

## OTIMIZAÇÃO DO GERENCIAMENTO DE MICRORREDE PARA RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Erick Akio Nagata<sup>1,2</sup>, Marcos Julio Rider Flores<sup>2</sup>, Bruno Eduardo Carmelito<sup>1</sup>

<sup>1</sup> IFSULDEMINAS, Poços de Caldas/MG, Brasil, [erick.nagata@ifsuldeminas.edu.br](mailto:erick.nagata@ifsuldeminas.edu.br)

<sup>2</sup> UNICAMP, Campinas/SP, São Paulo, Brasil

### RESUMO

Microrredes tem se tornado cada vez mais presentes no sistema elétrico, uma vez que a geração distribuída e os sistemas de armazenamento têm evoluído e se tornado mais viáveis, proporcionando robustez e resiliência para as redes elétricas. Com o aumento da quantidade de veículos elétricos, as microrredes têm se tornado uma boa opção para reduzir custos de carregamento dos veículos, assim como reduzir o impacto na rede elétrica. Este trabalho apresenta a aplicação de técnicas de otimização para realizar o gerenciamento da alimentação de um eletroposto a partir de sistemas fotovoltaicos, banco de baterias e a rede de distribuição. A partir da otimização proposta é possível reduzir os custos de carregamento do veículo elétrico.

Palavras-chave: Veículos Elétricos. Microrredes. Otimização. Sistemas Fotovoltaicos.

### 1. INTRODUÇÃO

As microrredes se fazem cada vez mais presentes nos sistemas elétricos, sendo formada pela integração de cargas, geração distribuída e dispositivos de armazenamento de energia. Elas podem operar conectadas à rede principal e/ou ilhadas da rede, como uma fonte de energia autônoma (LIDULA; RAJAPAKSE, 2011).

O uso de baterias e sistemas fotovoltaicos para auxiliar na alimentação de eletropostos tem sido o tema de muitos estudos. No trabalho desenvolvido em ARIF et al. (2020) são apresentados os benefícios e impactos técnicos e econômicos de integrar um sistema FV e um sistema de armazenamento de energia em uma estação de recarga de ônibus elétrico na cidade de Auckland, Nova Zelândia.

O uso de inteligência e otimização na recarga de veículos elétricos também tem sido muito estudados. Em LI et al. (2020) apresenta-se um método de gerenciamento de uma microrrede composta de fontes renováveis e banco de baterias para funcionamento independente da rede. Para tal, utiliza-se o algoritmo de otimização *Backtracking Search Optimization* (BSO) para o agendamento a curto prazo de carregamento do veículo na microrrede.

O trabalho desenvolvido LAN et al. (2021) apresenta um método baseado em machine learning para o gerenciamento de energia em microrredes para reduzir o impacto do carregamento de ônibus elétrico no sistema elétrico.

Em SILVA et al. (2021), é apresentado um modelo de programação não linear inteiro mista para otimizar o gerenciamento de energia de uma microrrede composta por geração não renovável, baterias, sistema fotovoltaico e rede de distribuição para alimentação cargas e um eletroposto.

Tendo em vista a importância do tema estudado, este trabalho apresenta um método de programação linear inteiro mista para otimizar o custo de carregamento de veículos elétricos em uma microrrede composta por sistema fotovoltaico, banco de baterias e rede de distribuição.

## **2. TOPOLOGIA E CARACTERÍSTICAS DA MICRORREDE**

A microrrede utilizada como base para este trabalho foi construída na cidade de Poços de Caldas, MG, no campus da PUC Minas, onde foi construído um laboratório compartilhado com o IFSULDEMINAS como parte dos estudos do projeto de pesquisa e desenvolvimento da chamada 22/2018 da ANEEL que ambas as instituições estão participando, juntamente com a distribuidora de energia local, DME (Departamento Municipal de Energia). A microrrede possui os seguintes elementos: sistema fotovoltaico de 9,9 kWp; banco de baterias de chumbo ácido de 46 kWh; eletroposto de 22 kW; rede de distribuição.

