

Sistema de Gerenciamento de Energia para Estações de Recarga Rápida de Veículos Elétricos com Banco de Baterias e Geração Fotovoltaica

Gabriel A. Salvatti¹, Cassiano Rech¹, Emerson G. Carati², Ademir Toebe¹, Jonas M. da Rosa¹, Rafael C. Beltrame¹

¹Grupo de Eletrônica de Potência e Controle - GEPOC

Universidade Federal de Santa Maria - UFSM

Santa Maria, Brasil

²Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE

Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR

Pato Branco, Brasil

salvatti.gabriel@acad.ufsm.br, rech.cassiano@gmail.com, emerson@utfpr.edu.br,
ademir.eng.eletrica@gmail.com, jonas.menonrosa@gmail.com, beltrame@gepoc.ufsm.br

Resumo—Com a crescente ampliação de pontos para recarga rápida e o surgimento de veículos elétricos (EV) com potências de carregamento elevadas, o desenvolvimento de estratégias para contornar possíveis distúrbios na demanda se mostra necessário. Nesse contexto, esse trabalho propõe um algoritmo de gerenciamento de energia para uma estação de recarga rápida composta por uma única saída em corrente contínua (CC), um armazenador de energia (ESS) e uma fonte de geração fotovoltaica (PV). A estratégia de gerenciamento aplica a técnica de programação dinâmica (DP) para otimizar o perfil da potência ativa de carregamento do ESS e, assim, minimizar a transferência de potência no ponto de conexão comum (PCC) além de considerar o preço da energia. A proposta tem aspecto multiobjetivo ao buscar atender a demanda dos usuários e aproveitar a geração PV de maneira mais eficiente, ao mesmo tempo em que obtém lucro ao proprietário da estação através da injeção de energia na rede. Os resultados de simulação são apresentados na forma de fluxos de potência, e também uma análise comparativa é realizada considerando variações paramétricas no dimensionamento dos elementos da estação.

Palavras-chave—armazenador, estação de recarga rápida, gerenciamento de energia, otimização, veículos elétricos.

I. INTRODUÇÃO

A temática relacionada à veículos elétricos, do inglês *electric vehicles* (EV), vem cada vez mais ganhando espaço tanto no meio acadêmico quanto na indústria em geral [1], [2]. Muito disso vem em razão de incentivos governamentais provenientes de acordos climáticos voltados à redução de emissões de carbono [1], [3]; e também do aprimoramento de novas tecnologias de semicondutores e queda no preço de baterias, permitindo maiores densidades de energia e potências nominais de carregamento [1].

Veículos elétricos trazem muitos benefícios como mínima emissão de gases nocivos ao meio ambiente, além de maior eficiência em comparação com motores a combustão [4]. Por outro lado, alguns obstáculos surgem para a ampla massificação de EV, como a reduzida autonomia das atuais

baterias, o carregamento prolongado, além da baixa disponibilidade de estações de recarga [1], [4]–[6].

Uma solução para contornar a lentidão no carregamento é a utilização de estações de recarga rápida em pontos estratégicos, reduzindo o tempo de espera durante viagens, por exemplo. Contudo, um dos inconvenientes gerados por essas estações é a excessiva potência nominal requerida durante um curto período de tempo, as quais vêm sendo elevadas conforme as exigências por menores tempos de espera crescem [2], [5]. Estudos apontam um aumento de 150 GW em demanda adicional para a Europa no ano 2050 considerando a implantação de 80% da frota elétrica [7].

A geração distribuída (GD) vem como um auxílio para compensar essa alta demanda pontual, uma vez que a presença de geração fotovoltaica (PV) ocupa cada vez mais espaço na matriz energética [8]. Apesar disso, em razão da estocasticidade e o aspecto não despachável da fonte solar, torna-se pouco eficiente empregá-la diretamente para o suporte da recarga de EV. Dessa forma, a aplicação de sistemas de armazenamento de energia, do inglês *energy storage system* (ESS), surge como um recurso para contribuir com as estações de recarga rápida, tanto para o auxílio ao fornecimento de potência adicional, como para tornar a geração PV mais eficiente [4], [5], [9].

A maior flexibilidade proporcionada pela adição de ESS resulta em um gerenciamento mais complexo dos recursos da estação. Dessa forma se faz necessária uma estratégia de controle capaz de gerenciar de forma eficaz e garantir o fornecimento aos usuários da estação [2], [4], [9]–[11]. Nesse sentido, este trabalho propõe um algoritmo de gerenciamento de energia para uma estação de recarga rápida de saída em corrente contínua (CC) única, composta por geração PV e ESS. Com o objetivo de aproveitar os recursos de maneira mais adequada é aplicado um método de otimização para definir o perfil de carregamento do ESS, levando em consideração o equilíbrio de potência no ponto de conexão comum (PCC) e

o preço da energia.

