

Comparação de Vida Útil entre Bancos de Baterias de Íon-lítio e Chumbo-ácido no Contexto da Compensação de Energia com Fotovoltaicos e Tarifa Branca

Bárbara A. L. Paixão, Danilo I. Brandão,
Nicolas T. D. Fernandes, Bruno M. Lopes, Wadaed Uturbey

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais - Av. Antônio Carlos 6627, 31270-901, Belo Horizonte, MG, Brasil

*barbaraalp@ufmg.br, dibrandao@ufmg.br, n.fernandes@ieee.org
bmarcianol@yahoo.com.br, wadaed@cpdee.ufmg.br*

Abstract: Battery banks can be used to reduce energy costs for customers under time-of-use tariffs, such as the white tariff for low-voltage customers in Brazil. This paper compares the life span between lithium-ion and lead-acid battery banks when used to reduce electricity bills. Battery banks are used in conjunction with a photovoltaic plant in the context of ANEEL REN482/2012 for a residential customer under the white tariff. In addition, the dispatch of battery banks is carried out in order to reap the benefits of arbitrage in the context of the hourly white tariff. The results have showed that the lithium-ion battery bank is more advantageous considering the long-term evaluation, even in despite of having higher initial cost, than the lead acid battery bank.

Resumo: Bancos de baterias podem ser utilizados para garantir um custo de energia reduzido em mercados regulados com tarifas horárias como a tarifa branca para clientes de baixa tensão no Brasil. Esse artigo faz uma comparação de vida útil entre banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato e chumbo-ácido carbono quando utilizados para propiciar a redução da conta de energia elétrica. Os bancos de baterias são utilizados juntamente com uma usina fotovoltaica no contexto da REN482/2012 da ANEEL para um cliente residencial sob tarifa branca. O despacho dos bancos de baterias é realizado com a finalidade de aproveitar os benefícios da arbitragem no contexto da tarifa branca horária. Os resultados mostram que, apesar de ter um custo inicial mais elevado que o chumbo-ácido, a longo prazo, o banco de baterias de íon-lítio é mais vantajoso.

Keywords: Battery Lifetime, White Tariff, Arbitrage, Energy Compensation, Energy Storage.

Palavras-chaves: Vida Útil de Bateria, Tarifa Branca, Arbitragem, Compensação de Energia, Armazenamento de Energia.

1. INTRODUÇÃO

A constante pesquisa em baterias e, em geral, em armazenamento de energia, que se observa atualmente visa a aproveitar ao máximo o potencial de geração das fontes de energia renováveis, como a solar e a eólica. Trata-se de geração variável que apresenta as características de intermitência, variando significativamente em curtos intervalos de tempo, e de sazonalidade, com padrões diários e mensais de geração. Por serem fontes baseadas em recursos estocásticos, a geração dessas fontes de energia renovável não é determinista e precisa ser modelada adequadamente. Ainda, a correlação da geração com a carga pode ser muito baixa. Já as baterias fornecem uma forma bastante atrativa de armazenar energia devido a facilidade de dimensionamento e instalação, à ampla área de aplicação para gestão da energia ou da qualidade da energia e à modularidade e confiabilidade. Podem ser utilizadas para mitigar a variabilidade da energia renovável, reduzir a

demanda de energia do sistema de distribuição e diminuir o pico de energia (M. Simeon and Oloweni, 2018).

Diversos estudos consideram a utilização das baterias no contexto de tarifas *time-of-use* (TOU) ou tarifas horárias. As TOU podem ser atrativas na presença de armazenamento de energia. Trata-se de tarifas com valores diferenciados segundo a hora do dia em que ocorre o consumo (Zhao and Wu, 2018) e o armazenamento permite aproveitar a diferença de preço. Na literatura, diversos estudos propõem minimizar as despesas com energia utilizando sistemas de geração fotovoltaica (FV) em conjunto com armazenamento de energia em contexto de tarifas horárias (A. Meechaka and Chenvidhya, 2017) (Nayak and Nayak, 2017) (Zhao and Wu, 2018).

Um aspecto relevante no estudo de sistemas de geração renovável com baterias é a vida útil do banco de baterias. Diversos trabalhos avaliam estratégias para prolongar a vida útil das baterias em diversas aplicações, tais como

em veículos elétricos e em sistemas FV (Prapanukool and Chaitusaney, 2017) (D. Wang and Simone, 2019) (H. Beltran and Pérez, 2016). Entretanto, esses trabalhos utilizam modelos simplificados que não levam em conta a diminuição da capacidade ao longo dos anos nem a influência da temperatura na tensão de saída das unidades de baterias.

