

## **PERDA DE CAPACIDADE DE ACUMULAÇÃO EM SFA: MÉTODO DE CONTAGEM DE EVENTOS**

**<sup>1</sup>Luis Horacio Vera e <sup>2</sup>Arno Krenzinger**

<sup>1</sup>Universidad Nacional del Nordeste. Grupo en Energías Renovables de la Facultad de Ciencias Exactas, Naturales y Agrimensura, Avenida Libertad 5460 Corrientes – Dpto. Ingeniería Electromecánica, Av. Las Heras 727, Resistencia-Chaco  
[lh\\_vera@yahoo.com.ar](mailto:lh_vera@yahoo.com.ar)

<sup>2</sup>Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Programa de Pós-Graduação de Engenharia Mecânica. Sarmiento Leite 428, Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil.

**RESUMEN:** As baterias utilizadas em sistemas fotovoltaicos autônomos (SFA) continuamente perdem sua capacidade de armazenamento e devem ser substituídas ao longo da vida do sistema, influenciando na confiabilidade e na viabilidade econômica do sistema. Este trabalho apresenta uma metodologia para determinar a degradação sofrida por baterias operando em SFA. Esta metodologia considera os eventos que ocorrem durante o funcionamento das baterias, os quais são associados com o comportamento da curva de ciclos de vida (CV) e profundidade de descarga. O método foi utilizado partindo dos valores de estado de carga de um sistema de acumulação, valores decorrentes da simulação de um SFA, e os resultados atingidos mostraram que, devido à perda de capacidade, as baterias têm que ser substituído antes de finalizar o terceiro ano de operação. Desta forma, a metodologia apresentada resulta útil para determinar a influencia da degradação no desempenho do sistema.

**Palavras chave:** energia solar, sistemas fotovoltaicos autônomos, perda de capacidade de baterias.

### **INTRODUÇÃO**

Nos sistemas fotovoltaicos autônomos (SFA), em geral, a perda de capacidade de acumulação de energia e sua falha antes de tempo (devido à degradação de seus componentes) afetam fortemente o desempenho, a confiabilidade e o custo de ciclo de vida do sistema (Jossen et al, 2004).

As técnicas para determinar o tempo de vida útil das baterias, em geral, baseiam-se em informação fornecida pelos fabricantes que, em sua grande maioria, são realizadas através de ensaios cíclicos de carga e descarga sob condições de operação diferentes às que experimentam as baterias em SFA. Nestes ensaios, a capacidade da bateria diminui gradualmente com os ciclos até o final de sua vida útil. Nos catálogos técnicos os fabricantes fornecem curvas que relacionam o número de ciclos de vida com a profundidade de descarga a temperatura constante. Esta informação permite determinar o ciclo produtivo da bateria operando em períodos repetidos de carga e descarga delimitados entre o valor da máxima profundidade de descarga ( $Pd$ ) e a bateria totalmente carregada, situação que não é característica das condições de funcionamento de baterias instaladas em SFA.

Em SFA, distintos processos de degradação ocorrem paralelamente devido às complexas condições de funcionamento, como uma combinação de ciclos de carga e descarga, estado de carga parcial, carregamento incompleto ou operação em temperaturas elevadas. A interação complexa entre os vários processos de degradação e as condições de funcionamento deve ser considerada para conseguir uma predição correta da vida.

Existem numerosos modelos que estimam a vida útil da bateria considerando um número de cálculos e de suposições matemáticas diferentes (Lasnier e Ang, 1991), mas, dos métodos propostos, a maioria não respondem às condiciones reais de operação.