O restante do artigo é organizado da seguinte forma: a Seção II apresenta a estrutura adotada para a estação juntamente com a modelagem dos elementos; na Seção III é explicada a estratégia de gerenciamento proposta; os resultados de simulação do fluxo de potência ativa e uma análise de perturbações paramétricas são mostrados na Seção IV; por fim, a Seção V conclui o trabalho.

II. ESTRUTURA DA ESTAÇÃO DE RECARGA RÁPIDA

Uma estrutura genérica com os conversores da estação de recarga rápida de uma saída CC, composta por ESS em conjunto com um arranjo PV é ilustrada na Fig. 1.

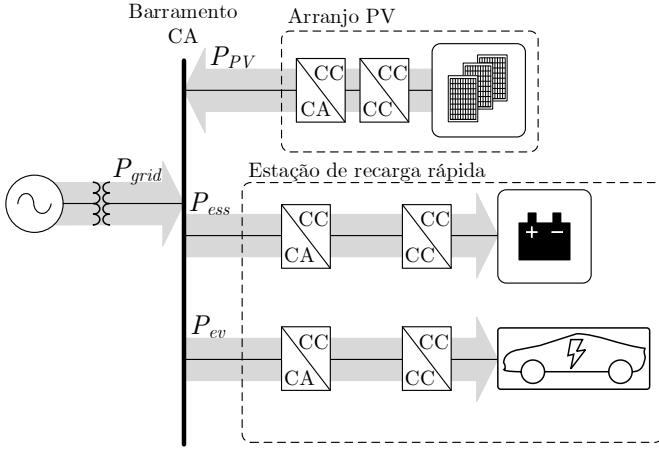


Figura 1: Estrutura genérica da estação de recarga rápida considerada.

Considerando os sentidos de fluxo definidos na Fig. 1, e ressaltando que o ESS tem característica bidirecional, é possível definir a equação de equilíbrio de potência no PCC dada por

$$P_{grid}(t) = P_{ev}(t) + P_{ess}(t) - P_{PV}(t), \quad (1)$$

em que P_{grid} representa a transferência de potência entre estação e rede; P_{ev} é a demanda solicitada pelo veículo; P_{ess} representa a potência do ESS a qual pode ser bidirecional, sendo nesse caso modelada como carga; e P_{PV} é a potência gerada pela fonte PV.

A. Modelagem dos elementos armazenadores de energia

Tanto o ESS como os EV podem utilizar a mesma abordagem para representação do comportamento das baterias, levando em conta a equação linear dada por

$$SOC_x[n+1] = SOC_x[n] + \eta_x \frac{P_x[n]\Delta t}{E_x}, \quad (2)$$

sendo que x pode estar relacionado com o ESS (ess) ou com o EV (ev). Portanto, $SOC[n+1]$ refere-se ao estado de carga (SOC) da bateria estimado para a próxima amostra de tempo n ; η e E dizem respeito ao rendimento do conversor e à capacidade da bateria x , respectivamente; $P[n]$ é a potência ativa de recarga; e Δt indica o intervalo de tempo, em horas.

Uma vez que (2) é uma equação linear que retrata a evolução do SOC durante o carregamento, deve-se impor algumas restrições para manter a variável de estado SOC dentro da região de operação adequada. Outra limitação refere-se à variável de controle P a qual deve respeitar o limite permitido pelos conversores. Assim, ambas restrições são dadas por

$$0 \leq SOC_x[n+1] \leq 1, \quad (3)$$

$$P_x = \begin{cases} P_x, & \text{se } 0 \leq SOC_x[n+1] \leq 1, \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (4)$$

Tanto as restrições da variável de estado quanto da variável de controle serão utilizadas no procedimento de otimização para limitar as soluções em uma região viável.

III. ESTRATÉGIA DE GERENCIAMENTO

A. Formulação da função objetivo

A abordagem do gerenciador proposto tem por objetivo disponibilizar a quantidade de energia solicitada pelo EV de forma a utilizar o ESS de maneira mais frequente, evitando a compra de energia diretamente da rede elétrica. Além disso, busca-se utilizar a potência gerada pela fonte PV de forma mais eficiente, uma vez que sem ESS a potência excedente é diretamente injetada na rede externa, subutilizando o potencial PV do próprio sistema.

