

Estratégia de um sistema de armazenamento de energia com Múltiplas Usinas Virtuais de Energia

Laura M.M. Andrade* Rodrigo Fiorotti** Jair A.L. Silva***
Helder R.O. Rocha****

* Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, ES, (e-mail: laurandra5@hotmail.com).

** Departamento de Engenharia Elétrica, Instituto Federal do Espírito Santo, ES

*** Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, ES

**** Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, ES

Abstract: This paper propose a mode of sharing energy between multiple virtual power plant (MVPP), and the negotiation of the MVPP distributed and the decision-making model is established. A strategy was used to minimize the energy consumption from the electrical grid with the use of the energy storage system and then the economic viability of purchasing a battery was evaluated. The battery selected for the storage system at MVPP was the BYD Box Premium LVS 16, with a ten years return on investment. Also as a result, shared energy storage led MVPP to sell energy to the electrical grid, by R\$ 265.44 per day.

Resumo: O modo de compartilhamento de energia com múltiplas usinas virtuais de energia (MVPP) é proposto neste trabalho, e o modelo de tomada de decisão de negociação distribuída de MVPP é estabelecido. Foi utilizado uma estratégia para minimizar o uso da energia da rede elétrica com o uso do sistema de armazenamento de energia e em seguida avalia-se a viabilidade econômica na compra de uma bateria. A bateria selecionada para o sistema de armazenamento na MVPP foi a BYD Box Premium LVS 16, com o retorno do investimento em dez anos. Ainda como resultado, o armazenamento compartilhado de energia levou a MVPP a vender energia para rede elétrica, sendo este valor R\$ 265,44 diário.

Keywords: Virtual power plant; distributed generations; energy storage system.

Palavras-chaves: Usina virtual de energia; geração distribuída; sistema de armazenamento de energia.

1. INTRODUÇÃO

O crescimento demográfico culmina, com o passar do tempo, com o aumento da potência demandada das redes de distribuição e transmissão de energia, fazendo com que seja necessário investimentos nessas redes, assim como em novas formas de geração para suprir essa demanda adicional segundo Ackermann et al. (2001). Para amenizar esses problemas, surge a o conceito de Geração Distribuída (GD), caracterizado pela produção de energia próxima as cargas dos consumidores por meio de fontes renováveis de energia, reduzindo assim a necessidade do transporte de energia por longas distâncias segundo Ruiz et al. (2009) e Fiorotti et al. (2023). Em Singh et al. (2009), quando a geração de energia é mais próxima do consumidor, existe uma redução nas perdas de eletricidade nas linhas de transmissão.

Como a inserção de GD está em crescimento acelerado, segundo Mashhour and Moghaddas-Tafreshi (2010) os seus impactos nas redes têm sido cada vez mais estudados.

* O presente trabalho foi realizado com apoio do CNPq, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - Brasil.

Devido a esses impactos, a abordagem apresentada por Lombardi et al. (2009) na qual existe a necessidade de criar um sistema de distribuição de energia capaz de gerenciar os Recursos Energéticos Distribuídos (DER) e, provavelmente, dotados de sistemas de armazenamento de energia e cargas controláveis. Para enfrentar os desafios acima mencionados, inúmeras soluções foram propostas ao longo dos últimos anos, sendo uma delas a *Virtual Power Plant* (VPP), conhecida na língua portuguesa como Usinas Virtuais de energia elétrica.

A VPP incorpora no seu sistema uma variedade de DGs e um controle centralizado que gerencia a demanda de energia conforme Caldon et al. (2004). Além disso, segundo Rouzbahani et al. (2021), a VPP por meio dos seus prosumidores, auxilia-os na compra e venda de energia no mercado de eletricidade. Naval and Yusta (2021) descrevem que o prosumidor por si só não consegue atingir os pré-requisitos de se tornar em um novo integrante do mercado de energia e vender a sua energia excedente, porque a quantidade de excedente produzida é menor que a estabelecida pelo mercado de energia. Segundo Zhang et al. (2021) a solução mais plausível é associar com outros

prosumidores e serem gerenciados pela VPP, pois ganham escala, fato que permite melhores condições para vender os seus excedentes a um preço mais competitivo .

