

Residential Charging Scheduling of Electric Vehicles in Brazilian Context

J. P. Sausen, *Member, IEEE* and A. R. Abaide, *Member, IEEE*

Abstract—This paper presents a methodology to schedule the charging of Electric Vehicles (EVs) in order to maintain the loading of distribution transformer under the nameplate load while reducing charging costs. Brazilian consumption characteristics, mobility pattern and tariff structure are considered to design an optimization algorithm. While the demand of dwellings are estimated from typical load curves of a distribution utility located in the South of Brazil, the demand of EVs are estimated from mobility survey data. Adopting the current Brazilian tariff structure, coefficients of the objective function are formulated in order to schedule the charging of EVs to satisfy the following goals: limit the power demand requested to the distribution transformer, cope the demand of EVs with lower demand of dwellings and reduce the charging costs. The results shows that, in addition to prevent the overloading of distribution transformer, the charging only occurs in periods of higher tariff when necessary, whereas most of it occurs during late night and early morning, corresponding to cost reduction by purchasing energy during lower tariff prices.

Index Terms—Electric Vehicles, Charging Scheduling, Optimization, Transformer Loading.

I. INTRODUÇÃO

Questões ambientais e a potencial exaustão dos recursos fósseis impulsionaram avanços e aprimoramentos na tecnologia de baterias recarregáveis, de modo a estimular sua aplicabilidade em soluções no contexto da mobilidade urbana. O incentivo à mobilidade elétrica pode trazer profundas mudanças no consumo de energia em um futuro não muito distante, principalmente quando considerada a disseminação em larga escala dessa tecnologia emergente. Estudos sugerem que carregadores particulares são a principal escolha dos usuários para a recarga de Veículos Elétricos (VEs) devido a comodidade da recarga residencial [1], [2] e [3].

Para aliviar as desvantagens técnicas e econômicas criadas pelo aumento da demanda, pesquisas extensivas foram conduzidas para tirar vantagem de taxas de recarga controláveis e agendamento dos horários de execução do carregamento de VEs. Vários esquemas coordenados são propostos pela literatura para nivelar, adiar e regular o carregamento de VEs de forma a não comprometer a estabilidade do sistema de potência, aumentar a receita de operadores de frotas ou reduzir

custos aos usuários [4].

Em vista disso, o presente estudo trata do problema de gerenciamento da recarga de VEs em um sistema de distribuição residencial de baixa tensão. O conceito de controlador inteligente é abordado, sendo o termo inteligência usado para denotar um algoritmo projetado para efetuar a otimização do agendamento da recarga. Isto é, programação dos horários de execução e priorização em função das preferências dos usuários, a fim de satisfazer as necessidades de recarga com redução de custos enquanto preserva limites de potência do transformador de distribuição.

Os objetivos deste estudo contemplam modelar e avaliar o padrão de estacionamento e os requerimentos energéticos dos VEs, cujo diagnóstico das preferências dos usuários e as características dos próprios VEs estabelecem as diretrizes para o agendamento ótimo do carregamento. Desse modo, o esquema proposto visa maximizar taxas de carregamento individuais de VEs a partir de três coeficientes da função objetivo: (1) prioridades de carregamento; (2) preferência pelos preços da energia; e (3) preferência pelos horários de menor demanda no transformador de distribuição.

Enquanto os dois primeiros coeficientes são propostos por Yao, Lim e Tsai [5], o último é uma contribuição desta pesquisa. Desse modo, além de satisfazer as necessidades de recarga ao menor custo e de maneira previa ao horário de partida do dia seguinte, previne-se a sobrecarga e a conseqüente substituição prematura do transformador de distribuição de modo a alocar a demanda dos VEs em períodos correspondentes ao de menor demanda das unidades consumidoras. Sendo assim, a perspectiva tratada aqui visa benefícios aos operadores de rede e aos usuários concomitantemente.

A estruturação do artigo está conforme segue. A Seção II contempla a apresentação de pesquisas correlatas sobre as estratégias de carregamento de VEs, bem como aspectos de comunicação e controle. A Seção III aborda a fundamentação teórica para modelar características de uso da infraestrutura de recarga, uma vez que são usados como dados de entrada do problema de otimização. A Seção IV é destinada a apresentação da modelagem matemática do sistema de gerenciamento energético, compreendendo o problema de otimização. A Seção V compreende o diagnóstico dos requerimentos energéticos dos VEs e expõe os resultados da otimização. E por fim, a conclusão é apresentada na Seção VI.

II. GERENCIAMENTO DA RECARGA DE VES

Esta seção visa subsidiar o desenvolvimento do sistema de gerenciamento energético no enquadramento de um sistema de

11 de Agosto de 2020. “O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001.”

J. P. Sausen is a Doctoral researcher at the Center of Excellence in Energy and Power Systems (CEESP) from Federal University of Santa Maria (UFSM), Santa Maria, RS, Brazil (e-mail: jordansausen@hotmail.com).

A. R. Abaide is a Full Professor at the Center of Excellence in Energy and Power Systems (CEESP) from Federal University of Santa Maria (UFSM), Santa Maria, RS, Brazil.

distribuição residencial de baixa tensão. Neste contexto, são abordados os requerimentos gerais em termos de equipamentos e aspectos de comunicação entre veículo, estação de recarga e controlador para possibilitar a aplicação computacional das técnicas de priorização e agendamento da recarga, no que constitui o problema de otimização proposto. O diagnóstico dos métodos de modelagem do padrão de estacionamento e da previsão de demanda dos VEs destina-se ao embasamento de uma estratégia aplicável ao padrão brasileiro de mobilidade urbana e estrutura tarifária.