Com a presença do ESS na estação uma maior flexibilidade pode ser atingida, permitindo-se o armazenamento da energia que seria injetada na rede e a reutilização dessa energia no carregamento do EV. Dessa forma, evitam-se picos de demanda provenientes da conexão e, em alguns casos, permite-se que o proprietário da estação alcance lucros com a venda da energia para a rede em momentos de maior preço energético. Para que esse processo possa ocorrer de forma mais apropriada, o gerenciador pode recorrer à alguma técnica de otimização a qual fornece os valores ideais de uma variável de interesse para minimizar uma função objetivo.

Neste trabalho a variável de controle de interesse ao gerenciamento é a potência de carregamento do ESS (P_{ess}), sendo que busca-se determinar um perfil de potência para a bateria ao longo do período de análise. A definição desses valores é orientada por uma função objetivo que, neste caso, leva em consideração o equilíbrio de potência no PCC, além da ponderação do preço da energia.

A função objetivo que se baseia nos fluxos de potência ativa indicados em (1) é definida por

$$J_{ess} = \min_{P_{ess}} \left\{ R_{soc}(t_f) + \sum_{t_m=t_0}^{t_f} [|R_{pcc}(t_m)| + \delta r_G(t_m) R_{pcc}(t_m)] \right\}. \quad (5)$$

Observa-se que a função J_{ess} proposta segue o padrão de trajetória de performance da teoria de controle ótimo apresentado em [12]. Dessa forma, J_{ess} é formada de termos responsáveis por determinar a progressão de controle que

resulte em uma trajetória admissível da variável de estado SOC_{ess} determinada pela planta em (2).

De maneira mais detalhada, a parcela R_{soc} refere-se somente ao instante t_f e está relacionada ao SOC no tempo final da janela de predição adotada, e é dada por

$$R_{soc} = \gamma [|SOC_{f,ess} - SOC_{ess}(t_f)|E_{ess}], \quad (6)$$

em que $SOC_{f,ess}$ indica a referência de SOC para o tempo final do período de otimização. A variável $SOC_{ess}(t_f)$ é o valor de SOC estimado para final do processo, o qual é estabelecido por (2); e o ganho γ pondera a influência dessa parcela na otimização. O termo R_{soc} se faz necessário em razão da técnica de otimização adotada a qual atua de forma regressiva a partir da posição final. Com isso, de forma geral a ação de controle vai procurar se aproximar do SOC de referência ao final do período de predição.

O termo R_{pcc} da eq. (5) refere-se propriamente ao equilíbrio de potência no PCC e é dado por

$$R_{pcc} = \delta [P_{ess,possible}(t_m) - \hat{P}_{PV}(t_m) + \hat{P}_{ev}(t_m)] \Delta t, \quad (7)$$

sendo que a variável $P_{ess,possible}$ representa um conjunto de potências possíveis que são verificadas individualmente e seus respectivos custos avaliados. A quantidade de valores analisados é determinada pelo nível de quantização utilizado, o que caracteriza a precisão do cálculo de otimização e também afeta o tempo de processamento. As variáveis \hat{P}_{PV} e \hat{P}_{ev} representam dados futuros de geração PV e demanda do EV conectado, respectivamente. A estimativa do perfil de potência do veículo é dada no instante de conexão à estação, e essa demanda é atualizada a cada passo de tempo Δt até o EV completar a recarga. Pela mesma razão da parcela R_{soc} , há um ganho δ responsável por ponderar a participação deste termo no processo de otimização.

Ainda sobre a eq. (5), é visto que um dos termos R_{pcc} é multiplicado pela curva de preço da energia representada por $r_G(t_m)$, permitindo-se avaliar de forma separada a influência econômica no perfil de carregamento, e assim ponderar a venda de energia para a rede. Já a utilização de módulo na parcela adjacente de R_{pcc} permite determinar um ponto mínimo correspondente a $|R_{pcc}(t_m)| = 0$; dessa forma a tendência do otimizador é anular a transferência de potência, priorizando o descarregamento do ESS quando há demanda do EV, ou o carregamento do ESS quando há excedente PV.

B. Método de otimização

Neste trabalho é aplicada a técnica de programação dinâmica, do inglês *dynamic programming* (DP), que utiliza o princípio de otimalidade o qual garante a resposta ótima para a lei de controle segundo uma função custo [12]. Neste método um conjunto de ações de controle $P_{ess,possible}$ é definido a fim de serem testados na função objetivo J_{ess} para cada valor do conjunto de estados possíveis $SOC_{ess,possible}$. Com isso, cada condição resulta em seu respectivo custo $J_{ess}(SOC_{ess,possible}[P_{ess,possible}])$. Esse processo de

obtenção do valor ótimo de potência pode ser descrito matematicamente da seguinte forma

$$\begin{aligned} J_{ess}(SOC_{ess,possible}[P_{ess,possible}]) &\geq \\ J_{ess}(SOC_{ess,possible}[P_{ess}^*]) &\rightarrow P_{ess}^*, \end{aligned} \quad (8)$$

em que o conjunto de potências é verificado e o valor que resultar no menor custo é determinado como potência ótima P_{ess}^* para um valor específico de $SOC_{ess,possible}$.