De acordo com Chen et al. (2022), para obter mais benefícios em um sistema composto por uma *Multi-VPP* (MVPP), conhecida como Múltiplas Usinas Virtuais, um *Shared Energy Storage System* (SESS) pode ser adotado de forma que seja armazenado a energia excedente dos prosumidores e vendida no mercado de energia em períodos de preços mais elevados . Os *Energy Storage Systems* (ESS) incentivam a utilização cada vez maior de Energia Renovável (ER), pois através dos seus sistemas de controle, o gerenciamento energético entre a demanda e a oferta obtém melhores retornos financeiros quando comparados aos sistemas compostos apenas por ERs segundo Jo and Park (2020).

Alguns trabalhos na literatura consideraram estratégias de gerenciamento de uma bateria relacionada a um Sistema de Armazenamento de Energia em uma VPP. Em Chen et al. (2022), foi desenvolvido um método de teoria dos jogos baseado no mecanismo de compartilhamento para explorar o efeito do armazenamento compartilhado de energia em MVPPs. Em Shafiekhani et al. (2022), é proposto uma VPP com programação de seus componentes para atuar no mercado do dia seguinte. O objetivo da programação é a minimização de emissões e a maximização do lucro. O artigo Cao et al. (2022) investiga MVPPs para coordenar, em tempo real, a troca de energia, considerando incertezas de energia renovável e carga. A estratégia de escalonamento é feita em dois estágios, visando a operação econômica da VPP. Em Ullah and Hassanin (2022), é estudado o impacto do uso de resposta à demanda e sistema de armazenamento de energia de bateria no mercado interno de eletricidade de uma VPP, bem como a análise da minimização de custos do ponto de vista da concessionária. Por fim, em Roozbehani et al. (2022), é apresentado o desempenho com diferentes condições e estratégias de operação da VPP em diferentes mercados, além da comparação de diferentes métodos de planejamento para VPP.

A principal contribuição deste trabalho é propor uma estratégia de gerenciamento da bateria de uma MVPP de forma a definir qual é o momento apropriado para o carregamento ou descarregamento da bateria, levando em consideração a oscilação dos preços da energia da rede elétrica ao longo do dia. O restante deste artigo está organizado da seguinte forma: na Seção 2, é formulado o diagrama do sistema composto por uma MVPP e um SESS. Na Seção 3, são apresentados os modelos matemáticos e as estratégias de operação do SESS e da MVPP. Os resultados da simulação são apresentados na Seção 4. Por fim, na Seção 5, são apresentadas as conclusões.

2. ESTRUTURA DA VPP

A Figura 1 apresenta a estrutura do sistema proposto da MVPPs constituído por quatro VPPs principais, sendo que cada VPP é composta por quatro residências com geração fotovoltaica. Todos as VPPs tem como prioridade o atendimento das cargas residenciais que fazem parte do seu monitoramento, já o operador MVPP central monitora cada VPP e o SESS, além de ser responsável de centralizar todas informações e pela compra e venda de eletricidade

entre as VPPs. A energia excedente das VPPs pode ser armazenada no SEES ou ser vendida para a rede elétrica e/ou mercado de energia quando for benéfico para todas as VPPs.