Em A. Aichhorn and Zheng (2012) os autores apresentam o dimensionamento de um sistema FV com armazenador de energia de íon-lítio ferro-fostato sob uma tarifa horária. Seu objetivo é dimensionar o armazenador de energia utilizando um modelo de vida útil da bateria e operar o armazenador de energia para economizar nas despesas com energia. Embora os autores utilizem modelos detalhados para a bateria, representando também a diminuição da capacidade, eles não comparam com outras tecnologias de bateria. O foco para prolongar a vida útil está apenas no seu dimensionamento, sem considerar o regime de operação.

Este trabalho apresenta uma comparação de duas tecnologias de baterias, chumbo-ácido (PbC) e íon-lítio (LiFePO₄) em relação à vida útil e à redução de despesas com a conta de energia para consumidores brasileiros de baixa tensão que possuem geração solar FV e estão sujeitos a tarifas horárias. A análise é realizada com base em um estudo de caso implementado no programa SAM (*System Advisor Model*) do NREL (*National Renewable Energy Laboratory*). No Brasil, a utilização de armazenamento de energia combinado com geração renovável é incipiente e ocorre principalmente em projetos piloto e de pesquisa. A regulamentação sobre geração distribuída associada ao consumo, Resolução Normativa n° 482 de 17 de abril de 2012 (REN 482) da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) não menciona o armazenamento de energia. Entretanto, essa regulamentação fornece o contexto para os estudos de viabilidade dos sistemas distribuídos com armazenamento, dado que o armazenador de energia visa a aumentar a penetração das fontes renováveis variáveis como a solar FV. A tarifa horária de baixa tensão é a tarifa branca (ANEEL, 2015), que possui três patamares de valor: ponta, fora de ponta e intermediária.

O artigo está organizado em quatro seções, além dessa introdução. Na seção 2 descreve o sistema FV simulado, a estratégia de despacho e o dimensionamento do banco de baterias. A seção 3 detalha o modelo de baterias utilizado no SAM. As seções 4 e 5 apresentam os resultados e as conclusões, respectivamente.

2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

Para o desenvolvimento desse estudo de caso, foi considerada uma usina fotovoltaica com armazenamento de energia no contexto do sistema de compensação de energia, abordado na REN482/2012 da ANEEL, onde o consumidor aderiu à tarifa branca. O sistema considerado está ilustrado na Fig. 1.

A simulação é realizada utilizando o SAM. O SAM é um software capaz de realizar um estudo técnico-econômico que facilita a tomada de decisões no setor de energia renovável. O SAM possibilita representar bancos de baterias baseadas em chumbo-ácido, íon-lítio ou de fluxo,

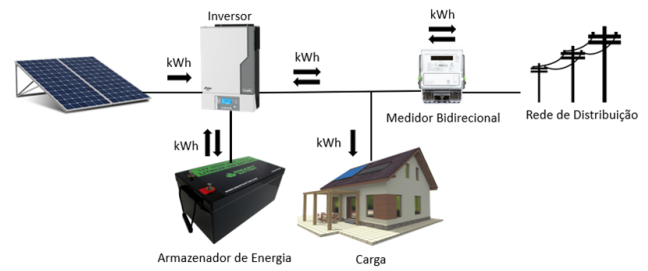


Figura 1. Sistema conectado à rede.

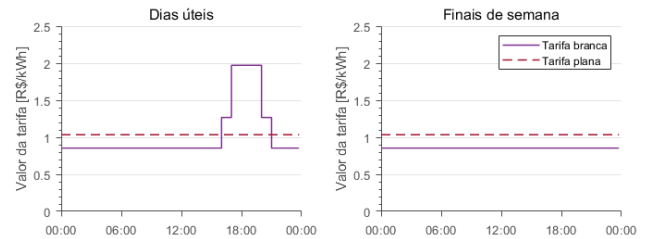


Figura 2. Comparação das modalidades tarifárias.

pois possui modelos detalhados para a bateria que engloba: modelo térmico, modelo de tensão, modelo de vida útil e modelo de capacidade (Paul Gilman and Ryberg, 2018).

2.1 Estratégia de Despacho

A estratégia de despacho dos bancos de baterias visa obter benefícios com arbitragem em um contexto de tarifas horárias. Utiliza-se o banco de baterias para armazenar a energia em períodos de preço baixo e fornecer energia para a carga em períodos de preço elevado (Kadri and Raahemifar, 2019). Tal estratégia de despacho é bastante interessante em ambientes regulados com tarifas TOU, como é o caso da tarifa branca. Na tarifa branca, considerando os horários praticados por uma distribuidora brasileira, há três valores, a saber: posto de ponta (17h às 20h) que ocorre em três horas consecutivas diárias, exceto finais de semana e feriados, posto intermediário (16h às 17h e 20h às 21h) que é 1h antes e 1h depois do posto de ponta e o posto fora de ponta que são as demais horas do dia (ANEEL, 2015). A Fig. 2 compara os valores, praticados por uma distribuidora brasileira, para duas modalidades de tarifa: a tarifa Convencional ou Plana e a tarifa branca.

