

GERENCIAMENTO DE ENERGIA EM UMA MICRORREDE ISOLADA COMPOSTA POR FONTES RENOVÁVEIS

Raisa Tatiana Ferreira – raisa.ferreira@aluno.ufes.br

Jussara Farias Fardin – jussara.fardin@ufes.br

Augusto C. Rueda-Medina – augusto.rueda@ufes.br

Universidade Federal do Espírito Santo, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. Este artigo apresenta um modelo de otimização para o gerenciamento de energia em uma microrrede composta por fontes energéticas renováveis. A microrrede em questão, correspondente a um eletroposto de carregamento de veículos elétricos, conta com painéis solares, turbinas eólicas, e um banco de baterias. As cargas consideradas são veículos elétricos que entram no eletroposto solicitando o carregamento de suas baterias e equipamentos de uma pequena loja de conveniência, localizada no próprio eletroposto. O objetivo principal desse gerenciamento é maximizar o fornecimento de potência ativa aos veículos elétricos e, simultaneamente, minimizar os momentos de interrupção do fornecimento de energia. Para isso, será necessário conhecer as condições de sol e de vento do local, além da previsão de carga. Será usado um algoritmo (com o auxílio de ferramentas computacionais) para lidar com o processo de tomada de decisões relacionadas às turbinas, aos painéis e às cargas. As implementações foram feitas em MATLAB, para modelagem das fontes de energia, e AMPL, para aplicação do algoritmo de otimização.

Palavras-chave: Energias renováveis, Gerenciamento, Microrrede

1. INTRODUÇÃO

Diversos estudos demonstram o impacto do uso de combustíveis fósseis no meio ambiente. Somado à crescente demanda energética, a necessidade de energia proveniente de fontes não poluentes se torna evidente. Partindo desse ponto de vista, o projeto de usinas geradoras próximas aos centros consumidores a partir de fontes renováveis é um modo de mitigar esses problemas. Uma microrrede pode providenciar um sistema de energia flexível e eficiente (Quoc *et al.*, 2016).

Considera-se como uma microrrede um sistema elétrico composto por pequenas unidades geradoras, de até algumas centenas de kW, conectados a um barramento de baixa tensão (da Silva, 2001). Ela pode ser isolada ou conectada à rede de distribuição. As características técnicas de uma microrrede isolada a tornam adequada para ser instalada em regiões remotas, afastadas da rede de energia, ou em áreas em que a conexão à rede não seja vantajosa (Quoc *et al.*, 2016). Devido à proximidade entre as fontes geradoras e as cargas atendidas, as microrredes apresentam perdas de transmissão reduzidas em comparação aos grandes centros geradores. Outras vantagens incluem a redução de emissões de gases do efeito estufa e a descentralização da geração de eletricidade, o que aumenta a confiabilidade do fornecimento de energia (Chowdhury, Chowdhury e Crossley, 2009).

Entretanto, o comportamento intermitente de algumas fontes renováveis (eólica e solar) e as variações de carga ao longo do tempo tornam a operação de uma microrrede um desafio. O gerenciamento de energia em uma microrrede tem sido o objeto de inúmeras pesquisas, e vários artigos tem sido publicados nesse âmbito (Tsioumas *et al.*, 2016; Liu *et al.*, 2017; Mueller e Kimball, 2017). Algumas ações de controle usadas para lidar com a imprevisibilidade de algumas fontes são a carga e descarga de elementos de armazenamento de energia (baterias, por exemplo) e a rejeição de cargas não-prioritárias (Jiang, Xue e Geng, 2013). O monitoramento das condições climáticas locais também é relevante, pois isto permite uma previsão sobre o desempenho das fontes renováveis. Informações meteorológicas podem ser obtidas a partir da série histórica local. Outro dado importante na execução de ações de controle é a previsão de carga. A geração de energia deve estar ajustada às demandas das cargas, por meio das ações de controle citadas, de outro modo, o sistema correria o risco de entrar em colapso (Chowdhury, Chowdhury, e Crossley, 2009).