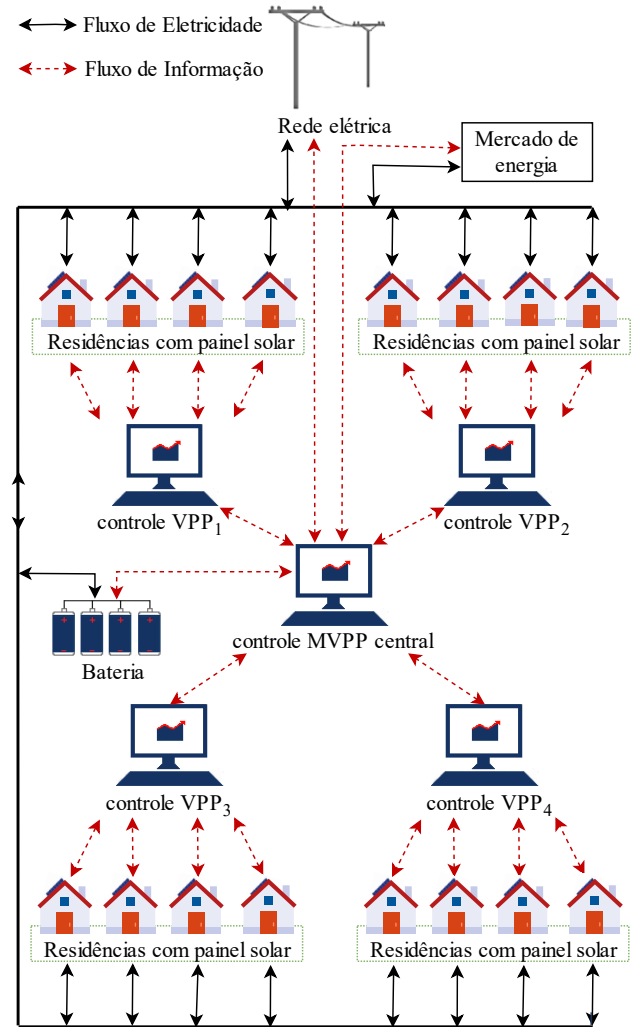


Figura 1. Estrutura do diagrama da MVPP.

3. MODELO MATEMÁTICO

3.1 Modelagem do sistema de armazenamento de energia

O sistema de armazenamento de energia utilizado neste trabalho é composto por um banco de baterias, cuja finalidade é armazenar a energia excedente vinda das VPPs nos momentos em que a energia gerada é maior que a demanda de carga. Quando a produção de energia renovável não consegue atender a toda a carga, a MVPP deve optar entre atender a potência demandada residual com a energia armazenada na bateria ou importar da rede elétrica, sendo esta escolha influenciada pelo preço momentâneo da energia elétrica. A Figura 2 descreve um algoritmo para gerenciar a energia do sistema de armazenamento representadas em Rocha et al. (2021), enquanto em (1), (2), (3), (4) e (5) representam o modelo matemático de carga e descarga da bateria, assim como suas restrições operacionais descritas em Sadeghian et al. (2019):

$$Ebat(t) = Ebat(t - 1) + \eta_{bc}Pbc(t) - \left(\frac{Pbd(t)}{\eta_{bd}} \right) \quad (1)$$

$$Ebat_{\min} \leq Ebat(t) \leq Ebat_{\max} \quad (2)$$

$$0 \leq Pbc(t) \leq Pbc_{\max} \quad (3)$$

$$0 \leq Pbd(t) \leq Pbd_{\max} \quad (4)$$

$$Ebat(0) = Ebat_{\min} \quad (5)$$

Com base nessas relações, $Pbc(t)$ é a potência do modo de carga da bateria na hora t em kW, Pbc_{\max} é a potência máxima do modo de carga da bateria em kW, $Pbd(t)$ é a potência do modo de descarga da bateria na hora t em kWh e Pbd_{\max} é a potência máxima do modo de descarga da bateria (kW). $Ebat(t)$ corresponde a energia armazenada na bateria na hora t em kWh que, por restrições operacionais, deve sempre se manter entre a quantidade mínima de energia $Ebat_{\min}$ em kWh e a quantidade máxima de energia $Ebat_{\max}$ em kWh. Por fim, η_{bc} e η_{bd} representam a eficiência de carga e descarga da bateria em %, respectivamente.

3.2 Estratégia de gerenciamento da bateria

A GD de cada residência da MVPP é usada para alimentar as cargas, porém quando a geração é maior que o consumo, a energia excedente é vendida para VPP, que por sua vez, verifica dentro do seu sistema a necessidade do uso dessa energia de por outra SH. Caso a VPP tenha ainda excesso de energia, ela é enviada para a MVPP, ao qual possui duas opções: armazená-la na bateria para ser usada posteriormente em um período em que a energia da distribuidora é elevada, ou injetar na rede da distribuidora. Assim sendo, essa subseção descreve as etapas que constitui o módulo de gerenciamento do SESS para a redução do custo da energia como pode ser visto na Figura 2.