A tarifa branca foi aprovada em 2016 pela ANEEL e pode ser aderida por clientes do Grupo "B", exceto baixa renda e iluminação pública, com consumo mensal superior a 250kWh/mês, sendo que a partir de 2020 estará disponível para qualquer quantidade de consumo mensal. Considerando a tarifa branca e seus horários definidos por uma distribuidora brasileira, definiu-se no SAM que o banco de baterias deveria fornecer energia à carga nos postos de ponta e intermediário de segunda a sexta-feira, e poderia se carregar do sistema fotovoltaico ou da rede nas demais horas e nos finais de semana. Além disso, no período de carga, a cada 60 minutos, definiu-se que o banco de baterias poderia carregar 12% de sua capacidade utilizável. Já o período de descarga, foi dividido em dois: no posto de ponta a cada 60 minutos, o banco poderia descarregar até 24% de sua capacidade utilizável e no posto intermediário

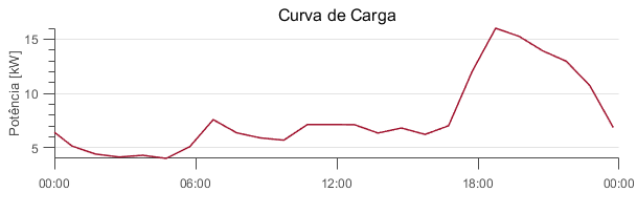


Figura 3. Curva de carga.

a cada 60 minutos, o banco poderia descarregar até 10,4% de sua capacidade utilizável.

2.2 Descrição da Usina Fotovoltaica

O sistema considerado para esse caso de estudo inclui um sistema fotovoltaico conectado à rede (Fig. 1), suas características são:

- Nome: Usina Experimental Fotovoltaica TESLA Engenharia de Potência;
- Localização: Brasil, Minas Gerais, Belo Horizonte, Escola de Engenharia da UFMG (19°52'10.81" S 43°57'42.01" O. Elevação 808 m);
- Potência de pico total: 37,2kW;
- Energia elétrica entregue à rede e área ocupada: 47,25MWh/ano e 439m².

As suas *strings* estão distribuídas de forma que exista um equilíbrio da quantidade de radiação solar incidente para cada conjunto de módulos e a quantidade de cabos utilizada para interligar os conjuntos com os inversores, como apresentado na Tabela 1. No estudo de caso apresentado será considerado apenas os módulos conectados no inversor C.

Tabela 1. Inversores da Usina FV Tesla

Inversor	Potência(kW)	Número de <i>strings</i>	Módulos/string
A	15	3	19
B	10	5	10
C	12	3	15

Além disso, a instalação também possui uma estação meteorológica. A resolução temporal dos dados climáticos escolhida é 60 minutos e os dados são fornecidos pela estação meteorológica da instalação. Por fim, foi inserido no SAM um modelo 3D da Usina Tesla para que fossem consideradas as perdas por sombreamento.

2.3 Descrição da Carga

Para a realização do estudo técnico-econômico do uso de armazenador de energia com sistemas fotovoltaicos, é necessária realizar a caracterização da curva carga do potencial prosumidor (consumidor que também gera energia) dessa modalidade tarifária. Utiliza-se uma curva de carga típica de consumidor residencial brasileiro com faixa de consumo maior que 1000kWh mensais. Observar que 25,13% do consumo está concentrado no intervalo de 16h até 21h, que é o horário de ponta adotado pela distribuidora neste estudo. A Fig. 3 mostra a curva de carga considerada nas simulações.

2.4 Especificação do Armazenador de Energia

As tecnologias de bateria escolhidas foram: chumbo-ácido carbono e íon-lítio ferro-fosfato (LiFePO₄). Tais tecnologias foram selecionadas, pois são consideradas adequadas e seguras para trabalhar em plantas fotovoltaicas (H. Beltran et al., 2016) e porque estão disponíveis no software de simulação. A Tabela 2 reúne as características dos bancos de baterias a serem utilizados.

Tabela 2. Parâmetros dos bancos de baterias.

Parâmetro	Chumbo-Ácido (PbC)	Íon-Lítio (LiFePO ₄)
Tensão (V)	48	48
Capacidade (kWh)	15	15
Potência (kW)	5	5
Tempo de descarga (h)	5	5
Tensão de bateria (V)	12	48
Capacidade em 5h de descarga da bateria (Ah)	91.15	100

Os dados das baterias são obtidos dos manuais dos fabricantes (Narada, 2016) (Unipower, 2019). A duração da descarga é definida em relação com os intervalos de tempo de tarifa mais elevada, que são os intervalos de ponta e intermediário. A substituição dos bancos de baterias é definida seguindo a norma brasileira NBR16487 (2016) que estabelece a utilização do banco até que sua capacidade se degrade atingindo 80% da capacidade inicial. Assim, calcula-se quantas unidades de bateria serão necessárias em cada banco.