O presente artigo propõe um modelo de otimização para o gerenciamento de energia em uma microrrede isolada. Na Seção 2, descreve-se com maiores detalhes o exemplo de microrrede a ser usada neste artigo. Na Seção 3, trata-se da modelagem do sistema, sendo que na subseção 3.5 será apresentado o objetivo do gerenciamento da microrrede. Já na Seção 4, serão expostos e analisados os resultados da modelagem proposto. Na Seção 5 apresenta-se da conclusão deste trabalho.

2. A MICRORREDE ISOLADA

A microrrede objeto de estudo nesse artigo está isolada da rede principal de distribuição. Além disso, ela é composta apenas por fontes renováveis (eólica e solar) e possui um sistema de armazenamento de energia, composto por um banco de baterias, para os momentos em que não há energia disponível suficiente vinda das turbinas eólicas e

dos painéis fotovoltaicos. As cargas consideradas são carros elétricos e equipamentos de uma pequena loja de conveniência. O esquema da microrrede descrita anteriormente, correspondente a um eletroposto, pode ser visto na Fig. 1:

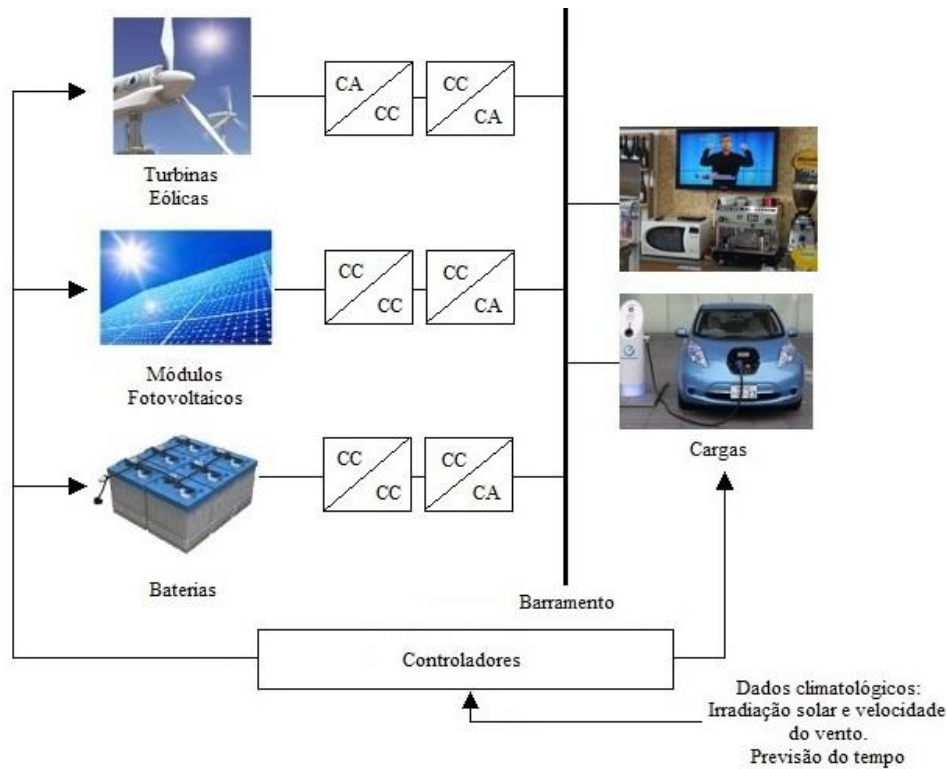


Figura 1 - A microrrede a ser estudada.

As turbinas eólicas (5, ao todo) têm a potência total nominal de 50 kW, sendo que cada uma delas têm potência nominal de 10 kW cada. Os painéis fotovoltaicos totalizam uma potência instalada de 30 kW. O banco de baterias é composto por 2 baterias de 48V, com capacidade de 130 kWh cada uma. Estão previstos 3 pontos de carregamento para os veículos elétricos.

Quando ilhadas, os controladores da microrrede devem manter o equilíbrio do fluxo de potência, de modo a atender as cargas críticas ou prioritárias (Michaelson, Mahmood e Jiang, 2017). As funções de controle devem responder rapidamente para que este equilíbrio seja estabelecido, pois a microrrede isolada não possui a mesma estabilidade do que a aquela conectada à rede de distribuição (Chowdhury, Chowdhury e Crossley, 2009).