No geral, a bateria deve ser carregada em períodos que exista geração excedente para, posteriormente, ser descarregada nos períodos de maiores preço ($HP = 1$), cuja finalidade é diminuir ao máximo o custo da tarifa de energia, além de garantir que as restrições descritas em (2) a (4) sejam atendidas para evitar acidentes e preservar sua vida útil.

O gerenciamento do uso da bateria depende de quatro parâmetros principais: $Pdiff$ que é a diferença da potência entre a demanda de carga da residência e a gerada pela sua respectiva GD, HP que indica o horário de ponta onde a tarifa é mais cara, $Ebat$ que é a energia armazenada na bateria, σ que representa a taxa de auto descarga da bateria. Os subprocessos que determinam a configuração do uso da bateria ligada a rede da concessionária de energia inicia verificando a demanda líquida da MVPP que é a diferença entre a demanda de carga das residências e a potência gerada pela seu sistema de energia renovável.

Se a demanda for menor que a geração de energia renovável, verifica-se se a energia que a bateria consegue armazenar é maior ou igual à energia excedente produzida

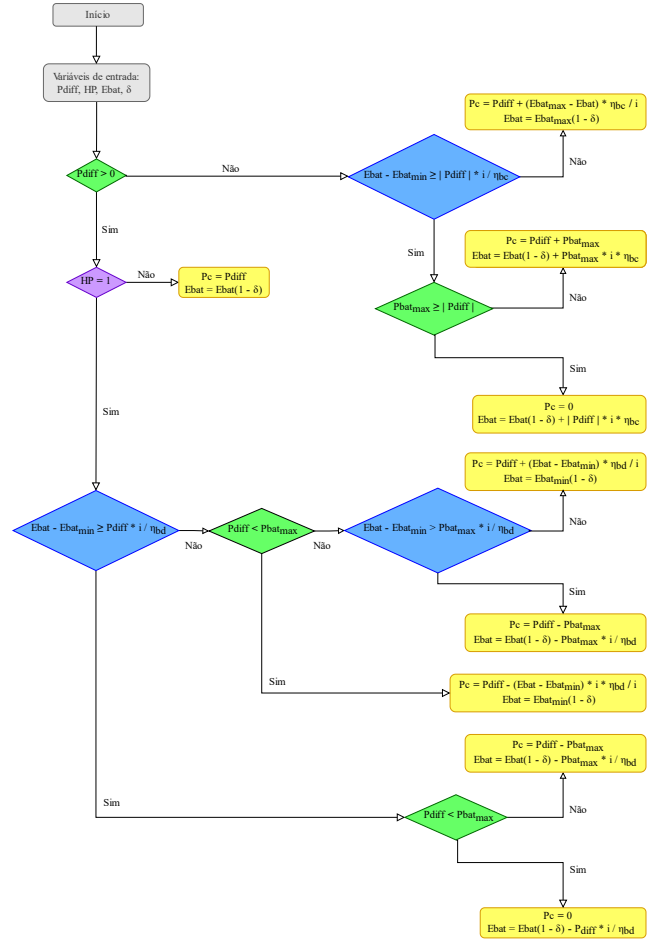


Figura 2. Fluxograma da estratégia de gerenciamento do sistema de armazenamento de energia.

pelo sistema de geração de energia renovável ($Pdiff \times i$) na fração de 1/4 da hora. Em caso afirmativo, a bateria será carregada segundo as seguintes regras: se a potência máxima da bateria for maior ou igual à $Pdiff$ a bateria é carregada sem nenhum consumo ou entrega de energia da rede pública; caso contrário a bateria será carregada e uma quantidade $Pdiff + Pbat_{\max}$ de energia elétrica será entregue à rede pública. Após essa verificação inicial, um ou mais etapas são executadas, como pode ser visto na Figura 2 e serão explicados de forma incisiva e individual a seguir.