Sob a perspectiva de otimização do carregamento de VEs, as estratégias mais difundidas na literatura contemplam redução do custo da recarga [4], minimização de picos de carga [6], custo da energia [7], regulação de frequência [8], perdas de potência e variação de tensão [9], todos em prol da operação do sistema de distribuição. Desse modo, uma própria arquitetura de coordenação e controle faz-se necessária, o que requer boa infraestrutura de comunicação para o gerenciamento efetivo da carga. Informações relacionadas as necessidades energéticas são coletadas para possibilitar a recarga inteligente, as quais podem ser estudadas sob várias perspectivas, usualmente envolvendo os seguintes fatores chave:

- Duração da recarga;
- Padrão de mobilidade e/ou estacionamento;
- Estado de carga (*State of Charge – SoC*) das baterias;
- Método de recarga;
- Tipo e número de recargas simultâneas.

A literatura demonstra que essas informações são essenciais para o agendamento dos processos de carregamento inteligente [9]. O termo inteligência vem do extensivo uso de informações dos elementos do sistema para programar tais processos de modo a aumentar a eficiência global. O controlador gerencia o carregamento ótimo de múltiplos VEs, além de distribuir uniformemente a carga e prover flexibilidade quando ocorre aumento no número de veículos.

O aumento de demanda a partir da inclusão de VEs na rede pode comprometer a confiabilidade do sistema e requerer reforços na transmissão e distribuição de energia [10]. Esquemas de controle da recarga estão bem disseminados na literatura [4]. A prevenção contra sobrecargas pode ser feita por meio do controle inteligente em função da minimização de picos de demanda, conforme em [11]. Neste caso, um problema de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) é solucionado para coordenar a recarga de VEs em um sistema de distribuição desbalanceado. Entretanto, diferentemente de [11], onde o usuário pode optar por pagar pela prioridade, o algoritmo proposto trata os VEs de maneira igualitária. A prioridade, neste caso, é calculada para compor um índice de priorização.

Desse modo, o presente estudo aborda aspectos de controle propostos por Yao, Lim e Tsai [5], que trata da recarga comercial de VEs em um estacionamento. Mais especificamente, dois coeficientes da função objetivo são utilizados na metodologia proposta, referente a priorização do carregamento e preferência pelo preço da energia. Enquanto o primeiro coeficiente visa maximizar as taxas de carregamento

dos VEs com maiores necessidades (i.e., menor tempo e menor SoC), o segundo coeficiente visa preferenciar os horários de menor tarifa para efetuar a recarga. Além destes dois coeficientes, propõe-se um novo coeficiente relacionado a demanda típica do transformador de distribuição. Deste modo, tem-se como objetivo priorizar a recarga naqueles períodos em que tipicamente ocorre menor potência demandada, geralmente coincidentes com a madrugada.

Entretanto, para tornar o esquema de coordenação da recarga efetivo, faz-se necessária uma boa estrutura de comunicação. Neste sentido, existem quatro conjuntos de padrões a respeito de VEs: plugues, comunicação, topologia de carregamento e segurança, conforme apresentado na Fig. 1 [12]. Em um primeiro nível, o padrão ISO/IEC 15118 é utilizado para comunicação entre VE e estação de recarga, enquanto o padrão IEC 61850 pode ser utilizado para comunicação entre estação de recarga em um nível sucessivo [12]. O mecanismo de recarga inteligente coberto pela ISO/IEC 15118 torna possível combinar a capacidade da rede com a demanda dos VEs conectados, conforme tratado no presente estudo.

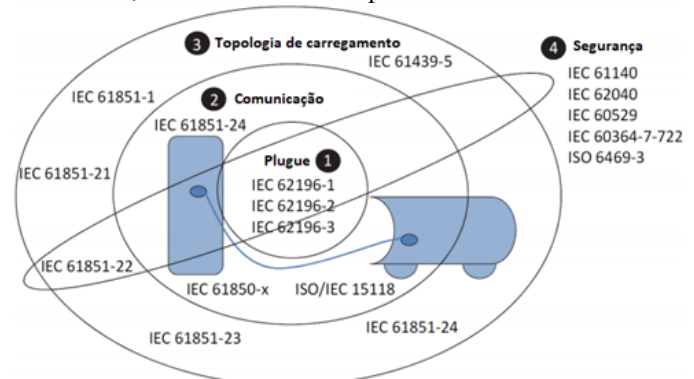


Fig. 1. Padrões relativos aos VEs, adaptado de Vadi, Bayindir e Colak [12].

Conforme proposto por Chynoweth et al. [13], os controles do sistema de gerenciamento podem estar em nuvem ou em um servidor específico com acesso à internet, podendo se comunicar com roteadores que controlam os carregadores por meio uma *Local Area Network* (LAN) com conexão via Ethernet, WiFi ou rede de celulares tais como 3, 4 ou 5G. O carregador se comunica com o VE através do cabo e as identificações de veículo e usuário podem ser comunicadas a partir de um dispositivo com acesso à internet tal como um smartphone.

Assume-se como premissa que algumas informações serão coletadas pelo controlador a priori, bem como informações relativas a demanda de base do transformador de distribuição. Mais especificamente, os horários de conexão, desconexão e a demanda de potência são restrições críticas para tornar o agendamento ótimo da recarga significativo. Essa premissa é assumida, pois, em um sistema inteligente de controle para a recarga de VEs o controlador deve obter informações básicas para tomar decisões e preencher as tarefas requeridas.

Desse modo, embora a aplicação física do sistema de gerenciamento esteja fora do escopo proposto, delimitando-se a implementação computacional, foram apresentadas as características e os requerimentos gerais para analisar os

possíveis efeitos do algoritmo de agendamento ótimo. Sua implementação prática depende das características e funcionalidades de uma rede inteligente (*smart grid*).

III. PREVISÃO DE DEMANDA

A previsão da demanda das unidades consumidoras conectadas ao transformador, bem como do uso da infraestrutura de recarga deve servir de diretriz para o projeto do sistema de agendamento. Neste sentido, informações relativas aos horários de chegada e partida denotam o período em que o VE permanecerá estacionado, bem como a possibilidade de início da recarga. Em termos de frota, essas informações também indicam o número de VEs conectados em um determinado período, cuja demanda agregada deve situar-se a baixo de determinados limites em prol da qualidade da energia.