Em outras palavras, o eletroposto deve atender ao balanço de energia representado na Eq. (1), correspondente ao balanço de potência ativa:

$$P_{pv} + P_{wind} + P_{bat} = P_{carga} \quad (1)$$

Sendo P_{pv} a potência proveniente dos painéis fotovoltaicos, P_{wind} a potência produzida pelas turbinas eólicas, P_{bat} a potência originária das baterias e P_{carga} a potência demandada pela carga. Todas as grandezas citadas na Eq. (1) estão em kW.

3. MODELAGEM DA MICRORREDE

3.1 Modelagem das turbinas eólicas

A energia gerada por cada turbina eólica pode ser expressa por:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad (2)$$

Sendo: ρ a densidade do ar (em kg/m³), A a área de abrangência das pás da turbina (em m²), V a velocidade do vento (em m/s) e C_p o coeficiente de potência.

O coeficiente C_p depende do ângulo de *pitch* das pás da turbina e da razão entre a velocidade das pás e do vento. Na literatura existem diversos modelos para o cálculo de C_p . Neste trabalho será utilizada a metodologia proposta por Tsioumas *et al.* (2016) conforme apresentado na Eq. (3):

$$C_p = 0,5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-5/\lambda_i} + 0,0068\lambda \quad (3)$$

com:

$$\lambda_i = \frac{1}{(\lambda + 0,08\beta)} - \frac{0,035}{(\beta^3 + 1)} \quad (4)$$

$$\lambda = \frac{\omega_m R}{V} \quad (5)$$

Sendo: β o ângulo de *pitch* das pás da turbina (em graus), e λ a razão entre a velocidade das pás e do vento, R o raio das pás (em m) e ω_m a velocidade angular das pás (em rad/s).

Para a faixa de velocidades $12 < V < 25$ m/s, a potência gerada pela turbina é limitada a 12,5 kW, de modo que o modelo seja equivalente à curva de potência do gerador eólico. Para velocidades iguais ou superiores a 25 m/s, a turbina deverá ser desligada, por questões de segurança.

Quando a velocidade do vento for inferior a 2,5 m/s (velocidade de *cut-in*), a turbina consumirá energia ao invés de contribuir para a geração. Uma escolha aparentemente lógica seria desconectá-la do sistema. Porém, se esse processo for realizado frequentemente, as partes mecânicas da turbina serão prejudicadas. Uma outra opção é deixar as turbinas no modo *stand-by* por curtos períodos de tempo, de modo a evitar maiores estresses mecânicos (Tsioumas *et al.*, 2016). Neste caso, a turbina eólica opera na região motora, passando a ser vista como uma carga no sistema.

3.2 Modelagem dos painéis fotovoltaicos

A potência gerada pelos painéis fotovoltaicos é calculada usando a Eq. (6), como apresentado em (Chauhan e Saini, 2014).

$$P_{pv} = G\eta_{pv}S \quad (6)$$

Sendo: G a radiação solar (em kW/m²), S a área da superfície dos painéis (em m²) e η_{pv} o rendimento da célula fotovoltaica.

O rendimento da célula fotovoltaica é função da temperatura da própria célula fotovoltaica, e pode ser calculado pelas Eqs. (7) e (8), conforme exposto pelos autores Skoplaki e Palyvos (2009):

$$\eta_{pv} = n_r [1 - b_{pv}(T_c - T_{ref})] \quad (7)$$

Com (Garcia e Balenzategui, 2004):

$$T_c = T_a + \frac{[G(NOCT-20)]}{0,8} \quad (8)$$

Sendo: n_r o rendimento da célula operando na temperatura de referência, b_{pv} o coeficiente de temperatura, T_{ref} a temperatura de referência, T_a a temperatura ambiente, T_c a temperatura da célula fotovoltaica, e $NOCT$ a temperatura normal de operação da célula fotovoltaica.

Assume-se, neste trabalho, que os painéis fotovoltaicos sempre operam no ponto de máxima potência, visto que os algoritmos de rastreamento do ponto máximo de potência operam de modo independente ao gerenciamento de energia do sistema (Barrios, 2015).