Se a demanda for maior que a geração, a primeira condição conduz o sistema a consumir da rede pública a potência $Pdiff$, caso o período não seja de ponta ($HP = 0$). Por outro lado, se o horário for de ponta, verifica-se se a energia disponível na bateria é maior ou igual a demanda de carga de $Pdiff$ em 15 minutos.

Em caso negativo, será necessário obter energia da rede pública para suportar toda a demanda de carga. Para isso, verifica-se se $Pdiff$ é menor que a potência máxima de descarregamento da bateria. Em caso afirmativo, a bateria será descarregada até o nível de energia mínima e a rede pública será utilizada para fornecer a energia remanescente; caso contrário, é verificado se a energia disponível na bateria é maior que a energia que ela pode fornecer em 15 minutos. Em caso afirmativo, a bateria

fornecerá toda a energia possível em 15 minutos, restando ainda alguma energia, e a rede pública será utilizada para fornecer a energia remanescente; caso contrário, a bateria fornecerá toda a energia disponível, sendo descarregada até o nível de energia mínimo, e a rede pública será utilizada para fornecer a energia remanescente.

Em caso positivo, verifica-se se P_{diff} é menor que a potência de descarregamento da bateria. Em caso afirmativo, toda demanda de carga será suprida pela bateria sem a necessidade de utilização da rede pública; caso contrário, a bateria fornecerá toda energia possível em 15 minutos e a energia remanescente será fornecida pela rede pública.

3.3 Avaliação Econômica

A avaliação econômica é importante para o projeto, pois auxilia na escolha da bateria que melhor atende o sistema, levando em consideração as despesas iniciais do investimento através de empréstimos, as despesas de instalação da bateria e manutenção com o passar do tempo. As considerações realizadas para proceder a análise econômica do projeto são:

- O empréstimo é de 100% do valor do investimento;
- O limite do empréstimo é de 8 anos;
- O prazo do pagamento do empréstimo estipulado é de 10 anos com taxa de juros de 2,55% ao ano;
- A taxa de desconto é de 13,75%.

Além disso, o custo anual da operação e manutenção (O&M) das baterias é R\$ 0,156/kWh.

4. SIMULAÇÕES E DISCUSSÕES

Os resultados da simulação foram realizados a partir do software Matlab. Sendo o mesmo utilizado para representar o perfil de uma carga residencial, as fontes de energia e o sistema de armazenamento de energia presente na MVPP.

Os dados contêm informações relacionadas à geração de PV e da carga demanda por cada residência Sharma et al. (2019), os quais estão representados na Figura 3 e na Figura 4, respetivamente. A carga somada de todas as 16 residências possui um consumo de aproximadamente 180 kWh por dia. Além disso, os períodos de maior demanda ocorre por volta das 7h00 e 21h00, devido ao perfil de consumo dos moradores.

Para o armazenamento da energia excedente das residências na bateria compartilhada da MVPP, foram definidas três possibilidades baterias: a Powerpack da Tesla, a Box Premium LVS 16.0 da BYD e a BOX LV Flex também da BYD. O objetivo principal é analisar qual é a bateria mais apta a ser escolhida de acordo com o custo-benefício, utilizando o valor presente líquido como métrica. As baterias possuem capacidades de armazenamento diferentes e suas características técnicas e econômicas são mostradas na Tabela 1.

Devido aos diferentes preços de eletricidade da rede elétrica, o sistema de armazenamento de energia é carregado durante o período de fora de ponta da rede elétrica e descarregado durante o período pico da rede elétrica (definidos aqui pela junção dos períodos intermediários e de

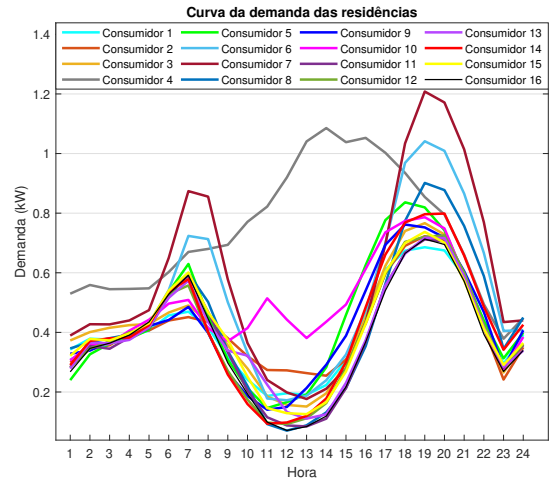


Figura 3. A demanda de energia das residências.