O método de cálculo do perfil de controle utilizando DP é dividido basicamente em duas etapas: uma primeira parte regressiva que se concentra em adquirir as matrizes $P_{ess,cost}$ e $P_{ess,control}$; e na sequência uma parte progressiva para o cálculo em si do perfil de carregamento otimizado P_{ess}^* .

A matriz de custo $P_{ess,cost}$ corresponde à $J_{ess}(SOC_{ess,possible}[P_{ess,possible}])$, isto é, representa os custos ótimos para cada ação de controle e cada variável de estado; e $P_{ess,control}$ indica a matriz das leis de controle correspondentes P_{ess}^* que resultam nos custos ótimos. Para o caso de um gerenciamento realizado de forma *offline* seria possível utilizar essas matrizes como *look-up tables*, entretanto foi optado pelo gerenciamento *online* devido à dinâmica da geração PV.

Na etapa progressiva determina-se o perfil de recarga P_{ess}^* considerando o SOC atual da bateria, com base nas matrizes $P_{ess,cost}$ e $P_{ess,control}$. Assim como ocorre na otimização proposta por [13], somente a primeira amostra de potência calculada no perfil P_{ess}^* é implementada no sistema em tempo real, o restante é descartado. Para trabalhos futuros estuda-se uma forma de utilizar a demanda restante da potência de recarga no cálculo dos demais ESS para estações com múltiplas saídas.

Esse procedimento de obtenção do perfil ótimo P_{ess}^* é realizado para cada instante de tempo Δt , considerando um horizonte de predição \mathcal{H} . Para evitar um tempo de processamento elevado, foi aplicado um horizonte \mathcal{H} fixo variando conforme o tempo atual t , também denominado *sliding window* [14] ou *rolling prediction* [13], [15]. Dessa forma é possível limitar o processamento conforme o intervalo estabelecido para o horizonte de predição. Relacionando-se com (5), nota-se que o período de predição pode ser escrito como $\mathcal{H} = t_f - t_0$, com t_m percorrendo cada passo desse intervalo. Para este artigo foi adotado uma janela de tempo de 1 hora, sendo que, quando o processo se aproxima do tempo final a janela reduz conforme o restante de tempo.

IV. RESULTADOS

Baseando-se na estrutura apresentada na Fig. 1, a seguir são apresentados alguns resultados aplicando o gerenciamento proposto para a estação de recarga. Inicialmente, os parâmetros e premissas utilizadas nas simulações realizadas no *software* Matlab são elencadas na Tabela I.

Por meio da Tabela I é possível observar os ganhos γ e δ relacionados aos termos da função objetivo J_{ESS} . As variáveis \mathcal{H} e N representam os intervalos em amostras da janela de predição e do período total de simulação, respectivamente. Os intervalos em amostras refletem a frequência de atuação a

Tabela I: Premissas do sistema e parâmetros para o gerenciamento.

Parâmetros do sistema de gerenciamento de energia			
γ	30	η_{ess}	94%
δ	50	$P_{ess,nom}$	50 kW
\mathcal{H}	60	Δt	1/60
N	1440	E_{ess}	300 kWh
$P_{ess,possible} - P_{ess,nom} \rightarrow P_{ess,nom}$		$P_{ess,values}$	61
$SOC_{f,ess}$	80%	$SOC_{ess,values}$	20

cada minuto do controle do gerenciador, como indicado pelo intervalo de discretização Δt correspondente à 1/60 hora. Em relação aos parâmetros do ESS, considera-se uma eficiência η_{ess} do conversor de 94% e, em um primeiro cenário, uma potência nominal de 50 kW e uma capacidade de 300 kWh. Para o processo de otimização é adotada uma faixa de $P_{ess,values}$ níveis de quantização percorrendo de $-P_{ess,nom}$ até $P_{ess,nom}$, e $SOC_{ess,values}$ níveis de quantização para avaliar o SOC do ESS.