Informações da demanda dos VEs são geralmente apresentadas na forma de SoC no momento da conexão. A energia remanescente na bateria do VE juntamente com a capacidade da bateria indicam a quantidade de energia que deve ser entregue ao VE antes de sua partida. Desse modo, a estimativa do padrão de estacionamento e demanda de VEs denotam a janela de tempo disponível para o agendamento da recarga de cada participante, bem como dos requerimentos energéticos do transformador.

Para tratar das incertezas/imprevisibilidades do uso da infraestrutura de recarga e a respectiva demanda, abordagens estatísticas, estocásticas ou determinísticas podem ser adotadas. Devido à escassez de dados reais, alguns autores fazem uso de distribuições paramétricas para estimar o padrão de demanda de VEs, das quais as mais comuns são as distribuições Normal e Poisson. Enquanto a distribuição de Poisson é adotada por Wei et al. [14] a partir da coleta de dados de tráfego urbano para estimar o instante de conexão, a distribuição Normal é adotada para estimar o horário de desconexão e SoC inicial dos VEs.

Enquanto alguns autores modelam o comportamento do usuário exclusivamente de maneira aleatória [15] e [16], dados estatísticos baseados no padrão de mobilidade urbana brasileiro são utilizados por Sausen et al. [17] para estimar o impacto que a demanda de VEs exerce em uma rede de distribuição residencial. Neste caso, uma modelagem probabilística baseada na Simulação de Monte Carlo (SMC) demonstra que os horários de execução da recarga são mais condizentes com a realidade em detrimento a adoção de uma distribuição paramétrica com base em um único valor médio.

O modelo probabilístico proposto por Sausen et al. [17] considera diferentes tipos, modelos, capacidades de bateria, SoC inicial, potência de carregamento e consumo energético de VEs no sentido de modelar a demanda energética, bem como os horários em que as atividades de recarga ocorrem com base em CNT [18]. Neste caso, foi analisado o padrão de mobilidade dos brasileiros a partir de informações de frequência, propósito, distância percorrida, horário e duração das viagens, abordadas de maneira estatística a partir de um levantamento de dados oriundos de entrevistas.

A provável janela de tempo de conexão, bem como a demanda de energia requisitada para recarga, pode ser estimada

com base no padrão de uso de veículos movidos à combustão interna, em função de maior disponibilidade de dados [19]. Desse modo, adota-se uma estratégia semelhante a abordada por Kuran, Iannone e Viana [20] e Yao, Lim e Tsai [5], de modo a segregar os usuários em duas categorias, regulares e irregulares, a fim de contemplar ambas características determinística e estocástica do uso da infraestrutura de recarga ao mesmo tempo. Neste caso, as abordagens são divididas em proporções iguais e informadas a priori ao controlador central.

A. Usuários Regulares

Em decorrência da escassez de dados reais de carregamento de VEs, características de diferentes modelos puros e híbridos plug-in atualmente em comercialização e dados oriundos de um padrão de mobilidade urbana brasileiro são utilizados como dados de entrada em um algoritmo que visa estimar a demanda de VEs, bem como os horários em que ocorrem [17]. Implementado em Matlab®, o algoritmo baseado na SMC desempenha os seguintes passos:

1. **Características dos VEs:** O algoritmo proposto sorteia aleatoriamente 10 modelos de VEs, distribuídos de maneira uniforme, de maneira a contemplar características importantes como capacidade de bateria e potência máxima admissível de carregamento;
2. **Estimativa da frequência de viagens:** A frequência de utilização dos VEs é sorteada por uma distribuição de probabilidades baseada em CNT [18]. Essa distribuição divide a frequência de ocorrência das viagens em: diariamente, 3 a 4 dias, 1 a 2 dias e raramente ou nunca;
3. **Distância percorrida:** A distância percorrida é oriunda de distribuições de probabilidades individualmente relacionadas aos motivos das viagens, divididas entre: trabalho, estudo, tratamento de saúde e outros [18];
4. **Horário de conexão e desconexão:** Distribuições de probabilidades referentes aos horários de conexão e desconexão são relacionadas a cada motivo de viagem a partir do horário de ocorrência [18]. Com base nisso, obtém-se a janela de tempo para programar a recarga de cada VE.

Cada motivo de viagem e sua respectiva frequência são associadas a uma distância média percorrida, a qual é utilizada no cálculo da energia remanescente na bateria no instante de conexão [17]. Neste sentido, o estado de carga (SoC_n) remanescente na bateria de cada VE pode ser calculado considerando consumo (c_n) em kWh/km, distância percorrida (d_n) em km, frequência (f) e a capacidade da bateria (B_n) em kWh, de maneira individual para cada VE n em relação a um total de N VEs, conforme expresso em (1).

$$SoC_n = 1 - \frac{c_n \cdot d_n \cdot f}{B_n}, n = 1, \dots, N \quad (1)$$

Cada motivo de viagem é associado aos seus respectivos horários em que ocorrem. Desse modo, é possível fazer uso destas informações para estimar o padrão de conexão e desconexão dos VEs a partir das probabilidades de ocorrências,

com base nos dados coletados por CNT [18]. Essas probabilidades são descritas por números aleatórios a partir da aplicação do método de Monte Carlo, conforme descrito pelos passos do algoritmo supracitado, conforme descrito por Sausen et al. [17].

B. Usuários Irregulares

Embora grande parte dos motoristas siga um determinado padrão de mobilidade na maioria dos dias, o sistema de gerenciamento deve ser capaz de lidar com a característica estocástica de demanda dos VEs. Neste caso, a irregularidade dos usuários é tratada exclusivamente de maneira aleatória [15] e [16]. A característica estocástica de chegadas/partidas, o SoC inicial dos VEs, bem como o tipo e modelo de VE são estimados a partir de uma distribuição aleatória uniforme modelada dentro do intervalo [0,1].

C. Curva de Carga do Transformador de Distribuição

A partir de dados coletados em uma campanha de medidas de uma distribuidora do Sul do Brasil, é possível obter curvas típicas de demanda para transformadores de distribuição por meio da união da demanda dos consumidores conectados [22]. Estes, são estratificados em classes de consumo e as curvas típicas de demanda são obtidas, conforme Sausen et al. [17]. Neste caso, adota-se o transformador de 75 kVA pois é o mais comum para consumidores residenciais [22]. A curva típica de demanda para uma média de 50 consumidores residenciais conectados é apresentada na Fig. 2.