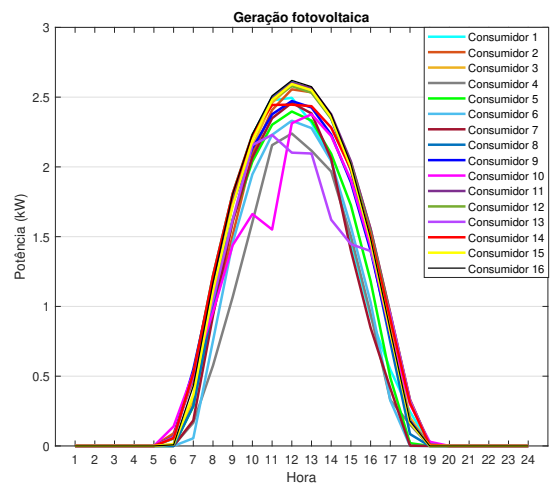


Figura 4. A curva da geração PV das residências.

Tabela 1. Especificações técnica e econômica do armazenamento de energia na bateria.

Bateria	Caso		
	1	2	3
Marca	Tesla	BYD	BYD
Modelo	Powerpack	Box Premium LVS 16	Box LV Flex
Quantidade	1	16	16
Capacidade (kWh)	232	256	320
Energia Mín. (kWh)	0	0	0
Potência Máx. (kW)	130	211,2	345,6
Potência Mín. (kW)	-130	-211,2	-345,6
Eficiência (%)	88	95	95
Custo (R\$)	899803,47	872000,64	1042075,2
O&M (R\$/kWh)	0,156	0,156	0,156
Tempo de garantia	10	10	10

pico). Os preços da energia elétrica em cada período é mostrado na Tabela 2.

Após definir todos os dados de entrada e aplicar a metodologia proposta, a Figura 5 mostra o comportamento da demanda de energia das residências presentes em cada VPP com as suas respetivas fontes de energias utilizadas

Tabela 2. Tarifa de eletricidade nos respectivos horários.

Sequência	Horário	Preço (R\$/kWh)	HP
00h00 às 17h00	Fora de Ponta	0,48	0
17h00 às 18h00	Intermediário	0,74	1
18h00 às 21h00	Ponta	1,16	1
21h00 às 22h00	Intermediário	0,74	1
22h00 às 24h00	Fora de Ponta	0,48	0

ao longo do dia para suprimir o consumo usando a bateria BYD Box Premium LVS 16.

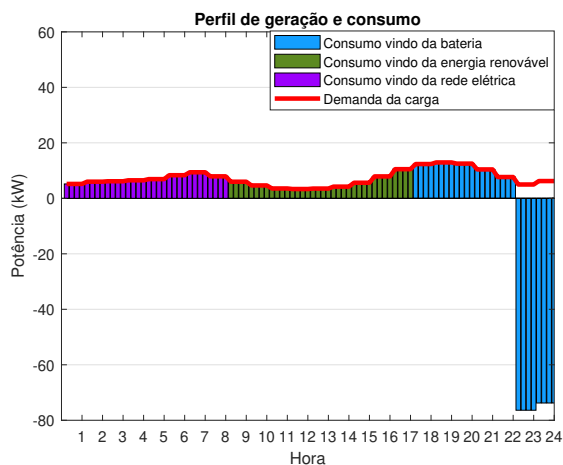


Figura 5. Fontes de energia utilizadas para a demanda da carga.

De manhã, das 0h00 às 8h00, como não existe a produção de energia renovável, as residências por meio da MVPP central recorrem-se a compra de eletricidade da rede elétrica, porque a tarifa de energia nesse horário é mais barata. No horário das 8h00 às 17h00, ocorre a produção de energia renovável proveniente do PV, destinada para suprir a demanda e o excedente é utilizado para carregar a bateria. Das 17h00 às 22h00 constata que não existe a produção de energia renovável. Para suprimir a demanda, os prosumidores utilizam a energia armazenada na bateria, evitando assim a importação da energia da rede elétrica, porque a tarifa de energia nos horários de 18h00 às 22h00 é mais cara. A partir das 22h00, a bateria começa a descarregar a energia armazenada para que a mesma seja vendida para a rede elétrica.