Para fazer a conexão e gerenciamento dos componentes da microrrede, é utilizado o controlador da marca Victron®, modelo *Color Control*. Por meio desse controlador pretende-se inserir o sistema de otimização desenvolvido neste trabalho. Tal sistema é capaz de programar as próximas 24 horas do despacho de geração distribuída, carga e descarga do banco de baterias e utilização ótima da rede de distribuição.

## **3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA**

### **3.1 Modelagem**

O problema de otimização foi formulado no software AMPL, por meio das equações descritas a seguir.

A função objetivo minimiza o custo de recarga do veículo elétrico, considerando também os créditos gerados pelo sistema fotovoltaico quando a geração fotovoltaica for maior do que a demanda, sendo representada em (1):

$$\text{Minimizar: custo} = \delta \sum_{t \in T} c_t^{os} P_t^C - \delta \sum_{t \in T} c_t^{os} P_t^V \quad (1)$$

Sujeito às seguintes restrições:

$$P_t^S + P_t^{GD} - P_t^V = P_t^C + P_t^{AEe} - P_t^{AEi} \quad (2)$$

$$E_t^{AE} = E_{t-1}^{AE} + \alpha \delta P_t^{AEe} - \frac{\delta P_t^{AEi}}{\alpha} - \beta \delta E_t^{AE}, t > 1 \quad (3)$$

$$E_t^{AE} = E_t^{AE0} + \alpha \delta P_t^{AEe} - \frac{\delta P_t^{AEi}}{\alpha} - \beta \delta E_t^{AE}, t = 1 \quad (4)$$

$$0 \leq P_t^{AEi} \leq \bar{P}^{AE} e_t^{AE} \quad (5)$$

$$0 \leq P_t^{AEe} \leq \bar{P}^{AE} (1 - e_t^{AE}) \quad (6)$$

$$E_{min}^{AE} \leq E_t^{AE} \leq E_{max}^{AE} \quad (7)$$

$$P_t^V \leq P_t^{GD} \quad (8)$$

$$\sum_{t \in T} P_t^V \leq E_{max}^{EV} \quad (9)$$

$$E_t^{EV} = E^{EV0} + \delta P_t^{EV}, t = t_c \quad (10)$$

$$E_t^{EV} = E_{t-1}^{EV} + \delta P_t^{EV}, t_c < t < t_p \quad (11)$$

$$P_t^{EV} = \eta_{EV} P_t^C, t_c < t < t_p \quad (12)$$

$$0 \leq P_t^C \leq P_{max}^C, t_c < t < t_p \quad (13)$$

$$0 \leq E_t^{EV} \leq E_{max}^{EV}, t_c < t < t_p \quad (14)$$

$$E_t^{EV} = E_{max}^{EV}, t = t_p \quad (15)$$

$$P_t^S, P_t^V \geq 0 \quad (16)$$

$$e_t^{AE} \in \{0, 1\} \quad (17)$$

O significado de cada variável e parâmetro apresentado nas equações é descrito no Quadro 1, em anexo.

A restrição (2) modela o balanço de energia ativa na microrrede.

As restrições (3) e (4) modelam a energia armazenada no banco de baterias. A (4) é para a primeira hora do funcionamento do sistema e a (3) para as demais horas.

As restrições (5) e (6) modelam as potências ativas máximas de injeção e extração, respectivamente, do banco de baterias de tal forma que as baterias não possam estar injetando e extraíndo energia da microrrede ao mesmo tempo.

A restrição (7) modela a capacidade máxima e mínima de armazenamento de energia das baterias. A capacidade máxima é de 46 kWh e a mínima de 13,8 kWh (correspondente a 30% da máxima). Essa capacidade mínima foi determinada para evitar descargas profundas das baterias, o que reduziria seu tempo de vida.