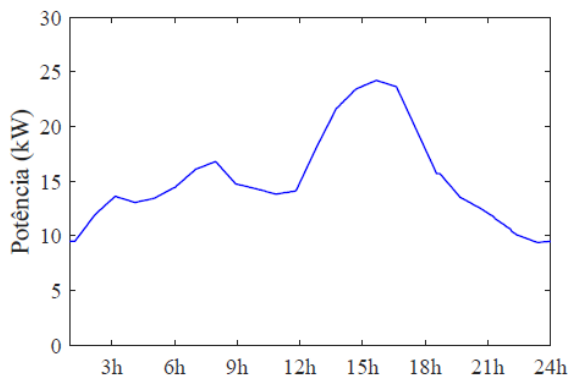


Fig. 2. Curva de carga do transformador de distribuição (base) [17].

IV. AGENDAMENTO DA RECARGA

Um algoritmo inteligente é projetado para coordenar a recarga entre todos os carregadores conectados ao transformador de distribuição. É assumido que o controlador armazena o horário de chegada e o SoC inicial das baterias, de modo que cada motorista informa suas necessidades em termos de SoC final no horário de partida desejado ao controlador central, o qual executa o algoritmo inteligente. Para que os VEs sejam carregados o mais rápido possível e o direito de recarga seja passado para outros VEs, a função objetivo visa maximizar taxas de carregamento, sem exceder limitações de potência do transformador de distribuição.

Conforme o direito de recarga é passado para outros VEs, mais participantes podem finalizar a recarga em menor tempo. A redução de custos operacionais aos usuários se dá a partir de

sinais tarifários, cuja análise visa a formulação de um índice de preferência para carregamento, conforme observado por Yao, Lim e Tsai [5]. Desse modo, quando os preços da energia são baixos, motiva-se o carregamento dos VEs. Neste caso, é adotada uma tarifa horária, denominada Tarifa Branca, disponível para consumidores residenciais no Brasil [21]. Além de satisfazer as necessidades de recarga com custo reduzido, o sistema é projetado para alocar a demanda da recarga nos períodos de menor demanda típica do transformador, caracterizando o principal diferencial deste para os demais algoritmos propostos pela literatura.

A função objetivo visa maximizar taxas de carregamento individuais dos VEs a partir de três coeficientes da função objetivo: (1) prioridades de carregamento; (2) preferência pelos preços da energia; e (3) preferência pelos horários de menor demanda no transformador de distribuição. A definição de prioridades a partir das preferências dos usuários garante a satisfação dos requerimentos de carregamento previamente ao horário de partida do dia seguinte. A priorização também é baseada em sinais tarifários a fim de preferenciar a aquisição de energia em períodos de tarifação favorável em prol da redução de custos. E por fim, a prioridade com base na demanda requisitada ao transformador de distribuição visa alocar a recarga em períodos com maior capacidade de potência disponível (i.e., menor demanda).

Um esquema de otimização é desenvolvido para coordenar o agendamento ótimo das recargas para $n = 1, \dots, N$ veículos. O problema de agendamento da recarga é abordado por janela de tempo, de modo que o período total disponível (H) para recarga durante o dia é uniformemente distribuído em um intervalo amostral (T_a) dentro de (J) intervalos, conforme (2).

$$J = \frac{H}{T_a} \quad (2)$$

Quando o VE n é conectado, uma variável binária auxiliar (α_n^j) indica o status de conexão/disponibilidade do carregador. Desse modo, entre os instantes de conexão (k_n^c) e desconexão (k_n^p) o parâmetro binário computa a ocupação de cada carregador n no instante de tempo atual j para $n = 1, \dots, N$ e $j = 1, \dots, J$, conforme indicado por (3).

$$\alpha_n^j = \begin{cases} 1, & \forall j \in [k_n^c, k_n^p] \\ 0, & \forall j \in [1, J] \setminus [k_n^c, k_n^p] \end{cases} \quad (3)$$

Além do status de conexão de cada ponto de recarga, o mecanismo de aquisição de dados deve computar a potência máxima admissível de carregamento para cada VE conectado. Tais propriedades são condicionadas a um entre dois fatores: limitações do VE, cujas características são relacionadas ao tipo, modelo e fabricante; ou limitações da estação de recarga, cujas características são relacionadas ao tipo de carregador e nível de carregamento disponível. Em termos práticos, caso a potência máxima admissível pelo VE seja superior a potência nominal da estação de recarga, a potência de carregamento é igual a última. Caso contrário, a limitação de potência ocorre pelo próprio VE.

Desse modo, quando a variável binária auxiliar (α_n^j) recebe o valor igual a 1, indicando a conexão de um VE, computa-se a

potência máxima admissível de carregamento ($P_n^{C,máx}$). Sendo assim, é definida uma variável para representar a taxa de carregamento (C_n^j) para cada carregador n no instante de tempo j , conforme (4).

$$C_n^j \leq \alpha_n^j \quad (4)$$

Portanto, a variável de decisão do problema de otimização é a taxa de carregamento, a qual deve ser maximizada a cada instante de tempo, respeitando as limitações impostas pela potência máxima do veículo, individualmente, e do transformador de distribuição para o conjunto de veículos em associação a demanda de base das unidades consumidoras.