As formas de onda da geração PV e a curva de preço adotada ao longo do dia analisado são apresentadas na Fig. 2. Os dados de geração têm um período de amostragem de 10 minutos e, como uma forma de aproximar os resultados à uma situação típica, notam-se quedas bruscas de geração comumente observadas na prática. O sistema PV foi dimensionado visando atender a capacidade de ao menos um EV, dessa forma foi estipulada uma geração máxima de 50 kWp, além de permitir demonstrar uma maior flexibilidade do gerenciador.

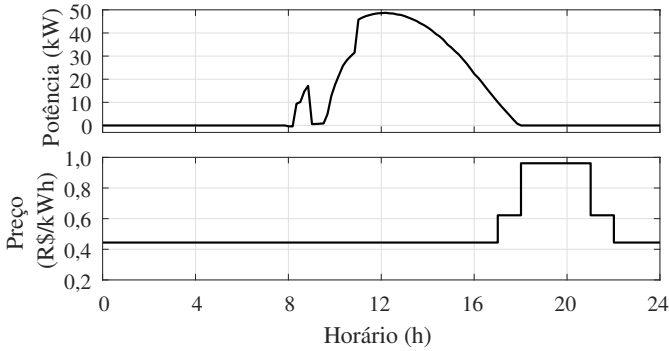


Figura 2: Formas de onda ao longo do dia da geração fotovoltaica com resolução de 10 minutos e a progressão do preço da energia elétrica utilizadas como parâmetros de entrada para o gerenciamento.

Cabe ressaltar que, uma vez que o gerenciamento necessita de dados futuros para uma janela de tempo \mathcal{H} , este trabalho adota os mesmos valores de geração PV mostrados na Fig. 2, porém decimados em intervalos de tempo de 30 minutos, como forma de adicionar um erro entre o valor estimado e obtido. Ao analisar a progressão de preço energético surge algumas regiões de interesse como o patamar mais caro, por exemplo, estipulando um intervalo que favorece a venda da energia do ESS para a rede.

Um cronograma com os horários de carregamento conside-

rados para cinco EV é apresentado na Tabela II. É interessante lembrar que se trata de uma estação de recarga com uma única saída, portanto não há carregamentos simultâneos no sistema proposto.

Tabela II: Cronograma dos horários de recarga e características gerais dos veículos considerados.

Veículo	Conexão (h)	Desconexão (h)	Potência Nominal (kW)	Capacidade (kWh)	SOC inicial (%)
EV ₁	7	10	50	50	25
EV ₂	10	12	50	50	25
EV ₃	13	15	150	150	25
EV ₄	18,5	20	50	50	25
EV ₅	20	22	150	150	25

Observa-se que potências nominais e capacidades distintas são levadas em consideração, destacando-se que o controle proposto é flexível quanto aos atributos individuais dos EV e tem aspecto genérico e adaptável às características de sistemas diversos. Como forma de padronizar a resposta dos veículos foram adotados os mesmos SOC iniciais.

Após destacar os parâmetros e premissas do sistema, são exibidos, na Fig. 3, os resultados da potência demandada na saída CC individual à cada EV e suas respectivas respostas de SOC, além da potência de carregamento e SOC do ESS.

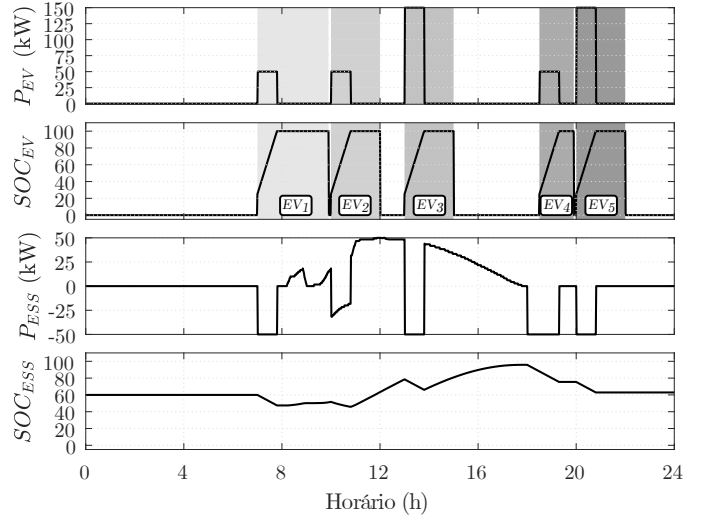


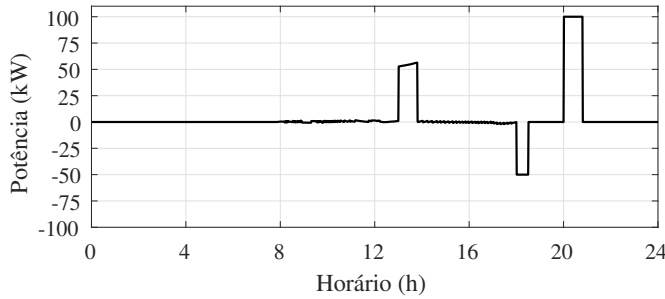
Figura 3: Resultado acumulado das potências de carregamento dos veículos e seus respectivos estados de carga; além da potência de carregamento e o estado de carga do ESS.