A Figura 6 demonstra o custo da eletricidade em períodos de 15 minutos com e sem GD+SESS para a bateria BYD Box Premium LVS 16. Nos horários de ponta, das 18h às 21h, a tarifa é alta, considerada como R\$ 1,16/kWh. Das 17h às 18h e das 21h às 22h, chamados de horários intermediários, a tarifa é de R\$ 0,74/kWh, enquanto nos restantes horários, os fora de ponta, o preço é de R\$ 0,48/kWh. O preço da eletricidade diária a ser paga a concessionária de energia sem a presença de GD e SESS ficou em R\$ 668,91, enquanto que com GD e sem SESS a MVPP recebe da concessionária R\$ 121,01, porque a geração de energia é superior a demanda das 16 residências. Com a presença de GD e SESS a quantia a receber da MVPP aumenta para R\$ 265,44 devido ao uso da bateria no horário de ponta onde é praticado o maior preço pela concessionária de energia. Comparando o sistema sem a introdução de GDs e SESS com as duas outras possibilidades, houve por dia

uma economia de R\$ 789,92 e de R\$934,35, respectivamente no custo da eletricidade.

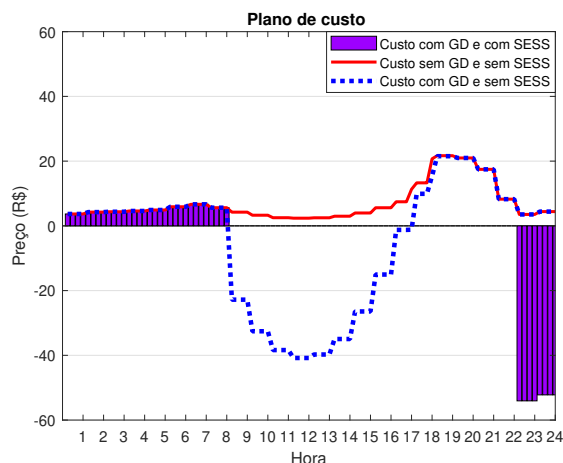


Figura 6. Custo da energia elétrica com e sem SESS e GD.

As análises financeiras para a viabilidade da MVPP estão resumidos na Tabela 3 com apresentação dos Valor Presente Líquido (VPL), o payback ou tempo de recuperação do capital e o Custo Nivelado de Energia (LCOE).

Tabela 3. Parâmetros econômicos.

Parâmetros econômicos	Caso 1	Caso 2	Caso 3
VPL (R\$)	-92048,57	34799,73	-530995,45
Período de Payback (ano)	> 10	10	> 10
LCOE (R\$/MWh)	247,62	222,29	250,746

Pela Tabela 3, o cenário dois possui VPL positivo e LCOE favorável, com retorno igual a 10 anos, enquanto que os cenários um e três possuem VPL negativo, com retornos maior que 10 anos. O período de payback da bateria do caso 2 é de 10 anos, sendo este a bateria escolhida.

5. CONCLUSÕES

Neste artigo, é proposto um sistema de compartilhamento de armazenamento de energia em Múltiplas Usinas Virtuais (MVPP) para auxiliar os usuários que consideram vantajoso armazenar suas energias excedentes em uma bateria compartilhada.

As Usinas Virtuais são responsáveis por monitorar e gerenciar os recursos energéticos distribuídos presentes em sua área de controle. Por outro lado, a MVPP monitora todas as Usinas Virtuais presentes no sistema e é responsável pela comunicação entre elas ou entre as Usinas Virtuais e a rede elétrica quando alguma delas precisa de energia. A MVPP, a pedido das Usinas Virtuais, recorre à energia armazenada no sistema de armazenamento ou solicita energia da rede elétrica.