A. Priorização do Carregamento

A fim de satisfazer os requerimentos de recarga para cada VE conectado, o controlador realiza a priorização da recarga, de modo que os VEs com maior necessidade em termos de energia e com menor tempo de permanência tenham preferência para recarga. Nessa conformidade, é definido um peso para denotar a prioridade de carregamento ($\rho_n^{C,j}$), considerando a capacidade de carregamento e o tempo restante do VE conectado ao carregador n no instante de tempo j , conforme (5). Considerando o SoC atual (S_n^j) do VE n , a capacidade de carregamento é dada em função da quantidade de SoC necessário para atingir o SoC desejado pelo usuário (S_n^f), além da capacidade da bateria (B_n) e da potência máxima admissível pelo VE ($P_n^{C,máx}$). O tempo restante (R_n^j) é dado pelo decremento entre o horário de partida (k_n^p) e o instante de tempo atual (j), conforme (6).

$$\rho_n^{C,j} = \begin{cases} \frac{B_n(S_n^f - S_n^j)}{P_n^{C,máx} R_n^j}, & \text{se } \alpha_n^j = 1 \\ 0, & \text{se } \alpha_n^j = 0 \end{cases} \quad (5)$$

$$R_n^j = k_n^p - j \quad (6)$$

O numerador de (5) representa a capacidade requerida para satisfazer o SoC desejado pelo usuário ao final do período de conexão. Isto é, a prioridade de carregamento ($\rho_n^{C,j}$) implica na energia máxima que pode ser demandada pelo VE a cada instante de tempo. Desse modo, pressupõe-se que quanto menor o SoC do VE n maior sua prioridade para carregamento. Da mesma forma, VEs com menor tempo de permanência possuem necessidades mais urgentes de recarga.

B. Preferência Pelo Preço da Energia

Ditado pela motivação econômica, além de completar todos requerimentos de carregamento dos VEs no menor tempo possível a partir das priorizações e da manipulação das taxas de carregamento, o algoritmo proposto se beneficia da variabilidade dos preços tarifários horários para minimizar os custos operacionais, com base nos preços praticados por ANEEL [21].

Em geral, mais VEs devem ser agendados para carregar durante a tarifa fora de ponta. Neste sentido, um parâmetro auxiliar é usado para quantificar o nível de preferência para

carregamento ($\tau_n^{C,j}$) dos VEs conectados em função da tarifa atual, conforme (7). Esse parâmetro é denotado pelos valores máximo ($T_{máx}$) e mínimo ($T_{mín}$) da tarifa, além do custo da tarifa atual (T^j) no instante de tempo j . Desse modo, (7) expressa maior valor de preferência para menores valores da tarifa atual, motivando o carregamento ao menor custo.

$$\tau_n^{C,j} = \begin{cases} \frac{(T_{máx} - T^j)}{(T_{máx} - T_{mín})}, & \text{se } \alpha_n^j = 1 \\ 0, & \text{se } \alpha_n^j = 0 \end{cases} \quad (7)$$

C. Preferência Pela Demanda do Transformador

Em função da demanda típica do transformador de distribuição, outro parâmetro auxiliar é projetado para motivar o carregamento dos VEs nos períodos de menor demanda das unidades consumidoras, com base na estimativa de [17]. Sendo assim, mais VEs devem ser agendados para carregar quando há maior capacidade de potência disponível no transformador. O parâmetro de preferência pelo carregamento em função da demanda do transformador ($D_n^{C,j}$) é expresso em (8). Esse parâmetro é denotado pelos valores máximo ($D_{máx}$) e mínimo ($D_{mín}$) da demanda típica, além do valor de demanda atual (D^j) no instante de tempo j .

$$D_n^{C,j} = \begin{cases} \frac{(D_{máx} - D^j)}{(D_{máx} - D_{mín})}, & \text{se } \alpha_n^j = 1 \\ 0, & \text{se } \alpha_n^j = 0 \end{cases} \quad (8)$$

Importa ressaltar que esses valores de demanda não consideram a demanda para a recarga de VEs, mas apenas os valores de base de consumo das unidades consumidoras [17].

D. Função Objetivo

A função objetivo consiste na otimização do agendamento das recargas para maximizar as taxas de carregamento dos VEs conectados, conforme equação (9). Os índices de prioridade de carregamento ($\rho_n^{C,j}$), preferência pelos preços de energia ($\tau_n^{C,j}$) e demanda do transformador ($D_n^{C,j}$) definem a programação individual de quando cada VE irá carregar, sem violar suas respectivas restrições. Essa formulação garante a satisfação das necessidades de recarga, uma vez que a função objetivo maximiza taxas de carregamento (C_n^j) para cada instante de tempo j , enquanto reduz os custos operacionais através da priorização dos preços tarifários.

$$\max \phi^k = \sum_{j=k}^J [\sum_{n=1}^N (C_n^j \cdot P_n^{C,máx} \cdot \rho_n^{C,j} \cdot \tau_n^{C,j} \cdot D_n^{C,j})] \quad (9)$$

O controlador maximiza a taxa de carregamento (C_n^j), especialmente durante intervalos de tempo com prioridade alta, tarifa baixa, e demanda do transformador reduzida, de modo que os VEs possam ter carga completa o mais rápido possível e o direito de carregar pode ser passado para outros VEs conectados. Essa prática segue de acordo com as prioridades calculadas a cada passo de tempo.

O objetivo de maximizar a taxa de carregamento individual de cada VE conectado no instante de tempo k é formulado como o produto entre prioridades de carga ($\rho_n^{C,j}$), preferência pelo preço da energia para carregamento ($\tau_n^{C,j}$), preferência pela

demanda do transformador ($D_n^{C,j}$) e capacidade máxima de potência que cada VE pode ser carregado ($P_n^{C,max}$) ao final do dia, para $n = 1, \dots, N$ e $j = 1, \dots, J$.

Neste sentido, devido ao fato da função objetivo ser de maximização, o maior resultado da multiplicação entre esses coeficientes irá determinar quando o VE carrega sua bateria, bem como define a taxa de carregamento (i.e., nível de potência) imposta a cada VE, respeitando as restrições do problema de otimização, conforme segue.