3.3 Modelagem do banco de baterias

Naturalmente, quando a energia proveniente dos ventos e do sol não for suficiente para suprir a demanda, a bateria, se estiver carregada, fornecerá a energia necessária às cargas. Nas ações de gerenciamento, o estado de carga da bateria desempenha um papel fundamental. De fato, a operação bem-sucedida de uma microrrede é altamente dependente da operação e controle adequados dos dispositivos de armazenamento de energia durante contingências (Chowdhury, Chowdhury e Crossley, 2009). Além disso, a profundidade da descarga durante cada ciclo de uso da bateria tem impacto em sua vida útil (Wang e Hong, 2015). Neste trabalho, o estado de carga (*SOC*) da bateria será limitado de acordo com a Eq. (9) a seguir:

$$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max} \quad (9)$$

Sendo que SOC_{min} é o estado de carga mínimo permitido para a bateria, e SOC_{max} é o estado máximo de bateria determinado.

A taxa de descarga/carga da bateria apresenta uma limitação, expressa na Eq. (10):

$$P_{batmin} \leq P_{bat} \leq P_{batmax} \quad (10)$$

3.4 Modelagem dos veículos elétricos

A taxa de carregamento dos carros elétricos também apresenta limites operacionais, de acordo com a Eq. (11):

$$0 \leq Pev_i \leq Pev_i^{max} \quad (11)$$

Com: $i = 1, 2, \dots, Nev$

Onde Pev_i é a taxa de carregamento, em kW, do veículo na tomada i , e Pev_i^{max} é a taxa máxima de carregamento do referido veículo, em kW. Nev é o número de tomadas destinadas ao carregamento dos carros elétricos.

A mudança na taxa de carregamento é representada pela restrição a seguir, a Eq. (12). Isso limita uma mudança brusca na potência entregue ao veículos, após cada intervalo de tempo t , o que condiz com a tecnologia atual de baterias (Richardson, Flynn e Keane, 2012).

$$Pev_i^{t-1} - \Delta \leq Pev_i^t \leq Pev_i^{t-1} + \Delta \quad (12)$$

Com: $i = 1, 2, \dots, Nev$.

Onde Δ representa a variação na taxa de carregamento, em kW. A taxa de carregamento no momento t não pode sofrer uma variação superior ao valor expresso por Δ , com relação ao momento anterior, $t-1$ (Garcia-Osorio e Medina, 2013).

3.5 Objetivo do modelo de otimização

Para o gerenciamento do sistema, optou-se em utilizar um algoritmo de otimização, após a elaboração de modelos nos softwares MATLAB (Higham e Higham, 2017) e AMPL (Fourer, Gay e Kernighan, 2003).

Com os dados de entrada, velocidade dos ventos e radiação solar, foi calculada a quantidade de potência disponível para as cargas, utilizando um *script* no MATLAB. Os resultados obtidos foram escritos em um arquivo de texto (extensão .dat), para serem exportados para o AMPL, onde ocorreu a aplicação do algoritmo de otimização linear. O objetivo da otimização é entregar a maior quantidade de potência ativa possível para os veículos elétricos conectados à microrrede, levando em consideração a demanda de outras cargas. Neste trabalho, os carros foram considerados como carga de potência constante, com fator de potência unitário.

A Eq. (13) representa a função objetivo do problema de otimização:

$$\sum_{i=1}^{Nev} Pev_i X_i \quad (13)$$

Sendo que X_i é zero quando não há carro elétrico conectado à tomada i , ou se a bateria do veículo foi totalmente recarregada. Quando há um veículo carregando, $X_i = 1$. Como foi dito anteriormente, Nev representa o número total de tomadas para o carregamento dos veículos elétricos. Nesse caso específico, há três tomadas.

Entretanto, neste trabalho, foi utilizada uma função objetivo modificada, que leva em consideração o estado de carga inicial do veículo elétrico (Richardson, Flynn e Keane, 2012; Garcia-Osorio e Medina, 2013):

$$\sum_{i=1}^{Nev} \left(1 - \frac{BSOC_i}{C_i}\right) Pev_i X_i \quad (14)$$

Sendo: $BSOC_i$ a energia armazenada na bateria (em kWh) do veículo i , e C_i a capacidade da respectiva bateria. A motivação por trás da alteração da expressão original, a Eq. (13), é priorizar os veículos com a bateria menos carregada (Richardson, Flynn e Keane, 2012).