A presença de um sistema de armazenamento de energia compartilhado e de geração distribuída nas residências que compõem a MVPP faz uma grande diferença na conta de eletricidade. Na metodologia proposta neste trabalho, observou-se que a conta de eletricidade do sistema monitorado pela MVPP caiu de R\$ 668,91 para um lucro R\$ 265,44 por dia usado para pagamento do sistema de armazenamento de energia compartilhado, sendo este com um payback de 10 anos.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio do CNPq, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - Brasil.

REFERÊNCIAS

- Ackermann, T., Andersson, G., and Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, 57(3), 195–204.
- Caldon, R., Patria, A.R., and Turri, R. (2004). Optimal control of a distribution system with a virtual power plant. *Bulk power system dynamics and control, Corina. d’Ampezzo, Italy*, 18.
- Cao, J., Zheng, Y., Han, X., Yang, D., Yu, J., Tomin, N., and Dehghanian, P. (2022). Two-stage optimization of a virtual power plant incorporating with demand response and energy complementation. *Energy Reports*, 8, 7374–7385.
- Chen, W., Xiang, Y., and Liu, J. (2022). Optimal operation of virtual power plants with shared energy storage. *IET Smart Grid*.
- Fiorotti, R., Yahyaoui, I., Rocha, H., Honorato, Í., Silva, J., and Tadeo, F. (2023). Demand planning of a nearly zero energy building in a pv/grid-connected system. *Renewable Energy Focus*.
- Jo, J. and Park, J. (2020). Demand-side management with shared energy storage system in smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(5), 4466–4476.
- Lombardi, P., Powalko, M., and Rudion, K. (2009). Optimal operation of a virtual power plant. In *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1–6. IEEE.
- Mashhour, E. and Moghaddas-Tafreshi, S.M. (2010). Bidding strategy of virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets—part ii: Numerical analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2), 957–964.
- Naval, N. and Yusta, J.M. (2021). Virtual power plant models and electricity markets—a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 149, 111393.
- Rocha, H.R., Honorato, I.H., Fiorotti, R., Celeste, W.C., Silvestre, L.J., and Silva, J.A. (2021). An artificial intelligence based scheduling algorithm for demand-side energy management in smart homes. *Applied Energy*, 282, 116145.
- Roosbehani, M.M., Heydarian-Forushani, E., Hasanzadeh, S., and Elghali, S.B. (2022). Virtual power plant operational strategies: Models, markets, optimization, challenges, and opportunities. *Sustainability*, 14(19), 12486.
- Rouzbahani, H.M., Karimipour, H., and Lei, L. (2021). A review on virtual power plant for energy management. *Sustainable energy technologies and assessments*, 47, 101370.
- Ruiz, N., Cobelo, I., and Oyarzabal, J. (2009). A direct load control model for virtual power plant management. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2), 959–966.
- Sadeghian, O., Mohammadpour Shotorbani, A., and Mohammadi-Ivatloo, B. (2019). Generation maintenance scheduling in virtual power plants. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 13(12), 2584–2596.
- Shafiekhani, M., Ahmadi, A., Homaei, O., Shafie-khah, M., and Catalao, J.P. (2022). Optimal bidding strategy of a renewable-based virtual power plant including wind and solar units and dispatchable loads. *Energy*, 239, 122379.
- Sharma, V., Haque, M.H., and Aziz, S.M. (2019). Pv generation and load profile data of net zero energy homes in south australia. *Data in brief*, 25, 104235.
- Singh, S., Østergaard, J., and Jain, N. (2009). Distributed generation in power systems: an overview and key issues. *Fuel Cells*, 9, 12.
- Ullah, Z. and Hassanin, H. (2022). Modeling, optimization, and analysis of a virtual power plant demand response mechanism for the internal electricity market considering the uncertainty of renewable energy sources. *Energies*, 15(14), 5296.
- Zhang, Y., Wang, L., Ding, H., Zhu, Y., Hu, Q., and Lv, Z. (2021). An overview of virtual power plant prospects from the perspective of optimal scheduling, market bidding and transient analysis. In *2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, 281–286. IEEE.