E. Restrições

As restrições do problema de otimização compreendem (a) limite de potência do transformador, (b) potência dos VEs e (c) SoC dos VEs. Restringe-se a potência máxima solicitada ao transformador ($P_{trafo}^{max,j}$) como instrumento de prevenção à sobrecarga para qualquer instante de tempo j , conforme (10). Desse modo, a soma entre as demandas de base (Db_n^j) e o somatório das demandas dos VEs, resultante da multiplicação entre a taxa de carregamento e a potência máxima admissível por cada VE ($C_n^j \cdot P_n^{C,max}$), devem ser menores ou iguais a potência nominal do transformador de distribuição.

$$Db_n^j + \sum_{n=1}^N (C_n^j \cdot P_n^{C,max}) \leq P_{trafo}^{max,j}, j = k, \dots, J \quad (10)$$

Essa restrição pode ser fixa ou variável no tempo para limitar a aquisição de energia em períodos de maior tarifação, dependendo da estrutura tarifária abordada. Neste caso, considera-se um valor fixo, pois é adotada a Tarifa Branca, a qual fatura apenas o montante de energia e não a potência [21].

Durante o processo de agendamento, a potência de carregamento deve ser manipulada sem violar a potência máxima admissível por cada VE (i.e., $P_n^{C,max}$), conforme (11).

$$C_n^j P_n^{C,max} \leq P_n^{C,max}, n = 1, \dots, N, j = k_n^c, \dots, k_n^p \quad (11)$$

O controlador deve receber informações para executar o agendamento. Dentre essas, no instante de conexão (k_n^c), computa-se o SoC inicial (S_n^i) de cada VE n , conforme (12).

$$S_n^j = S_n^i \text{ se } j = k_n^c, n = 1, \dots, N \quad (12)$$

O estado de carga atual (S_n^j) de cada VE conectado em qualquer instante de tempo j , denotado por (13), pode ser obtido considerando o SoC no passo de tempo anterior (S_n^{j-1}) e o incremento de SoC em decorrência do carregamento.

$$S_n^j = S_n^{j-1} + \frac{\eta \cdot P_n^{C,max} \cdot C_n^j \cdot T_a}{B_n}, n = 1, \dots, N, j = k_n^c, \dots, k_n^p \quad (13)$$

onde, η é a eficiência de carregamento; B_n é a capacidade da bateria, em kWh; T_a é o tempo amostral, em horas.

O SoC deve ser restringido nos seus limites extremos para fins de preservação de vida útil das baterias. Baterias de íons de lítio conectadas em série são propensas a serem sobrecarregadas, cuja descarga profunda resulta em vários efeitos colaterais, tais como degradação de capacidade e risco de curto circuito interno [23]. Desse modo, são estabelecidos limites superior (S_n^{max}) e inferior (S_n^{min}) de SoC para evitar a sobrecarga e a descarga profunda, respectivamente, conforme indicado por (14).

$$S_n^{min} \leq S_n^{j-1} + \frac{\eta \cdot P_n^{C,max} \cdot C_n^j \cdot T_a}{B_n} \leq S_n^{max} \quad (14)$$

A recarga de qualquer VE deve garantir um requerimento mínimo para sua próxima viagem. O usuário pode estabelecer tal requerimento, informando ao controlador no instante de conexão juntamente com o horário de partida desejado. Denotado como (S_n^p), indica o SoC mínimo de partida ao final do período em estacionamento, conforme equação (15).

$$S_n^{j-1} + \sum_{j=k}^{k_p} \left(\frac{\eta \cdot P_n^{C,max} \cdot C_n^j \cdot T_a}{B_n} \right) \geq S_n^p, n = 1, \dots, N \quad (15)$$

V. RESULTADOS

O algoritmo proposto manipula taxas de carregamento, conforme observado em [5], as quais também são governadas por sinais tarifários e prioridades de carregamento. Porém, neste caso, propõe-se um novo coeficiente da função objetivo, para que a demanda dos VEs ocorra em períodos de menor demanda, conforme observado na curva de carga do transformador de distribuição.

A segregação dos usuários da infraestrutura de recarga como regulares e irregulares visa compreender ambos os casos determinístico e aleatório para os instantes de conexão, desconexão e nível de carga (i.e., SoC) inicial dos VEs. Sendo assim, a Fig. 3 apresenta essas características, no qual é possível perceber a janela de tempo em que cada VE pode ser programado para executar a recarga, bem como o respectivo SoC de cada VE.

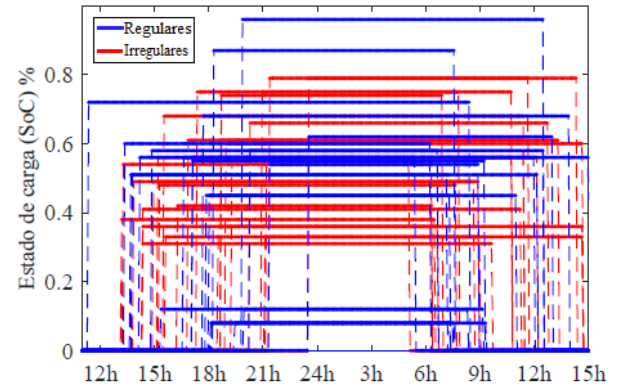


Fig. 3. SoC inicial e período de tempo disponível para a recarga dos VEs.

Foram considerados 50 veículos pois esse é o número médio de unidades consumidoras conectadas ao transformador mais comum de uma distribuidora localizada no Sul do Brasil, cuja potência nominal é de 75 kVA [22]. O horizonte de tempo é compreendido entre as 11 horas até as 15 horas do dia seguinte, pois essa apresentação contempla todas as oportunidades de carregamento, tanto para os VEs regulares quanto para os irregulares.

Tomando como base a recarga direta dos VEs, na Fig. 4 é apresentado o perfil de potência para a recarga completa com potência máxima (variando de 3,7 a 11 kW), além da demanda de base do transformador de 75 kVA. Importa ressaltar que o horizonte de tempo da Fig. 4 é de 24 horas pois, na estratégia de carregamento direto, inicia-se o carregamento no mesmo instante de conexão. Dessa maneira todos os carregamentos

seriam completados no mesmo dia.