Primeiramente, analisando-se as curvas acumuladas de P_{EV} e SOC_{EV} , nota-se que todos os veículos foram atendidos pela estação independente da potência solicitada. Nos gráficos de P_{ESS} é possível observar os momentos em que o banco de baterias descarrega (P_{ESS} negativo) e quando carrega (P_{ESS} positivo); e em SOC_{ESS} verifica-se que a carga do ESS ocorre durante o excedente PV e a descarga é favorecida no período de maior preço, ou quando solicitada energia para algum EV.

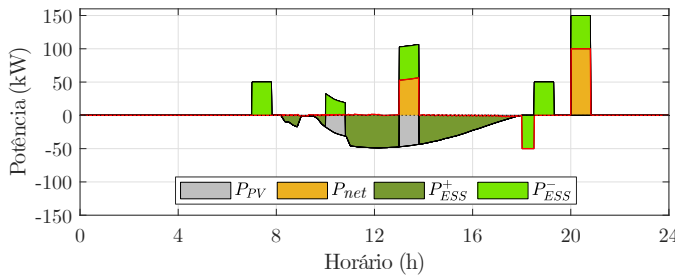
O comportamento do perfil de potência P_{ESS} observado está adequado com o que é determinado pela função objetivo.

Além disso, é possível identificar alguns modos de operação específicos para a estação, com base nos fluxos de potência entre os elementos. Esses modos de operação se mostram importantes para mapear o funcionamento do gerenciador, além de auxiliar na definição do controle em baixo nível. Como o foco deste trabalho está no controle supervisorio da estação de recarga, não são abordados os controles secundário e primário.

A Fig. 4(a) mostra o fluxo de potência resultante no PCC da estação de recarga com a rede, indicado pela variável P_{grid} em (1). Nesta curva os valores negativos representam injeção de potência excedente do armazenador ou da geração PV na rede, e valores positivos retratam consumo da estação solicitado à rede.



(a)



(b)

Figura 4: Fluxos de potência ativa: (a) resultante P_{grid} no PCC da estação com a rede, destacando que valores negativos representam injeção de potência excedente e valores positivos indicam importação de potência; (b) entre os elementos da estação de recarga rápida, com destaque para a linha em vermelho que representa a demanda resultante (P_{grid}) no PCC.

Para ilustrar melhor o comportamento do gerenciador, avalia-se o período em torno das 13 horas, relacionando-se com os resultados exibidos na Fig. 3. É possível aferir que toda a potência gerada pelo PV é utilizada para a solicitação de 150 kW do EV_3 , além disso foi necessário recorrer ao ESS e à rede para completar o fornecimento. Entretanto, uma vez que a potência nominal considerada para o conversor do ESS é 50 kW, observa-se que ainda podem ocorrer picos de demanda, por exemplo, por volta 20 horas em consequência da chegada do EV_5 de elevada potência nominal (150 kW).

Verifica-se uma injeção de potência a partir das 18 horas correspondente ao início do patamar mais elevado de preço energético, isso confirma a ação do gerenciador em vender a

energia acumulada no ESS durante o custo mais alto da rede. Estratégias que propõe formulação de curvas de preço, como vistas em [1], [16] e [17] podem ser soluções para controlar os picos e vales de demanda e assim tornar o consumo resultante mais uniforme.

Por fim, na Fig. 4(b) é mostrado o resultado dos fluxos de potência ativa detalhados para cada componente da estação. As áreas do gráfico destacam com maiores detalhes o percentual de potência consumida e fornecida na estação. Aqui a geração PV (P_{PV}) é retratada com sinal negativo indicando seu fornecimento de energia aos demais elementos. Visto que o armazenador tem característica bidirecional, seu resultado foi separado em duas partes: P_{ESS}^+ para o carregamento e P_{ESS}^- para o descarregamento. O fluxo P_{net} representa a demanda requisitada à rede caso as baterias ou os painéis não consigam completar a potência solicitada.