A restrição (8) garante que o máximo de energia do sistema fotovoltaico que será exportada para a rede de distribuição corresponde à própria geração referente a hora analisada.

A restrição (9) limita a quantidade máxima de energia exportada pelo sistema fotovoltaico durante um dia, de tal forma que essa quantidade não seja maior do que o correspondente à capacidade máxima de energia do veículo elétrico, que é de 40 kWh. Essa restrição foi incluída para evitar o acúmulo de créditos de energia, pois a microrrede atende somente o eletroposto por enquanto, que inicialmente está sendo estudado para somente um veículo elétrico. Assim, se não houvesse esse limite, o modelo de otimização daria prioridade à exportação de créditos de energia ao invés de usar o sistema fotovoltaico para carregar as baterias quando a demanda fosse menor que a geração.

As restrições (10) e (11) modelam o estado de carga da bateria do veículo elétrico, sendo a (10) referente ao estado inicial e a (11) ao estado durante o período de carregamento do veículo.

A restrição (12) modela a potência do carregamento do veículo elétrico de acordo com o seu rendimento. A restrição (13) modela as potências mínima e máxima do eletroposto (carregador). A restrição (14) modela as energias mínima e máxima do veículo elétrico. A restrição (15) garante que quando o veículo elétrico terminar sua recarga ele esteja com as baterias com carga máxima.

A restrição (16) impõe limite mínimo de zero para as potências provenientes da subestação (rede de distribuição) e daquela exportada pelo sistema fotovoltaico para a rede.

A restrição (17) garante que a variável seja binária.

### 3.2 Dados

Os parâmetros utilizados no modelo matemático foram definidos de acordo com as características do problema e são descritos a seguir:

- $\delta$ : intervalo de tempo de 1 hora usado nos cálculos do modelo e referente ao tempo em que o modelo é recalculado durante o funcionamento do sistema
- $\overline{P}^{AE}$ : potência ativa máxima do armazenador, 10 kW
- $E_{max}^{AE}$ : energia máxima do banco de baterias, 46 kWh
- $E_{min}^{AE}$ : energia mínima do banco de baterias, 13,8 kWh (30% de 46 kWh)
- $E_t^{AE0}$ : energia inicial do banco de baterias, 20 kWh (definido aleatoriamente, mas deve ser fornecido pelo sistema)
- $\alpha$ : eficiência do banco de baterias, 90%
- $\beta$ : taxa de auto descarga das baterias em 1 hora, 0,01%
- $E^{EV0}$ : estado de carga da bateria do veículo elétrico quando ele chegar para carregar, 0 kWh
- $\eta_{EV}$ : rendimento do carregamento das baterias do veículo elétrico, 90%
- $P_{max}^C$  capacidade máxima do eletroposto (carregador), 22 kW
- $E_{max}^{EV}$ : capacidade máxima da bateria do veículo elétrico, 40 kWh

O preço da energia elétrica na localidade da microrrede é de R\$ 0,35086 no horário fora de ponta e R\$ 1,38329 no horário de ponta.

## 4. RESULTADOS

Os resultados deste trabalho foram obtidos por meio de simulação no software AMPL. A execução em tempo real na microrrede demanda de uma comunicação entre o computador que executa o software de otimização e o controlador principal da microrrede

através de uma rede Modbus. Neste caso, os cálculos de fluxo de potência são integrados no sistema de otimização.

A simulação considera um cenário em que a geração fotovoltaica precisa ser prevista para as próximas 24 horas. Isso pode ser feito via um sistema que analisa a previsão do tempo. As imprecisões da previsão do tempo podem ser reduzidas com o processo de execução da otimização a cada uma hora ou menos. A demanda de carregamento do veículo elétrico também é supostamente conhecida por meio de um sistema de agendamento de recarga, também com 24 horas de antecedência. Novamente, caso o veículo chegue para ser recarregado fora do horário previsto, o sistema utilizaria a rede de distribuição e/ou sistema fotovoltaico para carregar o veículo e recalcular o fluxo de potência na microrrede na próxima hora de execução da otimização.