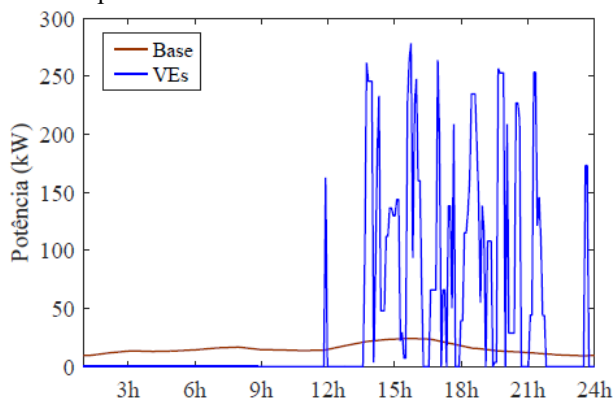


Fig. 4. Demanda do transformador de distribuição (base) e potência dos VEs.

Embora a demanda de base dos 50 consumidores conectados ao transformador é relativamente baixa, pois são oriundas de curvas típicas baseadas em valores médios, a demanda dos VEs ultrapassa consideravelmente a potência nominal de 75 kW, considerando um fator de potência unitário. Neste caso, a demanda das unidades consumidoras em associação a demanda para recarga dos VEs, resulta em um pico de 302,78 kW, indicando de maneira clara uma situação de sobrecarga.

Como solução, implementa-se o algoritmo de otimização proposto por meio da linguagem AMPL, cujos resultados são apresentados na Fig. 5. Trata-se de um problema de PLIM, solucionado através do solver BARON disponível no servidor NEOS [24]. A partir da formulação proposta, a estratégia de carregamento inteligente aloca a demanda dos VEs nos períodos de menor tarifa (7) e menor demanda de base no transformador de distribuição (6), de modo a completar os requerimentos previamente ao horário de partida, de acordo com as priorizações (5).

Observa-se que a demanda se situa abaixo do limite de 75 kW, conforme restrição imposta em (10). O carregamento mínimo é realizado naqueles períodos que correspondem a tarifas e demanda de base mais elevadas. Sendo assim, nestes períodos só ocorrem recargas necessárias para atingir o SoC desejado pelo usuário nos respectivos horários de partida indicados, conforme modelado por (15). O restante das atividades de carregamento são alocadas nos períodos de menor tarifa e demanda das unidades consumidoras, de maneira a efetivar a estratégia adotada com a formulação dos coeficientes da função objetivo. Sendo assim, o agendamento cumpriu os objetivos pretendidos com a formulação matemática proposta.

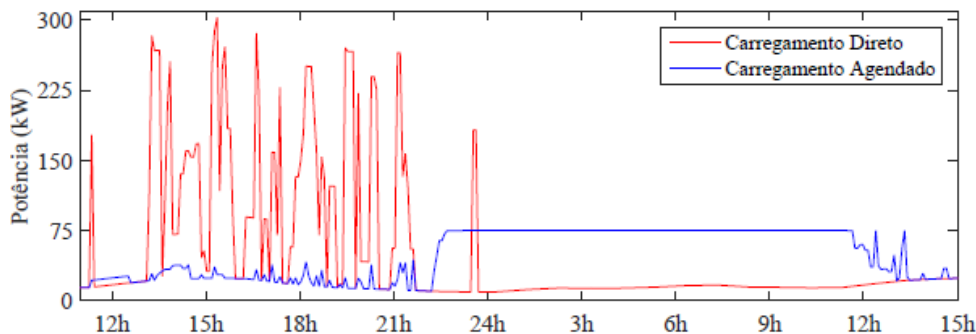


Fig. 5. Estratégia de carregamento direto vs. carregamento inteligente.

VI. CONCLUSÃO

A evolução de algoritmos de otimização e o aumento da comunicação entre os elementos dos sistemas de potência permitem que a recarga de VEs seja controlada em prol dos mais variados benefícios a operadores de rede e consumidores, de modo a reduzir as desvantagens técnicas da recarga simultânea. Além dos benefícios técnicos, vantagens econômicas relacionadas a variabilidade dos preços tarifários horários podem ser conquistadas a partir da correta modelagem matemática das variáveis que compõem o esquema de otimização da recarga.

Neste sentido, a partir da modelagem e avaliação do padrão de estacionamento e dos requerimentos energéticos de VEs em um sistema de distribuição residencial de baixa tensão, realizou-se o diagnóstico das preferências dos usuários e as características de consumo energético de modo a estabelecer diretrizes para o agendamento ótimo da recarga de VEs. O algoritmo projetado realizou a programação dos horários de execução e a priorização em função das preferências dos usuários, de modo a satisfazer os requerimentos de recarga com redução de custos, enquanto preservou limites de potência do transformador de distribuição.

O esquema de priorização se mostrou efetivo pois, todos os requisitos de carregamento são preenchidos previamente ao horário de partida dos VEs, conforme as preferências dos usuários. Observou-se que a potência alocada para o carregamento de VEs torna-se mais acentuada a partir do período em que a tarifa assume menores valores, próximo as 22h, motivando a economicidade da recarga. Da mesma forma, o coeficiente relativo a demanda de base do transformador priorizou o carregamento nos horários de menor demanda das unidades consumidoras. Sendo assim, a limitação de potência conforme a potência nominal do transformador foi respeitada de maneira efetiva.

Desse modo, além de satisfazer as necessidades de recarga ao menor custo e de maneira previa ao horário de partida do dia seguinte, previne-se a sobrecarga e a consequente substituição prematura do transformador de distribuição de modo a alocar a demanda dos VEs em períodos correspondentes ao de menor demanda das unidades consumidoras. Como forma de aprimoramento da metodologia proposta, futuramente a análise do descarregamento dos VEs pode ser considerada para contribuir com a redução de custos da recarga e redução dos picos de demanda no transformador de distribuição.