O seguinte balanço de potência ativa deve ser respeitado:

$$\sum_{i=1}^{Nev} Pev_i = P_{wind} + P_{pv} + P_{bat} - P_{outras\ cargas} \quad (15)$$

Na Eq. (15), $P_{outras\ cargas}$ representa as cargas da loja de conveniência e os as turbinas eólicas, quando operam na região motora.

A otimização será feita utilizando o algoritmo *simplex*, implementado por meio de software.

4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados os resultados do algoritmo de otimização do carregamento de veículos elétricos, considerando todos os limites explicados anteriormente. O problema de otimização foi resolvido utilizando a linguagem AMPL, com o auxílio do *solver* MINOS (para a aplicação do algoritmo).

Para os testes, foi escolhido um período de 24 horas, com atualizações de medidas realizadas a cada 30 minutos.

Na Fig. 2, pode-se ver o gráfico relativo à velocidade dos ventos e à demanda das cargas da microrrede, excluindo os veículos (cargas relacionadas à loja de conveniência e à turbina eólica operando na região motora)

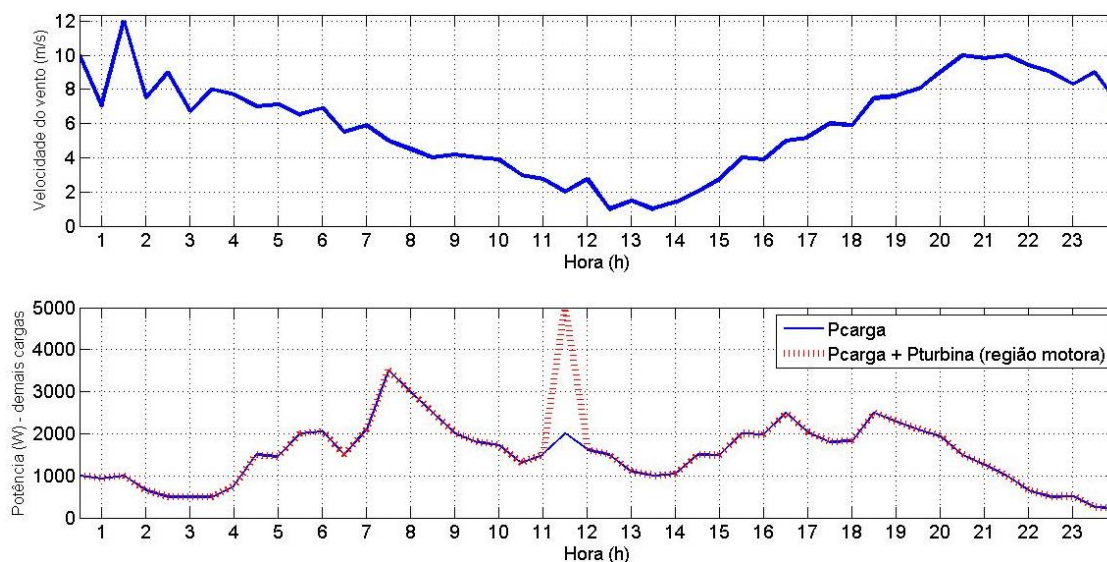


Figura 2: Velocidade do vento e demanda de cargas (exceto veículos elétricos).

Note-se que, às 11:30 h, a velocidade de vento está abaixo da velocidade de *cut-in*. Como no intervalo seguinte a velocidade de vento esperada está acima de 2,5 m/s, a turbina é colocada para operar na região motora. Com isso, há um acréscimo na demanda das cargas. Entre 12:30 h e 14:30 h, a velocidade do vento também está abaixo da velocidade mínima estabelecida. Entretanto, nesse caso, por se tratar de um período relativamente longo (superior a uma hora), as turbinas são desligadas. Logo, não há adição de carga ao sistema.

A Tab. 1 representa o uso das tomadas i do eletroposto por parte dos veículos elétricos. Se $X_i = 1$ ($i = 1, 2, 3$), então há algum veículo carregando na tomada i , caso contrário, se $X_i = 0$ então não há veículo carregando na tomada correspondente, ou ele foi completamente recarregado.