Banco de Chumbo-ácido Carbono As unidades de baterias de chumbo-ácido carbono em série necessárias a uma tensão do banco de 48V é calculada:

$$N_{serie} = \frac{V_{banco}}{V_{bateria}} = \frac{48}{12} = 4unidades \quad (1)$$

Em seguida, calcula-se o número de *strings* por meio da capacidade do banco, tensão nominal do banco, capacidade da bateria para descarga de 5 horas e a profundidade de descarga das bateria (DoD - *Depth of Discharge*). A aceitação de carga das baterias de chumbo-ácido é máxima quando o seu estado de carga (SoC - *State of Charge*) está entre 10% e 80%. Não é recomendado que se opere essa bateria abaixo dos 10% de carga, pois diminui sua vida útil. Contudo, não há maiores problemas em operá-la até 100% de sua capacidade (Fernandes and et al., 2015). Portanto, define-se um valor de DoD de 90% para a bateria de chumbo-ácido carbono. Assim,

$$N_{strings} = \frac{C_{banco}}{C_{bateria} V_{banco} DoD} \quad (2)$$

$$N_{strings} = \frac{15000}{(91, 15) (48) (0, 9)} = 3, 81unidades \quad (3)$$

Portanto, serão utilizadas quatro *strings* de quatro unidades em série da bateria de chumbo-ácido carbono. O novo valor para a capacidade do banco será 15,75kWh. A Fig. 4 apresenta o esquema de conexão das unidades de bateria de chumbo-ácido carbono.

$$C_{banco} = N_{strings} C_{bateria} V_{banco} DoD \quad (4)$$

$$C_{banco} = (4) (91, 15) (48) (0, 9) = 15, 75kWh \quad (5)$$

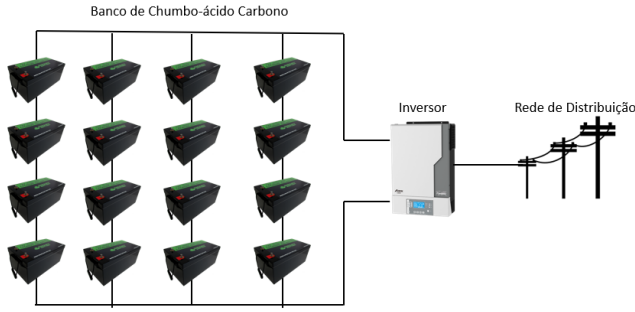


Figura 4. Banco de baterias de chumbo-ácido carbono.

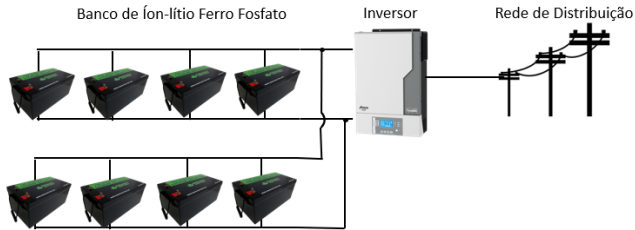


Figura 5. Banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato.

Banco de Íon-lítio Ferro-Fosfato Como a tensão nominal da bateria de íon-lítio é igual a tensão do banco, é necessária apenas uma unidade por *string*. Para as baterias de íon-lítio a máxima aceitação de carga ocorre entre 30% e 70% do estado de carga. Tem-se ainda que acima de 70% de carga da bateria há perigo de combustão (Z. Weiqiang and Xuetong, 2018), enquanto que abaixo de 30% sua vida útil é muito reduzida. Assim, o banco de baterias de íon-lítio é operado com DoD de 40%. Dessa forma, o número de *strings* é calculado:

$$N_{strings} = \frac{15000}{(100)(48)(0,4)} = 7,81 \text{ unidades} \quad (6)$$

Utilizam-se 8 *strings* de 1 bateria. O novo valor para a capacidade do banco será 15,36kWh. A Fig. 5 apresenta o esquema de conexão das unidades de baterias de íon-lítio fosfato.

$$C_{banco} = (8)(100)(48)(0,4) = 15,36 \text{ kWh} \quad (7)$$

3. MODELAGEM DO SISTEMA DE ESTUDO COM O SOFTWARE SAM

A montagem dos estudos de caso para simulação no SAM envolve (i) entrada da curva de carga do consumidor, segundo Fig. 3 (ii) entrada da tarifa branca (iii) definição de dados climáticos de irradiação solar, velocidade e direção do vento e temperatura média local (iv) definição do sistema com o banco de baterias e a usina FV, especificando os equipamentos (módulos FVs, inversores, baterias) e sua conexão (v) definição da estratégia de despacho dos bancos de baterias. O software SAM apresenta diversas janelas para a entrada dos dados que são simples de utilizar. Já o manual especifica os modelos dos equipamentos (Nicholas DiOrio and Janzou, 2015).