REFERÊNCIAS

- [1] IEA, International Energy Agency, “Global EV Outlook 2020”, Paris, 2018.
- [2] J. Axsen, S. Goldberg, J. Bailey, “Electrifying Vehicles: Insights from the Canadian Plug-in Electric Vehicle Study”, Simon Fraser University, Jul., 201 p, 2015.
- [3] INL, Idaho National Laboratory, “Plugged In: How Americans Charge Their Electric Vehicles”, pp. 1–24, 2015.
- [4] M. Amjad, A. Ahmad, M. H. Rehmani, T.; Umer, “A review of EVs charging: From the perspective of energy optimization, optimization approaches, and charging techniques”, *Transportation Research Part D*, vol. 62, pp. 386–417 Mar, 2018.
- [5] L. Yao, W. H. Lim, W. H. T. S. Tsai, “A Real-Time Charging Scheme for Demand Response in Electric Vehicle Parking Station”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 52–62, 2017.
- [6] Z. Xu, Z. Hua, Y. Song, W. Zhao, Y. Zhang, “Coordination of PEVs charging across multiple aggregators”, *Applied Energy*, vol. 136, pp. 582–589, 2014.
- [7] D. T. Nguyen, L. B. Le, “Joint Optimization of Electric Vehicle and Home Energy Scheduling Considering User Comfort Preference”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 188–199, 2014.
- [8] J. Meng, Y. Mua, H. Jia, J. Wub, X. Yu, B. Qua, “Dynamic frequency response from electric vehicles considering travelling behavior in the Great Britain power system”, *Applied Energy*, vol. 162, pp. 966–979, 2016.
- [9] J. Babic, A. Carvalho, W. Ketter, V. Podobnik, “Evaluating Policies for Parking Lots Handling Electric Vehicles”, *IEEE Access*, vol. 6, pp. 944–961, 2017.
- [10] N. G. Paterakis, M. Gibescu, “A methodology to generate power profiles of electric vehicle parking lots under different operational strategies”, *Applied Energy*, vol. 173, pp. 111–123, 2016.
- [11] J. F. Franco, M. J. Rider e R. Romero, “A Mixed-Integer Linear Programming Model for the Electric Vehicle Charging Coordination Problem in Unbalanced Electrical Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, pp. 2200–2210, 2015.
- [12] S. Vadi, R. Bayindir, A. M. Colak, E. Hossain, “A Review on Communication Standards and Charging Topologies of V2G and V2H Operation Strategies”, *Energies*, vol. 12, pp. 3748–3775, 2019.
- [13] J. Chynoweth, et al., “Smart electric vehicle charging infrastructure overview”, 2014 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2014, Washington, US, 2014.
- [14] Z. Wei, Y. Li, Y. Zhang, L. Cai, “Intelligent parking garage EV charging scheduling considering battery charging characteristic”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 3, pp. 2806–2816, 2018.
- [15] M. T. Turan, Y. Ates, O. Erdnic, E. Gokalp, J. P. S. Catalão, “Electrical Power and Energy Systems Effect of electric vehicle parking lots equipped with roof mounted photovoltaic panels on the distribution network”, *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 109, pp. 283–289, Janeiro, 2019.
- [16] W. Tushar, C. Yuen, S. Huang, D. B. Smith, H. V. Poor, “Cost Minimization of Charging Stations With Photovoltaics: An Approach”, *IEEE transactions on Intelligent Transportation Systems*, vol. 17, no. 1, pp. 156–169, 2016.
- [17] J. P. Sausen, A. R. Abaide, O. M. Adeyanju, J. L. Paixão, “EV Demand Forecasting Model Based on Travel Survey: a Brazilian Case Study”, *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America*, Setembro, 2019.
- [18] CNT, Confederação Nacional Do Transporte; NTU, Associação Nacional Das Empresas De Transportes Urbanos, “Pesquisa Mobilidade da População Urbana 2017”, Brasília, Agosto, 2017.
- [19] A. Mohamed, V. Shalehi, T. Ma, O. A. Mohammed, “Real-Time Energy Management Algorithm for Plug-In Hybrid Electric Vehicle Charging Parks Involving Sustainable Energy”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 2, pp. 577–586, 2014.
- [20] M. S. Kuran, L. Iannone, A. C. Viana, “A smart parking lot management system for scheduling the recharging of electric vehicles”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 2942–2953, 2015.
- [21] ANEEL, Agência Nacional De Energia Elétrica, “Resolução Homologatória no 2.272, de 18 de Julho de 2017”, Brasília, 2017.
- [22] DEMEL, Departamento Municipal de Energia de Ijuí, “Relatório campanha de medidas e caracterização da carga - 4CRTP”, Ijuí, RS, Brasil, 2016.
- [23] R. Guo, L. Lu, M. Ouyang, X. Feng, “Mechanism of the entire overdischarge process and overdischarge-induced internal short circuit in lithium-ion batteries” *Nature: Scientific Reports*, vol. 6, Jul., pp. 1–9, 2016.
- [24] J. Czyzyk, M. P. Mesnier, and J. J. Moré, “The NEOS Server”, *IEEE Journal on Computational Science and Engineering* vol. 5(3), pp. 68-75, 1998.



Jordan Passinato Sausen é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul (2016) com ênfases em Eletrônica, Automação e Sistemas de Energia. Possui Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria (2017) com ênfase em Sistemas de Energia. Desde 2018 trabalha em seu Doutorado em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Santa Maria. Vinculado ao Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP), desenvolve pesquisas relacionadas a recursos energéticos distribuídos, com foco no carregamento de veículos elétricos.



Alzenira da Rosa Abaide possui graduação, mestrado e doutorado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria. Atuou como projetista de redes de energia elétrica e como engenheira na Companhia Estadual de Energia Elétrica. É professora titular da UFSM, Centro de Tecnologia, Departamento de Eletromecânica e Sistemas de Potência. Colaborou como consultora para pesquisa e elaboração de documento técnico para o CGEE Centro de Gestão de Estudos Estratégicos para o Ministério de Ciência Tecnologia e Inovação (MCTI). É pesquisadora PQ - Produtividade em Pesquisa do CNPq e membro do IEEE Power & Energy Society e IEEE WiE Women in Engineering. Atua como coordenadora e pesquisadora em projetos de P&D ANEEL junto a empresas do setor elétrico desde 2003. Suas áreas de interesse são os Veículos Elétricos, geração de energia, planejamento, confiabilidade, smart grid e otimização. Vinculada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP) orienta doutorado e mestrado.