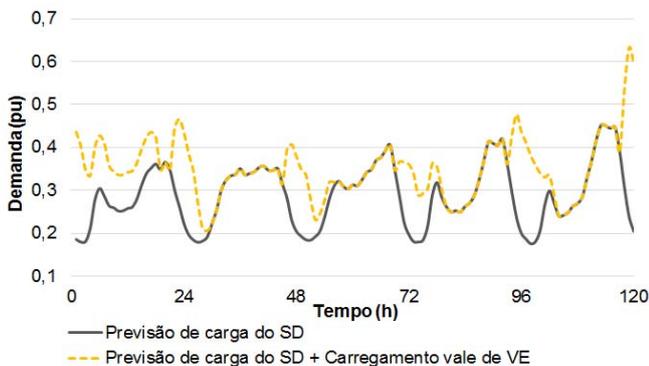


Fig. 11. Curva de carga do sistema com a estratégia de carregamento vale de VE.

Através da Fig. 12 pode-se concluir que, a estratégia de carregamento controlado demanda energia de forma mais uniforme em relação às outras estratégias. No entanto, como a inserção de VEs é expressiva em 2030, ocorrem picos de demanda distribuídos ao longo do período, mesmo não contribuindo com o pico de demanda gerado pela carga convencional. Esses picos são “novos” e em grande parte causados por esse tipo de carregamento de VEs já que, esse carregamento permite ao consumidor maior flexibilidade para realizar a recarga do VE durante o dia.

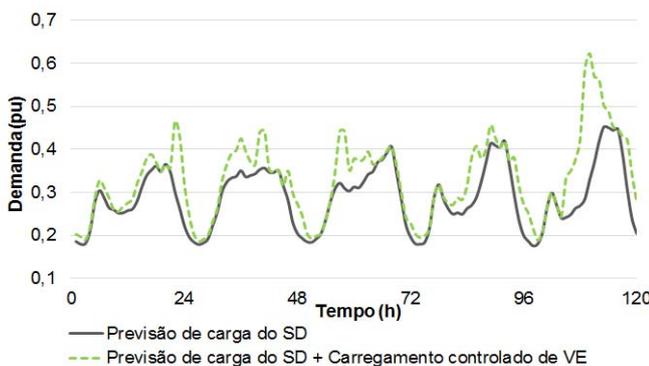


Fig. 12. Curva de carga do sistema com a estratégia de carregamento controlado de VE.

VI. CONCLUSÃO

A metodologia proposta neste trabalho permite a análise técnica dos impactos do carregamento residencial de veículos elétricos em redes de distribuição de energia elétrica de baixa tensão. As curvas de carga dos VEs são elaboradas e aplicadas em diferentes cenários de crescimento de VEs no sistema. Os resultados são discutidos e a conclusão sobre a inserção de VEs é apresentada.

A respeito dos tipos de carregamento, o controlado é o menos prejudicial ao SD, pois possibilita que as recargas de VEs

aconteçam de forma mais distribuída ao longo do tempo. Com isso, os impactos se tornam pouco relevantes até o ano de 2025 em relação às demais estratégias. Porém, em 2030, devido à expressiva penetração de VEs junto da demanda convencional de energia, compromete a operacionalidade do SD de BT, principalmente, os transformadores de distribuição.

A análise das estratégias de carregamento de modo geral abre diferentes opções para a melhor inserção de VEs. O que pode amenizar os picos de consumo através da modelagem das curvas de carga e evitar com isso, a redução da vida útil dos elementos e o comprometimento do funcionamento de todo o sistema elétrico. Porém, conforme os resultados deste estudo, isso ocorre até certo período e taxa de crescimento de VEs. Após isso, verifica-se a necessidade da ampliação do sistema e da criação de novos modelos de tarifa para o gerenciamento da demanda de energia elétrica.

A avaliação dos resultados obtidos possibilita o melhor planejamento de reforços em determinadas partes do SD e, também, mostra a importância da preparação de políticas para indicar o tipo de carregamento mais apropriado a ser utilizado pelos usuários de VEs. Portanto, a metodologia cumpre com seu papel tanto para a descoberta da melhor forma de recarregar os VEs e viabilizar sua inserção em massa no mercado, como, valida toda a análise do comportamento do SD perante a inserção de novas cargas móveis.

Como trabalho futuro poderia ser realizado um modelo de planejamento considerando a análise econômica do SD para a inserção em massa de VEs. Bem como, acrescentar a instalação de postos de recargas rápidas, veículos elétricos de transporte pesado e híbridos ao estudo.

REFERÊNCIAS

- [1] E. A. Nanaki, C. J. Koroneos, “Climate change mitigation and deployment of electric vehicles in urban areas,” *Renew Energy*, vol. 99, pp. 1153-1160, 2016.
- [2] R. Godina *et al.*, “Innovative impact assessment of electric vehicles charging loads on distribution transformers using real data,” *Energy Conversion and Management*, vol. 120, pp. 206-216, 2016.
- [3] A. Khaligh, Z. Li, “Battery, ultracapacitor, fuel cell, and hybrid energy storage systems for electric, hybrid electric, fuel cell, and plug-in hybrid electric vehicles: state of the art,” *IEEE Trans Veh Technol*, vol. 59, no. 6, pp. 2806-14, 2010.
- [4] P. Mallet *et al.*, “Power to the People!: European Perspectives on the Future of Electric Distribution,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 12, no. 2, pp. 51-64, Mar. 2014.
- [5] W. Jianfeng *et al.*, “Charging demand for electric vehicle based on stochastic analysis of trip chain,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 11, pp. 2689-2698, 2016.
- [6] H. Shareef, M. M. Islam, A. Mohamed, “A review of the stage-of-the-art charging technologies, placement methodologies, and impacts of electric vehicles,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 403-420, 2016.
- [7] D. Bozic, M. Pantos, “Impact of electric-drive vehicles on power system reliability,” *Energy*, vol. 83, pp. 511-20, 2015.
- [8] L. E. Brememann *et al.*, “Electric vehicle models for evaluating the security of supply,” *Electric Power Systems Research*, vol. 111, pp. 32-39, Jun. 2014.
- [9] I. Karakitsios, E. Karfopoulos, N. Hatzigiorgiou, “Impact of dynamic and static fast inductive charging of electric vehicles on the distribution network,” *Electric Power Systems Research*, vol. 140, pp. 107-115, 2015.
- [10] Y. Xiang *et al.*, “Economic planning of electric vehicle charging stations considering traffic constraints and load profile templates,” *Applied Energy*, vol. 178, pp. 647-659, 2016.