Nota-se que, para o EV_1 e EV_4 , o ESS é capaz de compensar toda a demanda requerida e, em torno das 10 horas, o PV e ESS realizam um carregamento compartilhado para o EV_2 . Para o EV_3 às 13 horas, o qual demanda uma potência de 150 kW, como anteriormente comentado, é necessário utilizar o banco de baterias para complementar a recarga, cuja parcela de contribuição pode ser identificada por P_{ESS}^- da mesma forma que ocorre para EV_5 . A injeção de potência na rede realizada pelo ESS também pode ser distinguida pela parcela P_{ESS}^+ , acima da curva vermelha de P_{grid} por volta das 18 horas.

De modo geral, aplicando o gerenciador na estação foi permitido reduzir o impacto provocado pela alta demanda de carregamento com a estratégia de utilizar o ESS como *backup* de recarga. Entretanto, esse processo é diretamente dependente da capacidade do banco de baterias, da potência máxima do seu conversor, e da disponibilidade de geração. O impacto no SOC do ESS para diferentes capacidades (50/150/300kWh), potências nominais (50/100/150kW), e dimensionamento da geração PV (12/50/75kWp) pode ser visto na Fig. 5.

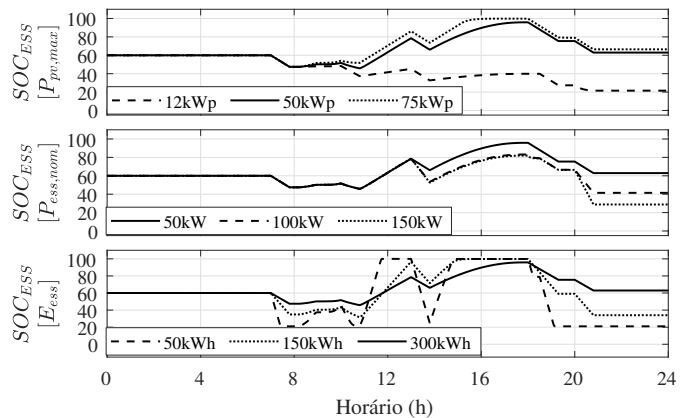


Figura 5: Análise do SOC do ESS para vários cenários modificando individualmente: a potência máxima da geração ($P_{pv,max}$), a potência nominal do conversor do ESS ($P_{ess,nom}$), e a capacidade do ESS (E_{ess}).

O cenário base utilizado anteriormente, formado por uma geração de 50kWp e ESS de 50kW/300kWh, é destacado nos gráficos pela linha contínua. Iniciando a análise por $P_{pv,max}$ verifica-se que, para uma situação em que os painéis não são capazes de fornecer energia suficiente ao ESS, a ponto de permitir sua recarga entre conexões de EV, ocorre um distanciamento da curva de SOC em relação ao caso base e ao cenário de elevada potência PV instalada. Esse é um resultado previsível uma vez que há um módulo na parcela de equilíbrio de potência da função objetivo, em que seu ponto mínimo corresponde à $|P_{grid}| = 0$. Desse modo, o gerenciador busca compensar o excedente utilizando-o para carregar o ESS, e assim se aproximando de uma transferência nula de potência no PCC.

Alterando a potência nominal $P_{ess,nom}$ não nota-se grandes modificações no perfil de SOC, somente uma maior utilização do ESS para os veículos de maior potência como é esperado. Já ao modificar a capacidade do banco de baterias observam-se mudanças significativas, visto que suas derivadas de carregamento são alteradas entre os casos. Tais ciclos de recarga impactam diretamente na vida útil do armazenador, dessa forma foi adicionado um limite mínimo de 20% ao SOC do ESS para limitar sua descarga. O correto projeto de dimensionamento da estação de recarga com ESS se mostra de extrema importância para permitir ao gerenciador aproveitar de maneira mais eficiente os recursos disponíveis. Para trabalhos futuros pretende-se incorporar o gerenciador em plataformas de *hardware-in-the-loop* (HIL) como forma de verificar a operação em tempo real, bem como aplicar em um protótipo de estação de recarga CC, o qual será desenvolvido por meio do programa Rota 2030.

V. CONCLUSÃO

Neste trabalho é proposto um gerenciador de energia para uma estação de recarga rápida de saída CC única, com ESS e geração distribuída fotovoltaica. A estratégia de gerenciamento utiliza o método de programação dinâmica com horizonte de predição fixo para otimizar o processo de definição de um perfil de potência ativa do ESS. A função objetivo proposta leva em conta o equilíbrio de potência no PCC, ponderando também o preço da energia.