3.1 Modelagem de Baterias no SAM

Para a operação dos bancos de baterias e determinação do momento de sua substituição, o SAM utiliza uma cadeia de modelos. Inicialmente, o modelo térmico em (8) determina a temperatura da bateria. Depois, a partir da relação entre capacidade e temperatura fornecida pelo fabricante, o SAM determina a capacidade máxima do banco nessas condições usando interpolação. Na sequência aplica o modelo de capacidade para calcular o estado de carga do banco de baterias. Em alguns casos, quando a corrente de carga ultrapassa os limites permitidos, ocorre uma iteração entre estes modelos. Nesse caso, a corrente é fixada no máximo valor, recalcula-se a temperatura das baterias e o novo valor de capacidade máxima. Depois dessa etapa iterativa, o SAM processa o modelo de tensão em (9), descrito mais adiante nesta mesma seção.

$$f(T_{batt}) = \frac{dT_{batt}}{dt} = \frac{hA(T_{room} - T_{batt}) + I^2R}{mCp} \quad (8)$$

O modelo térmico em (8) está baseado em Neubauer and Wood (2014), onde: Cp é o calor específico, h é o coeficiente de transferência de calor, T_{rom} é a temperatura do quarto de armazenamento, T_{batt} é a temperatura da bateria, A é a área da superfície da bateria e R é a resistência interna da bateria.

Os modelos adotados no SAM de temperatura e de tensão, para as tecnologias de bateria estudadas, são iguais. Já o modelo de capacidade é diferente. Para a bateria de chumbo-ácido o SAM utiliza o modelo de capacidade transitória de Manwell and McGowan (1993), chamado Modelo de Bateria Cinética (KiBaM). Esse modelo também define a máxima recarga para cada passo de tempo. Já para a bateria de íon-lítio, devido ao fato de poder recarregar mais rapidamente que a bateria de chumbo-ácido, o programa trata-a como um “tanque de carga”, simplesmente removendo e adicionando carga quando necessário, sendo os limites de corrente e SoC definidos pelo usuário.

No modelo de tensão, o SAM adota a aproximação de O. Tremblay and Dekkiche (2007), baseada no trabalho de (Shepard, 1965). Neste modelo, em (9), V é a tensão terminal, V_0 é a tensão constante da bateria, K é a tensão de polarização, q_{max} é a capacidade da bateria, q é a carga atual da bateria, a é a amplitude da zona exponencial, B é a constante de tempo da zona exponencial constante inversa, R é a resistência interna, I é a corrente da bateria e dt é o passo de tempo.

$$V = V_0 - RI - K\left(\frac{q_{max}}{q_{max} - \int I dt}\right) + a e^{-B I dt} \quad (9)$$

Para determinar os parâmetros necessários para o modelo de tensão, necessita-se da curva do manual do fabricante que relaciona a tensão da célula e o tempo de descarga a determinada taxa de descarga.

O último modelo a ser processado é o modelo de vida útil. O modelo adotado pelo SAM se baseia no modelo de contagem de ciclos descrito por (Downing and Socie, 1982) que, juntamente com as curvas de degradação fornecidas pelo fabricante, permite uma estimativa da capacidade máxima da bateria. O usuário deve fornecer as características dos

ciclos de carga/descarga aos que a bateria estará sujeita e as correspondentes porcentagens de capacidade, assim como indicar o valor de DoD usado nos testes da bateria. A nova capacidade máxima é definida por interpolação bilinear. O SAM oferece ainda o cálculo da vida útil da bateria em flutuação, para isso define a nova capacidade máxima da bateria por meio da curva idade da bateria versus capacidade, que é fornecida em alguns manuais do fabricante. Finalmente, a capacidade máxima do banco de baterias em cada ciclo é definida como sendo a capacidade mínima calculada entre os dois métodos descritos.

A substituição das baterias é realizada quando a capacidade máxima obtida com o modelo de vida útil descrito acima é menor ou igual a 80% da capacidade nominal.

4. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

A Fig. 1 apresenta o diagrama do sistema completo simulado no SAM. Para comparação, simula-se o sistema sem banco de baterias e com banco. A Tabela 3 mostra os valores da tarifa branca utilizados, correspondem aos valores do mês de novembro de 2019 de uma distribuidora brasileira. Observa-se que o valor da tarifa no período de ponta é 130,91% maior que o valor fora de ponta. A Tabela 4 apresenta os custos das baterias por unidade, por banco e por kWh. O banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato é 24% mais caro que o banco de chumbo-ácido carbono, tem-se também que o kWh inicial da tecnologia de bateria de íon-lítio ferro-fosfato é 27,22% mais caro que a de chumbo-ácido carbono.

Tabela 3. Tarifa branca. Novembro de 2019.

Posto:	Fora de Ponta	Intermediário	Ponta
Tarifa (R\$/kWh)	0,854	1,267	1,972

Tabela 4. Custos da Instalação dos Bancos de Baterias.

Parâmetro	Chumbo-ácido	Íon-lítio
Quantidade de unidades necessárias	16	8
Valor por unidade (R\$)	4925	12220
Valor do banco (R\$)	78800	97760
Valor (R\$/kWh)	5628	6365

O período de análise considerado nesse estudo é de 25 anos, considera-se também a degradação dos módulos fotovoltaicos de 0,5% por ano. Os resultados da simulação são apresentados na forma de tabelas e curvas de potência. A Tabela 5 mostra os valores da conta de energia sem e com o sistema em cada caso, bem como a sua economia e a energia gerada. Dos valores de conta de energia com o sistema, verifica-se uma pequena diferença na sua economia se compararmos as duas tecnologias de baterias, sendo que com o banco de baterias de íon-lítio obteve-se uma redução de 23,55% na conta de energia ao final do primeiro ano e com o banco de baterias de chumbo-ácido uma redução de 23,20%.

Tabela 5. Resultado: conta de energia ao final do primeiro ano.

Parâmetro	Chumbo-Ácido	Íon-Lítio
Conta de energia sem sistema no ano 1 (R\$)	72748,10	72748,10
Conta de energia com sistema no ano 1 (R\$)	55871,60	55619,70
Economia no ano 1 (R\$)	16877,40	17128,40

A diferença de 0,35% na redução das contas de energia entre as tecnologias de baterias ao final do primeiro ano, se deve ao fato das baterias de chumbo-ácido carbono possuírem no seu modelo de capacidade dois tipos de carga: carga vinculada e carga disponível. Fazendo com que nem toda a energia armazenada no banco de baterias esteja disponível para descarga, assim as correntes de descarga e carga máximas devem ser calculadas a cada passo de tempo utilizando KiBaM (Manwell and McGowan, 1993). Tais correntes são diferentes das correntes máximas encontradas no manual do fabricante.

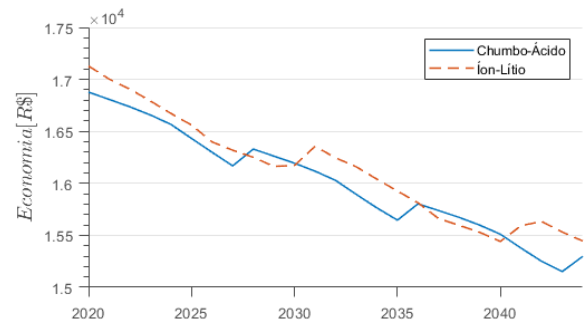


Figura 6. Economia anual na conta de energia.

A Fig. 6 apresenta a economia na conta de energia elétrica obtida para cada tecnologia de bateria ao longo dos 25 anos. Verifica-se uma maior economia para o banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato durante a maior parte do período. Além disso, percebe-se que ao substituir as baterias ocorre um aumento na economia, mas essa não atinge o mesmo valor do primeiro ano em decorrência da degradação dos módulos fotovoltaicos.

A maior economia na conta de energia elétrica obtida pela tecnologia de bateria de íon-lítio ferro-fosfato pode ser compreendida por meio da Fig. 7, que apresenta a potência consumida pela carga. Na Fig. 7 é apresentada a simulação de quatro dias, sendo os dois primeiros dias úteis e os dois últimos sábado e domingo. Verifica-se que o banco de baterias de chumbo-ácido carbono entrega uma potência (3,39kW) menor à carga no período de ponta, quando comparado com a potência (3,68kW) entregue pelo banco de íon-lítio ferro-fosfato, mesmo quando ainda há energia nas baterias (SoC maior que 10%).

A diferença entre os modelos de capacidade dos dois bancos de bateria também pode ser observada na Fig. 8. Percebe-se que ao final do processo de recarga, o banco de baterias de íon-lítio atinge o seu SoC máximo de 70% e, por isso, nunca é posteriormente recarregado utilizando a usina fotovoltaica (que possui geração a partir de 6h). Já o banco de baterias de chumbo-ácido, por ter a corrente limitada (modelo KiBAM), não atinge o seu SoC máximo de 100%

antes de 6h e, assim, há a necessidade do recarregamento por meio da usina fotovoltaica (ou via rede), durante o período da manhã. Finalmente, destaca-se que às 18h15 no final de semana, a banco de bateria de chumbo-ácido é completamente recarregado com energia advinda da rede elétrica, uma vez que não há energia solar residual.