Para gerar os resultados, foram considerados os dados de potência demandada pelo carregador (PC), geração fotovoltaica (PGD) e custo de energia em 24 horas (cOS) mostrados na Fig. 1. A geração fotovoltaica foi utilizada com base nas informações disponíveis no sistema supervisor da microrrede para um dia ensolarado. Portanto, são dados de geração reais. O custo de energia foi baseado nos valores da distribuidora local, DME, para horário de ponta e fora ponta do grupo A, modalidade tarifária verde.

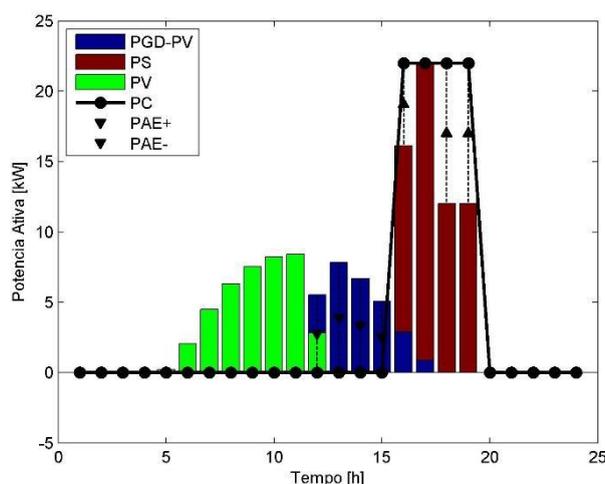
Figura 1. Dados utilizados para a simulação

param:	T :	PC	PGD	cOS :=
#		[kW]	[kW]	[R\$/kWh]
1	0.0000	0.0000	0.35082	
2	0.0000	0.0000	0.35082	
3	0.0000	0.0000	0.35082	
4	0.0000	0.0000	0.35082	
5	0.0000	0.2000	0.35082	
6	0.0000	2.0600	0.35082	
7	0.0000	4.4800	0.35082	
8	0.0000	6.3000	0.35082	
9	0.0000	7.5100	0.35082	
10	0.0000	8.2300	0.35082	
11	0.0000	8.4100	0.35082	
12	0.0000	8.3400	0.35082	
13	0.0000	7.8300	0.35082	
14	0.0000	6.6700	0.35082	
15	0.0000	5.0800	0.35082	
16	22.000	2.9000	0.35082	
17	22.000	0.8700	0.35082	
18	22.000	0.0000	1.38329	
19	22.000	0.0000	1.38329	
20	0.0000	0.0000	1.38329	
21	0.0000	0.0000	1.38329	
22	0.0000	0.0000	0.35082	
23	0.0000	0.0000	0.35082	
24	0.0000	0.0000	0.35082	

A Fig. 2 ilustra o fluxo de potência ao longo de 24 horas gerenciado pelo sistema de otimização para os dados da Fig. 1. A seta com linha tracejada para cima indica que a

bateria está sendo usada para alimentar o eletroposto. Se a seta estiver para baixo então o banco de baterias está sendo carregado. A energia fotovoltaica injetada na rede é representada na cor verde, a energia fotovoltaica consumida pela microrrede em azul, e a energia proveniente da rede de distribuição em magenta. A sigla "PC" corresponde à potência da carga (carregador). As abreviações também são explicadas detalhadamente no Quadro 1 dos anexos.

Figura 2. Fluxo de potência gerenciado pela metodologia de otimização proposta



Analisando a Fig. 2, verifica-se que durante a recarga, o banco de baterias, a rede de distribuição e o sistema fotovoltaico (até as 17 horas) estão sendo utilizados para alimentar o eletroposto. Pode-se observar também que, a partir do meio dia, o sistema começa a utilizar a geração fotovoltaica para carregar o banco de baterias para que seja utilizado no momento da recarga, de tal forma que uma hora antes da recarga o banco de baterias esteja em quase 100% de carga.