Para determinar o tempo de vida de baterias de Pb-ácido, Sauer e Wenzl (2008) analisaram três modelos matemáticos que consideram a interação de diferentes formas de perda de capacidade das baterias, mas a precisão destes modelos é limitada em relação à predição da vida, porque não todos os fatores podem ser considerados, e as condições de funcionamento exatas não podem ser previstas. No Projeto Europeu de Ensaio de Equipamentos para Energias Renováveis (PMER-Benchmarking ENK6-CT-2001-80576, 2005) foi proposta uma matriz transversal para vincular as condições de operação das baterias de chumbo-ácido em condições reais de funcionamento com os fatores que produzem a perda de capacidade das baterias ( $fe$ ), de esta forma, categorizar as baterias segundo o tipo de operação ao que foi submetido. Esta última metodologia foi modificada e implementada dentro de um programa computacional por Vera (2009), permitindo, através de uma correlação entre a intensidade de todos os  $fe$  e valores obtidos em ensaios padronizados (Ruddell,2005), determinar os índices de mecanismos de degradação do sistema de acumulação para uma determinada configuração e condição de funcionamento de um SFA.

Quando a correlação entre os índices de mecanismos de degradação calculados após a simulação e os obtidos nos ensaios padronizados resulta em um valor menor que 0,60, há uma baixa correspondência entre eles. Em conseqüência, neste artigo apresenta-se uma nova metodologia para calcular os ciclos de vida de baterias.

#### *Ciclo de vida ou vida útil*

A vida útil é o período de tempo no qual uma bateria opera normalmente sob determinadas condições, mantendo a capacidade e o rendimento. Nas baterias de chumbo-ácido, costuma-se assumir o fim da vida como o momento em que,

estando totalmente carregada, pode fornecer somente 80% de sua capacidade nominal (norma *IEEE1365*). A perda da capacidade tem uma relação com o tempo, temperatura e com a ciclagem da bateria em condições de operação. Nos catálogos técnicos os fabricantes fornecem curvas que relaciona o número de ciclos de vida com a profundidade de descarga e temperatura constante. Esta informação permite determinar o ciclo produtivo da bateria operando em ciclos repetidos de carga e descarga delimitados entre o valor da máxima *Pd* e bateria totalmente carregada.

## MÉTODOLOGIA DE PONDERAÇÃO DE EVENTOS

A metodologia proposta neste artigo baseia-se no modelo *UMass* desenvolvido por Manwell et al (2005). O modelo *UMass* utiliza dados que muitas vezes não estão disponíveis e, além disso, considera uma degradação do tipo linear para qualquer *Pd* e amplitude do ciclo. Este último fato não é correto e induz a um erro que é acentuado para amplitudes elevadas. Pelo exposto, este modelo foi modificado e adicionou-se um termo que considera o efeito da temperatura ambiente sobre o tempo de vida da bateria. Desta forma, foi desenvolvido um novo modelo, denominado *BatLES*, que determina a perda de capacidade da bateria em condições de operação quando a correlação entre índices de mecanismos básicos de degradação é inadequada.

Este novo modelo pondera o número de ciclos de vida da bateria como uma função da profundidade de descarga, da ciclagem e da temperatura ambiente. Utilizando como base de cálculo dados fornecidos pelo fabricante da bateria e um algoritmo que conta os ciclos de carga e descarga da bateria.

O modelo *BatLES* utiliza uma curva exponencial dupla (Eq. (1)) para ajustar a curva *C<sub>V</sub>-Pd*. Para gerar esta curva utiliza-se, como dados de entrada, o número de ciclos de vida para uma *Pd* de 20% (*C<sub>V20</sub>*) e o número de ciclos de vida para uma *Pd* de 80% (*C<sub>V80</sub>*). A razão de utilizar estes valores de *Pd* como parâmetros de entrada é que catálogos de baterias possuem, em geral, pelo menos estes dados (Aichberger, 2003).