Tabela 1 – Uso das tomadas do eletroposto

Horário	Tomada X_1	Tomada X_2	Tomada X_3	Horário	Tomada X_1	Tomada X_2	Tomada X_3
0:00	0	0	0	12:00	1	0	1
0:30	0	1	0	12:30	1	0	1
1:00	1	1	0	13:00	0	0	1
1:30	1	1	0	13:30	0	0	1
2:00	1	1	0	14:00	0	1	0
2:30	1	1	0	14:30	0	1	0
3:00	1	1	1	15:00	1	1	0
3:30	1	1	1	15:30	1	1	0
4:00	0	0	1	16:00	1	0	1
4:30	0	0	1	16:30	1	0	1
5:00	1	1	1	17:00	1	1	1
5:30	1	1	1	17:30	1	1	1
6:00	1	1	1	18:00	1	1	1
6:30	1	1	1	18:30	1	1	1
7:00	1	1	0	19:00	0	1	1
7:30	1	1	0	19:30	0	1	1
8:00	0	1	0	20:00	0	1	0
8:30	0	0	0	20:30	0	1	0
9:00	0	0	0	21:00	1	0	0
9:30	0	0	0	21:30	1	0	0
10:00	1	1	0	22:00	1	0	0
10:30	1	1	0	22:30	1	0	0
11:00	1	1	1	23:00	0	1	0
11:30	1	1	1	23:30	0	1	0

A respeito dos limites operacionais mencionados na Seção 3, para o banco de baterias foi estabelecido $SOC_{min} = 0,2$ e $SOC_{max} = 1$, $P_{batmin} = -16kW$ e $P_{batmax} = 16kW$. Valores negativos indica que a energia das fontes renováveis está

sendo usada para a recarga das baterias do banco, e valores positivos indicam que o banco de baterias fornece energia às cargas conectadas à microrrede. Com relação aos carros elétricos, foi estabelecido $P_{ev}^{max} = 18\text{kW}$.

A Fig. 3 e a Fig. 4 representam a potência entregue aos veículos elétricos, P_{ev} , P_{ev2} e P_{ev3} , conectados à microrrede e o ciclo de carga e descarga do banco de baterias, respectivamente.

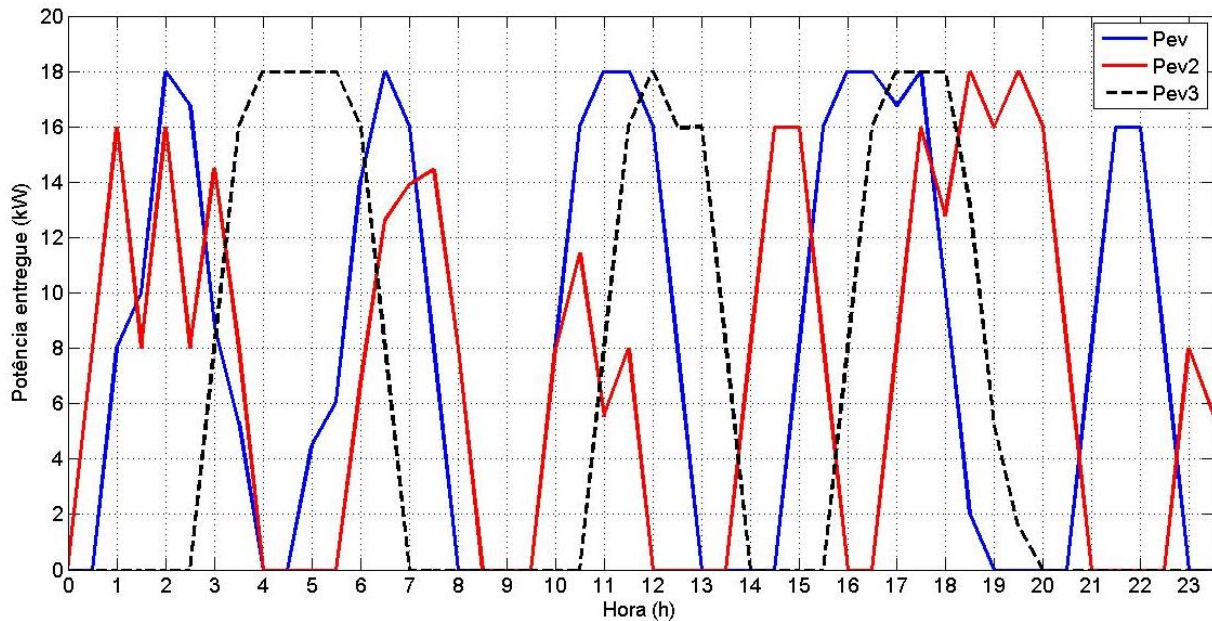


Figura 3: Carregamento dos veículos elétricos.