Por fim, compara-se a vida útil dos dois tipos de bateria na Fig. 9. Nos 25 anos de simulação, houve a necessidade a substituição do banco de baterias de chumbo-ácido carbono três vezes e do banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato apenas duas vezes. Destaca-se que, como os bancos de baterias foram operados de forma a prolongar a vida cíclica, a perda da capacidade de acordo com a idade da bateria, chamada de vida útil em flutuação, foi o que limitou o tempo de vida das baterias. É importante ressaltar que foi utilizado um coeficiente de transferência de calor por convecção forçado de $22W/m^2K$ para ambas tecnologias de bateria. Esse valor representa a quantidade de transferência de calor por convecção entre a superfície da bateria e o ar, o que influencia na temperatura interna da bateria e, conseqüentemente, na vida útil em flutuação.

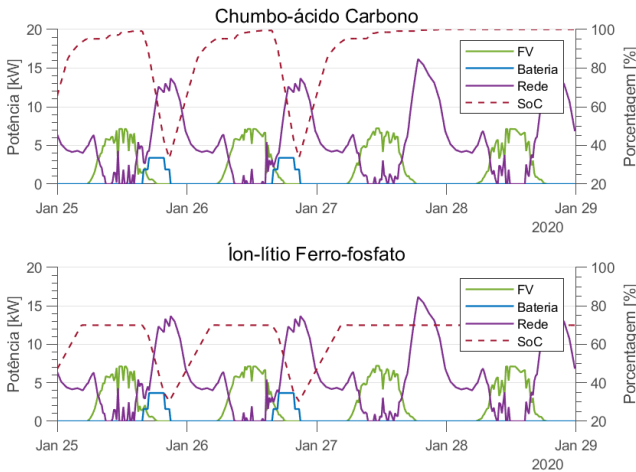


Figura 7. Potência entregue à carga pelo sistema de geração distribuída e estado de carga (SoC) da bateria.

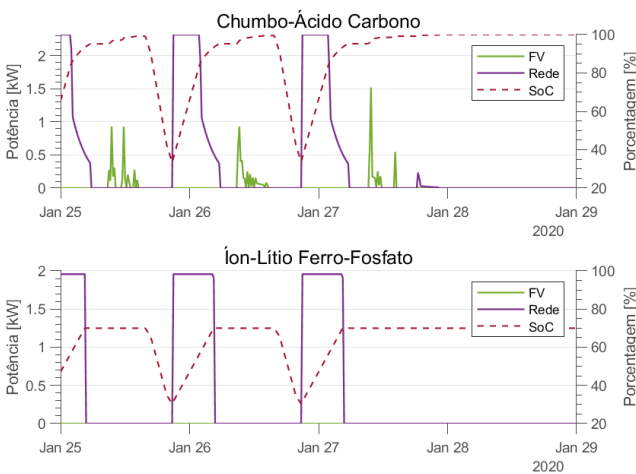


Figura 8. Potência entregue ao banco de baterias e estado de carga (SoC) da bateria.

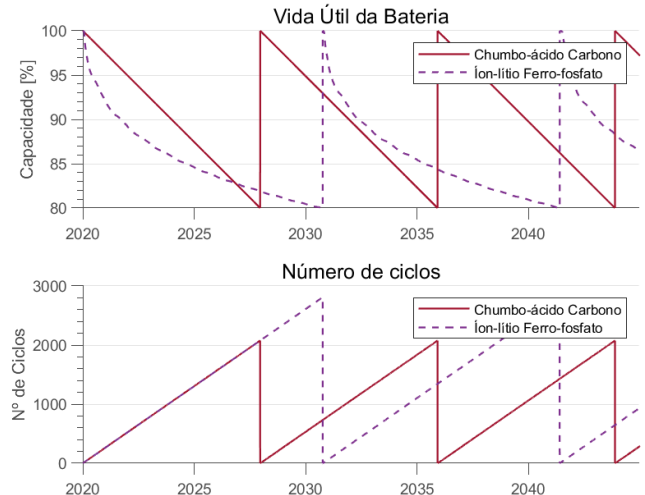


Figura 9. Vida útil estimada dos bancos de baterias.

5. CONCLUSÃO

Esse trabalho apresentou e estudou um sistema fotovoltaico com armazenador de energia no contexto da compensação de energia, tendo como objetivo avaliar a vida útil das baterias. Foi descrito o modelo de baterias do SAM e feito um estudo considerando as baterias de chumbo-ácido carbono e íon-lítio ferro-fosfato. Assim, comparou-se os desempenhos em termos de vida útil quando o despacho é realizado com a finalidade de aproveitar os benefícios da arbitragem no contexto da tarifa branca.