$$C_{Life} = (a_1 + a_2 e^{-a_3 Pd} + a_4 e^{-a_5 Pd}) T_{amb1/2} \quad (1)$$

onde *C<sub>Life</sub>* representa os ciclos de vida da bateria de acordo com dados do fabricante, *a<sub>1</sub>...a<sub>4</sub>* representam constantes de ajuste da curva que foram determinadas através de curvas experimentais de diferentes baterias, *T<sub>amb1/2</sub>* representa o efeito da temperatura ambiente sobre os ciclos de vida da bateria, expressa através da Eq. (2).

$$T_{amb1/2} = e^{\left(\frac{\ln 2}{10}\right)(T - T_r)} \quad (2)$$

onde *T* é a temperatura ambiente média durante o ciclo de simulação analisado, *T<sub>r</sub>* é a temperatura ambiente de referência na qual foi ensaiada a bateria. A temperatura de referência para baterias fabricadas em Brasil é 25°C, enquanto para baterias fabricadas na União Européia é 20°C.

Na Figura 1(a) apresentam-se os valores de *C<sub>V</sub>-Pd* para uma bateria da fabrica Tudor (2007) de tipo estacionaria (pontos vermelhos) e a curva ajustada a estes valores utilizando a Eq. (1). A Figura 1(b) apresenta graficamente a correlação obtida entre os valores calculados e fornecidos pelo fabricante, onde o valor da correlação é elevado (*R<sup>2</sup>* =0,99) e se observam pequenos desvios. Também para uma bateria da marca Moura (2005) verificou-se uma correlação elevada e pequenos desvios.

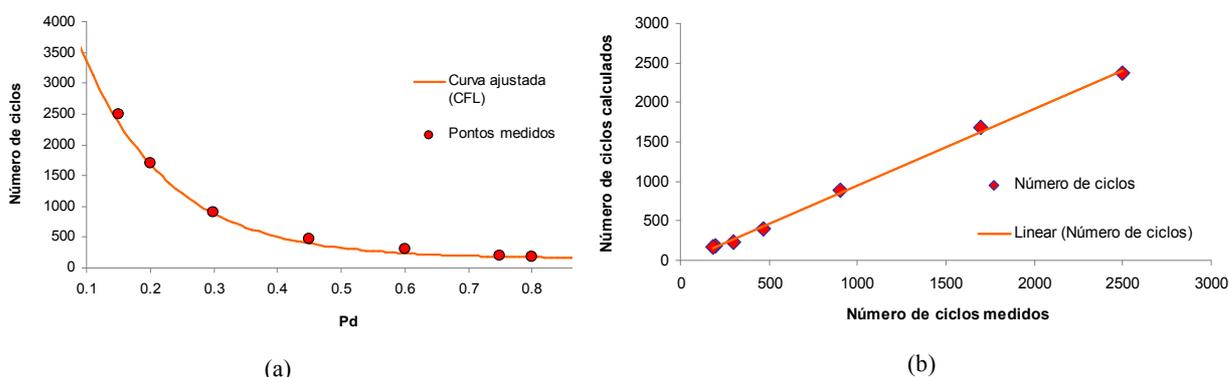


Figura 1. (a) Pontos representativos de *CV-Pd* para uma bateria estacionaria da marca Tudor e curva ajustada, (b) curva de correlação entre os pontos medidos e os valores calculados.

Posteriormente a Eq. (1) foi modificada, introduzindo um parâmetro que limita o valor mínimo de ciclos de vida, estipulado para a condição de *Pd* de 80%, e um coeficiente que considera o tipo de bateria utilizada. Desta forma, obtém-se a Eq. (3) que considera estas modificações.

$$C_{FL} = F(C_{FLife} - C_{Ref}) - C_{ref} \quad (3)$$

onde  $C_{Ref}$  é um parâmetro de entrada expresso pela quantidade de ciclos que tolera a bateria para uma  $Pd$  de 80% (dado de entrada obtido do catálogo do fabricante),  $F$  é um parâmetro de ajuste cujo valor varia de 0,6 a 0,9 dependendo do tipo de bateria analisada. Os valores do parâmetro  $F$  é  $F = 0,9$  para bateria estacionaria,  $F = 0,8$  para bateria solar,  $F = 0,7$  para bateria AGM e  $F = 0,6$  para bateria automotiva.