Verifica-se que por conta da diferença de custo da energia nos horários de ponta e fora ponta, o sistema tende a priorizar o carregamento das baterias antes do carregamento do veículo, de tal forma que a rede de distribuição seja utilizada o mínimo possível durante o horário de ponta. Isso também contribui para evitar sobrecarregar a rede de distribuição no horário de ponta.

O custo final da recarga (valor da função objetivo) ficou em R\$ 31,22.

Após o carregamento do veículo, as baterias estão com estado de carga no seu valor mínimo permitido pelo sistema de otimização (30% do máximo).

A mesma simulação foi feita novamente, porém alterando-se os dados de geração fotovoltaica. Foram utilizados dados da geração de um dia nublado e com chuvas principalmente à tarde. Os dados foram retirados também do sistema supervisorio da microrrede. A Fig. 3 ilustra o fluxo de potência ao longo de 24 horas gerenciado pelo sistema de otimização para os valores de geração fotovoltaica mostrados na Tabela 1.

Figura 3. Fluxo de potência para dia nublado/chuvoso

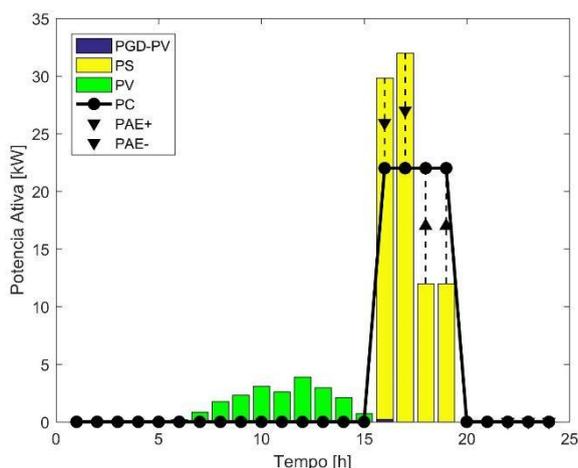


Tabela 1. Geração fotovoltaica para teste em dia nublado/com chuva

Hora	Geração Fotovoltaica (kWh)	Hora	Geração Fotovoltaica (kWh)
<b>6</b>	0,20	<b>12</b>	3,89
<b>7</b>	0,86	<b>13</b>	2,97
<b>8</b>	1,76	<b>14</b>	2,12
<b>9</b>	2,32	<b>15</b>	0,73
<b>10</b>	3,09	<b>16</b>	0,24
<b>11</b>	2,62		

De acordo com os resultados mostrados na Fig. 3, a geração fotovoltaica não foi suficiente para carregar o banco de baterias antes do carregamento do veículo elétrico. Assim, a partir das 16 horas o banco de baterias começa a ser carregado pela rede de distribuição para que possa ser utilizado a partir das 18 horas, quando começa o horário de ponta. Às 16 e 17 horas a rede está sendo utilizada para carregar as baterias porque fica mais barato do que utilizar mais energia da rede no horário de ponta.

Pela Fig. 3, verifica-se que o modelo de otimização prefere utilizar a geração fotovoltaica antes das 16 horas para gerar créditos de energia do que carregar as baterias, pois assim tem-se uma maior economia.

O custo final da recarga (valor da função objetivo) ficou em R\$ 47,60.

Em casos de erro da previsão de geração fotovoltaica (por meio da previsão do tempo) ou de uma recarga de EV fora do esperado (não agendada), o sistema de otimização pode operar inicialmente de forma não ótima, utilizando a alimentação do eletroposto unicamente da rede de distribuição, que seria garantido pela restrição (2). No entanto, na próxima hora o modelo seria calculado novamente com base nos dados atuais da microrrede, fazendo com que fosse adaptado para o novo cenário de geração fotovoltaica e/ou de demanda de recarga. Neste caso é possível estender a quantidade de intervalos de tempo para reduzir o intervalo entre uma execução e outra do modelo para que, por exemplo, a cada 15 minutos seja executado o modelo de otimização.