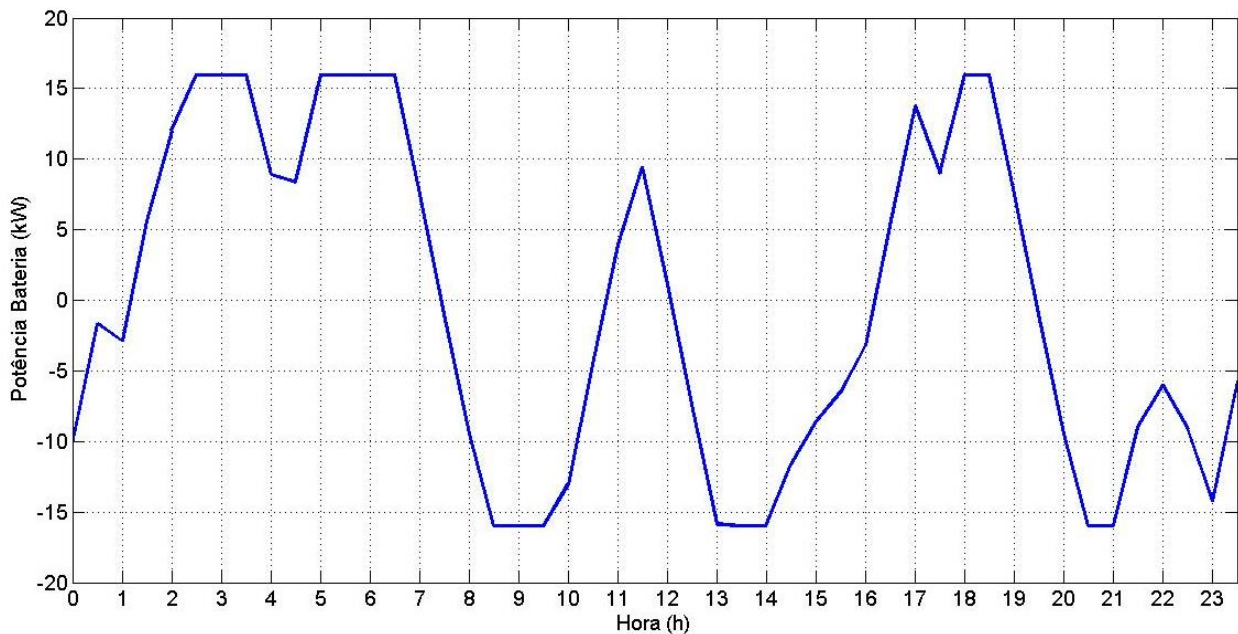


Figura 4: Ciclo de carga e descarga do banco de baterias da microrrede.

Observe que em nenhum momento a potência entregue aos veículos e a potência entregue ou recebida pelo banco de baterias ultrapassa os limites operacionais estabelecidos. Os veículos foram carregados normalmente (ou seja, não ocorreu rejeição de carga). As diferenças nos níveis de potência entregue é ocasionado por um fator de ponderação, para que veículos com *SOC* mais baixo tenham prioridade no carregamento de suas baterias.

O excedente de energia é usado para recarregar o banco de baterias. Esse banco é fundamental em alguns momentos noturnos e nos momentos de baixa velocidade dos ventos, para o atendimento das cargas.

5. CONCLUSÕES

A metodologia de otimização utilizada, considerando todos os limites operacionais e a microrrede utilizada, consegue carregar os veículos elétricos de modo eficiente. No trabalho em questão, todos os limites operacionais foram

respeitados e não ocorreram rejeições de carga: todos os veículos foram atendidos de modo satisfatório, mesmo nos períodos em que alguma fonte de energia não estava disponível. O banco de bateria garantiu a autonomia do sistema nos momentos em que havia pouca energia originária das fontes renováveis.