Analisando o estado de carga ( $EC$ ) ou a profundidade de descarga ( $Pd = 1 - EC$ ) do sistema de acumulação após simular um SFA, ou após analisar dados experimentais, tem-se um histórico de carga e descarga que conduz a valores de  $EC$  que não seguem um padrão de ciclagem (Figura 3(a)). Ou seja, não existe apenas um valor de  $Pd$  que permita valer-se da curva  $C_V - Pd$  para determinar os ciclos de vida do sistema de acumulação. Por esta razão, é utilizado um algoritmo que conta os ciclos (*rainflow counting*) e possibilita identificar as condições de operação das baterias, permitindo a extração de informações importantes para a previsão da vida. Por outro lado, para determinar a profundidade de descarga utilizada para um dimensionamento simples, sempre se faz a simplificação de considerar que diariamente o sistema de acumulação cumpre um ciclo de carga e descarga, e que a  $Pd$  é a mesma durante todos os ciclos. Desta forma, podem-se definir dois valores de  $Pd$ , um deles utilizado para dimensionamento onde se considera (para fins de cálculo dos  $C_V$ ) que os ciclos de carga/descarga são iguais todos os dias, e outro utilizado para simular SFA onde é considerado o efeito real que cada ciclo de carga/descarga produz sobre o sistema de acumulação.

A técnica de contagem de ciclos transforma o histórico randômico em categorias equivalentes de ciclos de amplitude constante, possibilitando a comparação com as informações da curva  $C_V - Pd$  e conseqüentemente, a aplicação da regra de Palmgren-Miner (Mott, 2004). Esta teoria, também denominada como Regra Linear de Acúmulo de Dano, tem como princípio básico a hipótese de que determinado valor de corrente aplicado durante um ciclo de carga ou descarga contribui, em certa quantidade, na degradação do componente. Esta regra linear assume que a relação entre o número de ciclos de carga ou descarga e o número total de ciclos de vida necessário para causar a falha fornece a fração da vida consumida da bateria.

O dano acumulado ( $DC$ ) é expresso através da Eq. (4).

$$D_C = \sum_{i=1}^n \frac{n_i}{N_i} \quad (4)$$

Se  $n_i$  é o número de ciclos correspondente ao  $i$ -ésimo bloco de amplitude de  $Pd$  constante na seqüência de  $n$  blocos, e se  $N_i$  é o número de ciclos para a falha para igual  $Pd$ , então a regra de dano de Palmgren-Miner estabelece a ocorrência da falha, quando o acúmulo das razões de ciclos atinge 1,0.

A metodologia de contagem linear deve ser corrigida já que, como se observa claramente na Figura 3(a), o comportamento dos ciclos de vida em função da  $Pd$  não tem um comportamento linear. Desta forma, a Eq. (5) apresenta o cálculo de um modificador ( $M_{Linear}$ ) que transforma a regra linear em uma regra não linear de acumulo de dano. O expoente desta equação considera a relação entre a quantidade de ciclos que a bateria suporta para uma  $Pd$  de 20% e 80%. Esta expressão é multiplicada por um coeficiente determinado empiricamente através do comportamento de diferentes tipos de baterias (dentro deste intervalo de  $Pd$ ).

A Eq. (5) apresenta um comportamento que amplifica o efeito da ciclagem e sua amplitude para pequenas  $Pd$ .

$$M_{Linear} = Pd \left( \frac{C_{V20}}{C_{V80}} \right)^{\frac{1}{56}} \quad (5)$$

A metodologia utilizada para aplicar a regra de Miner consta em, primeiramente, identificar os valores de  $EC$  máximos e mínimos para cada ciclo (crestas e vales dentro da evolução do  $EC$  da bateria), seguidamente se estabelecem quais destes máximos e mínimos correspondem a um mesmo ciclo (Figura 3(b)).