O algoritmo desenvolvido foi aplicado para o período de um dia de simulação, e os resultados obtidos se mostraram adequados para o método proposto. A presença do gerenciador possibilitou um melhor aproveitamento da geração PV com uma estratégia de transferência de potência nula no PCC, e também permitindo a venda da energia em horário mais caro buscando lucro ao proprietário da estação. Uma análise para diferentes características do ESS e do PV também foi realizada com intuito de verificar a resposta do gerenciador e avaliar o grau de robustez frente a mudanças paramétricas. Dessa comparação conclui-se que o projeto de dimensionamento dos elementos da estação tem grande relevância, e deve-se levar em conta a demanda de potência distinta de alguns veículos. Uma sugestão para evitar o sobredimensionamento dos componentes da estação é utilizar estratégias de reconfiguração

para estações com múltiplas saídas para permitir ampliar a sua capacidade de fornecimento. Para etapas seguintes busque desenvolver o otimizador para múltiplas saídas e assim permitir essa funcionalidade.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES/PROEX) – Código de Financiamento 001, e também com o apoio da Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa – Fundep, Rota 2030 - Linha V.

REFERÊNCIAS

- [1] C. Fang, H. Lu, Y. Hong, S. Liu, and J. Chang, "Dynamic pricing for electric vehicle extreme fast charging," *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 531–541, 2021.
- [2] C. Leone, M. Longo, L. M. Fernández-Ramírez, and P. García-Triviño, "Multi-objective optimization of pv and energy storage systems for ultra-fast charging stations," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 14 208–14 224, 2022.
- [3] N. Bañol Arias, S. Hashemi, P. B. Andersen, C. Træholt, and R. Romero, "Distribution system services provided by electric vehicles: Recent status, challenges, and future prospects," *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, vol. 20, no. 12, pp. 4277–4296, 2019.
- [4] P. García-Triviño, J. P. Torreglosa, L. M. Fernández-Ramírez, and F. Jurado, "Decentralized fuzzy logic control of microgrid for electric vehicle charging station," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 6, no. 2, pp. 726–737, 2018.
- [5] S. Rivera and B. Wu, "Electric vehicle charging station with an energy storage stage for split-dc bus voltage balancing," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 3, pp. 2376–2386, 2017.
- [6] F. Tonioli Mariotto, "Localizações eficazes para estações de recarga de veículos elétricos no Brasil," Brasília, Tech. Rep., 2020.
- [7] European Environment Agency, *Electric Vehicles in Europe. European Environmental Agency Report No 20/2016*, 2016, no. 20.
- [8] V. T. Tran, M. R. Islam, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto, "An efficient energy management approach for a solar-powered ev battery charging facility to support distribution grids," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 6, pp. 6517–6526, 2019.
- [9] Q. Yan, B. Zhang, and M. Kezunovic, "Optimized operational cost reduction for an ev charging station integrated with battery energy storage and pv generation," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 2096–2106, 2019.
- [10] D. van der Meer, G. R. Chandra Mouli, G. Morales-España Mouli, L. R. Elizondo, and P. Bauer, "Energy management system with pv power forecast to optimally charge evs at the workplace," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 1, pp. 311–320, 2018.
- [11] G. A. Salvati, E. G. Carati, J. P. d. Costa, R. Cardoso, and C. M. Stein, "Integration of electric vehicles in smart grids for optimization and support to distributed generation," in *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, 2018, pp. 963–970.
- [12] D. E. Kirk, *Optimal control theory: An introduction*, 2nd ed. Mineola, New York: Dover Publications, Inc., 2004.
- [13] J. Hu, H. Zhou, Y. Li, P. Hou, and G. Yang, "Multi-time scale energy management strategy of aggregator characterized by photovoltaic generation and electric vehicles," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 727–736, 2020.
- [14] Z. Sun, Z. Wang, Y. Chen, P. Liu, S. Wang, Z. Zhang, and D. G. Dorrell, "Modified relative entropy-based lithium-ion battery pack online short-circuit detection for electric vehicle," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 8, no. 2, pp. 1710–1723, 2022.
- [15] Y. Hu, L. Yang, B. Yan, T. Yan, and P. Ma, "An online rolling optimal control strategy for commuter hybrid electric vehicles based on driving condition learning and prediction," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 65, no. 6, pp. 4312–4327, 2016.
- [16] Z. Ding, Y. Lu, L. Zhang, W.-J. Lee, and D. Chen, "A stochastic resource-planning scheme for phev charging station considering energy portfolio optimization and price-responsive demand," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, no. 6, pp. 5590–5598, 2018.
- [17] K. Chaudhari, A. Ukil, K. N. Kumar, U. Manandhar, and S. K. Kollimalla, "Hybrid optimization for economic deployment of ess in pv-integrated ev charging stations," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 1, pp. 106–116, 2018.