Conclui-se, então, que a metodologia utilizada é válida para determinar o carregamento ótimo de veículos elétricos em microrredes isoladas, desde que projetadas adequadamente.

REFERÊNCIAS:

- Barrios, P. P. V., 2015. Control and Energy Management System of a Microgrid Using Genetic Algorithm, Dissertação de Mestrado, Unicamp, Campinas.
- Chauhan, A., Saini, R.P., 2014. A review on integrated Renewable energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, Storage Options, Sizing Methodologies and Control, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 38, pp. 99-120.
- Chowdhury, S., Chowdhury, S.P., Crossley, P., 2009. Microgrids and Active Distribution Networks, IET, Gateshead.
- Fourer, R., Gay, D. M., Kernighan, 2003. AMPL: A Modelling Language for Mathematical Programming, Duxbury Press.
- Garcia, M. C. A., Balenzategui, J. L., 2004. Estimation of Photovoltaic Module Yearly Temperature and Performance Based on Nominal Operation Cell Temperature Calculations, Renewable Energy, vol. 29, n. 12, pp. 1997-2010.
- Garcia-Osorio, V. A., Medina, A. C. R., 2013. Optimal Charging of Electrical Vehicles Considering Constraints of Medium Voltage Distribution Network, 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, pp. 1-7.
- Higham, D. J., Higham, N. J., 2017. MATLAB Guide, Siam.
- Jiang, Q., Xue, M., Geng, G., 2013. Energy Management of Microgrid in Grid-Connected and Stand-Alone Modes. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, n. 3, pp. 3380-3389.
- Liu et al., 2017. Energy Sharing Management for Microgrids with PV Prosumers: A Stackelberg Game Approach. IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 13, n. 3.
- Michaelson, D., Mahmood, H., Jiang, J., 2017. A Predictive Energy Management System Using Pre-Emptive Load Shedding for Islanded Photovoltaic Microgrids, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 64, n. 7, pp. 5440-5448.
- Mueller, J. A., Kimball, J. W., 2017. An Efficient Method of Determining Operating Points of Droop-Controlled Microgrids. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. PP, n. 99, pp. 1-1.
- Quoc et al., 2016. Optimal Design Combined with Power Management for Stand Alone Microgrid, 2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON), pp. 1450-1455.
- da Silva, F. L., 2011. Análise do Desempenho de uma Microrrede com Múltiplas Unidades de Geração Distribuída, Dissertação de Mestrado, PPGEE, UFES, Vitória.
- Richardson, P., Flynn, D., Keane, A., 2012. Optimal Charging of Electric Vehicles in Low-Voltage Distribution Systems, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 1, pp. 268-279.
- Skoplaki, E., Palyvos, J.A., 2009. On the Temperature Dependence of Photovoltaic Module Electrical Performance: A Review of Efficiency/Power Correlations, Solar Energy, vol. 83, n. 5, pp. 614-624.
- Tsioumas et al., 2016. Energy Management and Power Control Strategy at the Low Wind Speed Region of a Wind Generation Microgrid, IECON 2016 – 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, pp. 4097-4102.
- Wang, T. H., Hong, Y. W. P., 2015. Learning based Energy Management Policy with Battery Dept-of-discharge Considerations, 2015 IEEE Global Conference on Signal and Information Processing, pp. 992-996.

Abstract. *This article presents an optimization model for the management of a microgrid powered by renewable energy sources. Solar panels, wind turbines and batteries are the components of the microgrid. The loads are electrical vehicles and devices from a small store.*

The main goal of this management is to maximize the power delivered to the electrical vehicles and, if possible, minimize the moments of energy shortage. In order to achieve that, it will be necessary to know the sun and wind local conditions and the load forecast. An algorithm will be used (deployed with computational tools) to deal with decisions related to solar panels, wind turbines and loads, considering some operational limits established in this paper. The model was simulated using the platform MATLAB (power sources modelling) and AMPL (for solving the optimization problem).

Considering the operational constraints, the optimization model efficiently delivers power to the electrical vehicles. In this work, there were no load rejections, even during the times when one of the renewable power sources was not available. The battery bank was responsible for the microgrid's autonomy during the moments of renewable power shortages.

Key words: Renewable energy, Management, Microgrid