- [11] Y. Zheng *et al.*, "Electric vehicle battery charging/swap stations in distribution systems: Comparison study and optimal planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, n. 1, pp. 221–229, 2014.
- [12] E. Veldman, R. A. Verzijlbergh, "Distribution grid impacts of smart electric vehicle charging from different perspectives," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 333–342, 2015.
- [13] T. A. Becker, "Electric Vehicles in the United States. A New Model with Forecasts to 2030," *Center for Entrepreneurship & Technology*, 2009.
- [14] EPRI, "Electric Power Research Institute," 2017. Disponível em: <<https://www.epri.com>>.
- [15] OPENDSS, "Open Distribution System Simulator," Program Sourceforge .Net, 2017. Disponível em: <<https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/>>.
- [16] ANEEL, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica," Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2018.
- [17] W. Mathlouthi, M. Fredette, D. Larocque, "Regression trees and forests for non-homogeneous Poisson processes" *Statistics & Probability Letter*, vol. 96, pp. 204–211, Jan. 2015.
- [18] A. Grandjean, J. Adnot, G. Binet, "A review and an analysis of the residential electric load curve models," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 9, pp. 6539–6565, 2012.
- [19] Paatero, J. V.; Lund, P. D. A model for generating household electricity load profiles. *International Journal of Energy Research*, v. 30, n. 5, p. 273–290, abr. 2006.
- [20] DENATRAN, "Departamento Nacional de Trânsito," Relatórios Estatísticos, Frota de Veículos RENAVAL – 2018, Frota de veículos, por tipo e com placa, segundo os Municípios da Federação - Janeiro. Disponível em: <<https://www.denatran.gov.br/estatistica/635-frota-2018>>.
- [21] IBGE, "Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística," National Household Sample Survey 2011–2012, Census of 2010. Disponível em: <https://ww2.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/trabalhoerendimen-to/pnad2012/sintese_defaultpdf_familias.shtm>.
- [22] H. Hashemi-Dezaki, M. Hamzeh, H. Askarian-Abyaneh, H. Haeri-Khiavi, "Risk management of smart grids based on managed charging of PHEVs and vehicle-to-grid strategy using Monte Carlo simulation," *Energy Convers Manag*, 100:262–76, 2015.
- [23] Knak Neto N, Abaide AR, Miranda V, et al. Load modeling of active low-voltage consumers and comparative analysis of their impact on distribution system expansion planning. *Int Trans Electr Energ Syst*. 2019;e12038.
- [24] L. L. C. dos Santos, L. N. Canha, and D. P. Bernardon, "Projection of the diffusion of photovoltaic systems in residential low voltage consumers," *Renew. Energy*, vol. 116, pp. 384–401, Feb. 2018.
- [25] N. Kagan *et al.*, *Redes Elétricas Inteligentes no Brasil: análise de custos e benefícios de um plano nacional de implantação*. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.
- [26] INE, "Instituto Nacional de Estatística - Inquérito da mobilidade da população residente," 2017. Disponível em: <https://www.ine.pt/ngt_server/attachfileu.jsp?look_parentBoui=7251068&att_display=n&att_download=y>.
- [27] ANEEL. "Tarifa Branca". Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>.
- [28] V. Tavakoli Bina, D. Ahmadi, "Stochastic modeling for scheduling the charging demand of EV in distribution systems using copulas," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 71, pp. 15–25, Oct. 2015.
- [29] C. Wang, R. Dunn, B. Lian, "Power Loss Reduction for Electric Vehicle Penetration with Embedded Energy Storage in Distribution Networks," *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Jul. 2014.



Leonardo Jonas Piotrowski é formado nos cursos Técnico em Eletrotécnica (2011) e Técnico em Informática (2015) pelas Escolas de Ensino Médio Getúlio Vargas e da URI, respectivamente, ambas em Santo Ângelo, RS, Brasil. Possui Graduação em Engenharia Elétrica (2018) pela Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões - Campus Santo Ângelo. Atualmente é aluno de Mestrado na Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), em Santa Maria, RS, Brasil. Tem experiência em Engenharia Elétrica com interesse em pesquisa e desenvolvimento nas principais áreas: integração de fontes alternativas de energia, qualidade de energia, eficiência na geração distribuída e *Smart Grids*.



Nelson Knak Neto possui Graduação, Mestrado e Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria, respectivamente, em 2010, 2012 e 2017. Realizou Doutorado Sanduíche no Exterior no Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência - INESC TEC, em Porto, Portugal. Atualmente é professor, em Dedicção Exclusiva, da Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões - URI Campus Santo Ângelo, RS, Brasil. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas de Energia, atuando principalmente nos seguintes temas: confiabilidade, otimização, planejamento da expansão de sistemas de distribuição, geração distribuída, resposta da demanda e gerenciamento de energia.