Embora o banco de baterias de íon-lítio apresente um custo quase 20% maior que o de chumbo-ácido carbono, a sua vida útil é cerca de 3 anos maior, além de apresentar uma redução 0,35% maior na conta de energia ao fim do primeiro ano de operação do sistema. Portanto, nesse estudo de caso, o banco de baterias de íon-lítio ferro-fosfato se apresentou mais vantajoso a longo prazo (i.e., em um período de 25 anos) que o banco de chumbo-ácido carbono, quando operados em arbitragem em um cenário de tarifa branca.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, regulamentado pela ANEEL sob o título “Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro”, projeto ID ANEEL PD-00553-0046 / 2016, tendo a Petrobras como proponente do projeto. Os autores também agradecem o apoio da CAPES.

REFERÊNCIAS

- A. Aichhorn, M. Greenleaf, H.L. and Zheng, J. (2012). A cost effective battery sizing strategy based on a detailed battery lifetime model and an economic energy management strategy. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1–8.
- A. Meechaka, A. Sangswang, K.K. and Chenvidhya, D. (2017). Optimal location and sizing for pv system

- and battery energy storage system using abc algorithm considering voltage deviation and time of use rate. In *2017 9th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE)*, 1–6.
- ANEEL (2015). *Tarifa Branca*. Agência Nacional de Energia Elétrica.
- D. Wang, J. Liu, L.P.S.S.X.C. and Simone, D.D. (2019). A battery lifetime improved control strategy of modular multilevel converter for electric vehicle application. In *2019 IEEE 10th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 594–598.
- Downing, S. and Socie, D. (1982). Simple rainflow counting algorithms. *International Journal of Fatigue*, 4(1), 31 – 40.
- Fernandes, N.T.D. and et al. (2015). Control strategy for pulsed lead acid battery charger for stand alone photovoltaics. In *2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, 1–6.
- H. Beltran, J. Barahona, R.V.J.C.A.C.A. and Pérez, E. (2016). Ageing of different types of batteries when enabling a pv power plant to enter electricity markets. In *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 1986–1991.
- Kadri, A. and Raahemifar, K. (2019). Optimal sizing and scheduling of battery storage system incorporated with pv for energy arbitrage in three different electricity markets. In *2019 IEEE Canadian Conference of Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, 1–6.
- M. Simeon, A. U. Adoghe, S.T.W. and Oloweni, J.O. (2018). Renewable energy integration enhancement using energy storage technologies. In *2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, 864–868.
- Manwell, J.F. and McGowan, J.G. (1993). Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. *Solar Energy*, 50(5), 399 – 405.
- Narada (2016). *Bateria Chumbo-Ácido Carbono (12REXC120-01)*. Rev. 1.0.
- Nayak, C.K. and Nayak, M.R. (2017). Optimal design of battery energy storage system for peak load shaving and time of use pricing. In *2017 Second International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)*, 1–7.
- NBR16487 (2016). *ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Bateria Chumbo-Ácida Estacionária- Manutenção*.
- Neubauer, J. and Wood, E. (2014). Thru-life impacts of driver aggression, climate, cabin thermal management, and battery thermal management on battery electric vehicle utility. *Journal of Power Sources*, 259, 262 – 275.
- Nicholas DiOrio, A.D. and Janzou, S. (2015). Economic analysis case studies of battery energy storage with sam. National Renewable Energy Laboratory.
- O. Tremblay, L.D. and Dekkiche, A. (2007). A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles. In *2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, 284–289.
- Paul Gilman, Aron Dobos, N.D.J.F.S.J. and Ryberg, D. (2018). Sam photovoltaic model technical reference update. National Renewable Energy Laboratory.
- Prapanukool, C. and Chaitusaney, S. (2017). An appropriate battery capacity and operation schedule of battery energy storage system for pv rooftop with net-metering scheme. In *2017 14th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, 222–225.
- Shepard, C.M. (1965). Design of primary and secondary cells – part 2. an equation describing battery discharge. *Journal of Electrochemical Society*, 112.
- Unipower (2019). *Bateria Lítio Ferro-Fosfato (UPLFP48-100)*. Rev. 43270.
- Z. Weiqiang, Z. Shunbing, L.X. and Xuotong, H. (2018). Experimental study on suppression of fire and explosion of lithium iron phosphate battery by inert gas. In *2018 IEEE International Conference of Safety Produce Informatization (IICSPI)*, 57–61.
- Zhao, Pengfei, H.G.I. and Wu, H. (2018). Optimal energy operation and scalability assessment of microgrids for residential services. 1–6.