## 5. CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentado um modelo de otimização para fazer o gerenciamento de uma microrrede voltada para a alimentação de um eletroposto. Por meio de um sistema fotovoltaico, banco de baterias e a própria rede de distribuição, o modelo busca pela minimização do custo de recarga de um veículo elétrico.

A partir dos resultados obtidos, verificou-se que o modelo foi capaz de tomar as decisões de quando carregar o banco de baterias, seja por meio do sistema fotovoltaico ou pela rede de distribuição, assim como de quais fontes de energia usar para alimentar o eletroposto durante a recarga.

Como trabalhos futuros, sugere-se abordar a limitação principal do modelo desenvolvido, que é a necessidade da previsão de geração fotovoltaica e também de um agendamento prévio de 24 horas para realizar a recarga, conforme discutido na seção de resultados.

## 6. AGRADECIMENTOS

Este trabalho faz parte do projeto estratégico de pesquisa e desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica, “Desenvolvimento de Soluções Eficientes de Mobilidade Elétrica”, denominado “Poços+Inteligente”, que visa promover projetos de mobilidade elétrica no país. Os autores agradecem ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Sul de Minas Gerais - IFSULDEMINAS e à Operadora do Sistema de Distribuição Local, DME Distribuição S.A., pelo apoio.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LIDULA, N. W. A.; RAJAPAKSE, A. D. Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 15, n. 1, p. 186-202, 2011.

ARIF, Syed Muhammad et al. Plug-in electric bus depot charging with PV and ESS and their impact on LV feeder. *Energies*, v. 13, n. 9, p. 2139, 2020.

LI, Yong et al. Energy management of microgrid considering renewable energy sources and electric vehicles using the backtracking search optimization algorithm. *Journal of Energy Resources Technology*, v. 142, n. 5, p. 052103, 2020.

LAN, Tianze et al. An advanced machine learning based energy management of renewable microgrids considering hybrid electric vehicles' charging demand. *Energies*, v. 14, n. 3, p. 569, 2021.

SILVA, Jessica Alice A. et al. An optimal stochastic energy management system for resilient microgrids. *Applied Energy*, v. 300, p. 117435, 2021.

## ANEXOS E APÊNDICES

Quadro 1. Lista de abreviaturas

$c_t^{os}$	Custo do kWh
$P_t^c$	Potência do carregador (eletroposto)
$P_t^V$	Potência ativa vendida para a rede de distribuição
$P_t^S$	Potência ativa consumida da rede de distribuição
$P_t^{GD}$	Geração distribuída (sistema fotovoltaico)
$P_t^{AEe}$	Potência ativa de extração do banco de baterias
$P_t^{AEi}$	Potência ativa de injeção do banco de baterias
$E_t^{AE}$	Energia armazenada no banco de baterias
$\alpha$	Eficiência do banco de baterias
$\delta$	Intervalo de tempo de 1 hora
$\beta$	Taxa de auto descarga das baterias em 1 hora
$E_t^{AE0}$	Energia inicial do banco de baterias
$\bar{P}^{AE}$	Potência ativa máxima do armazenador
$e_t^{AE}$	Estado de operação do banco de baterias
$E_{min}^{AE}$	Energia mínima do banco de baterias
$E_{max}^{AE}$	Energia máxima do banco de baterias
$t_c$	Hora de chegada do veículo elétrico para recarregar
$t_p$	Hora de saída da recarga do veículo elétrico
$\eta_{EV}$	Rendimento do carregamento das baterias do veículo elétrico
$P_{max}^c$	Potência máxima do eletroposto