Após esta determinação, os ciclos são agrupados em categorias segundo o valor do  $EC$  médio ( $ECm$ ).

Os ciclos são contados e organizados, com um passo entre uma e outra categoria de 0,02  $EC$ , em uma matriz cujos valores são as amplitudes dos ciclos e seus valores médios de  $EC$  (equivalente à  $Pd$  média,  $Pdm = 1 - ECm$ ).

Considerando o efeito da amplitude média dos ciclos de carga e descarga, o cálculo do número dos ciclos e vida corrigido ( $C_{FLife}$ ) é realizado utilizando a Eq (6).

$$C_{FLife} = C_{Life} - (C_{Life} - C_{FL}) \left( \frac{1 - \frac{Ampl}{2}}{1 - Ampl} \right) M_{Linear} \quad (6)$$

onde  $Ampl$  é a amplitude dos ciclos de carga e descarga, expresso como a diferença entre o estado de carga máximo e mínimo pra um ciclo.

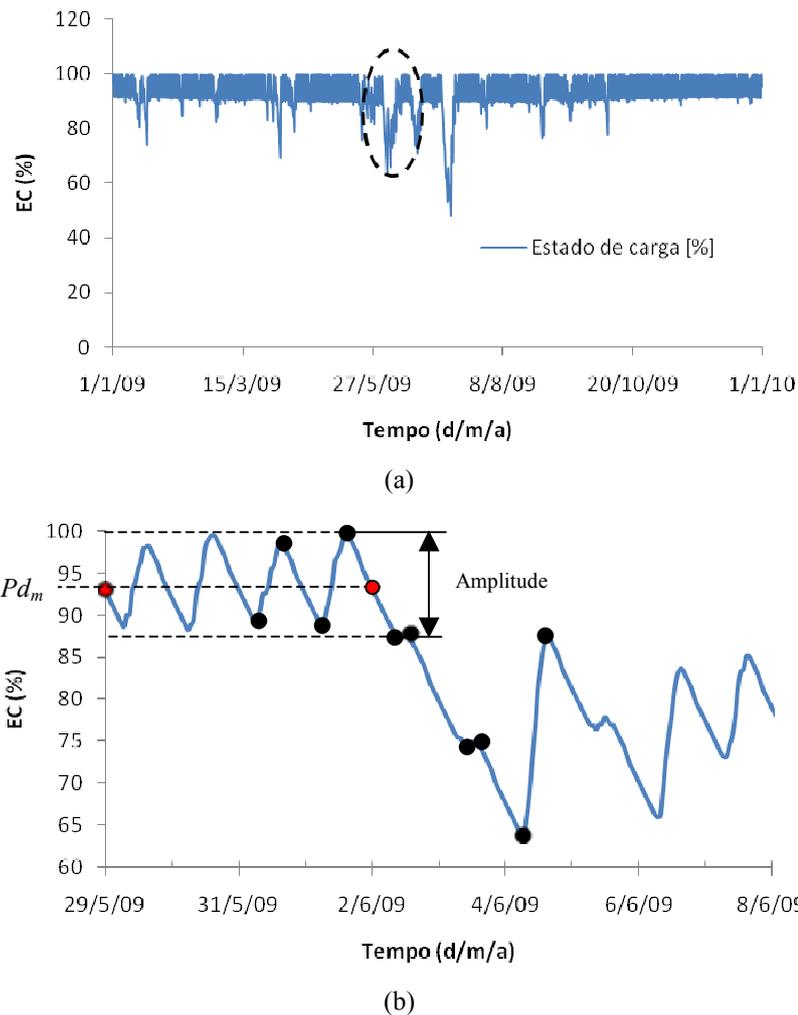


Figura 3. (a) Curva de variação de EC calculados em uma simulação de um ano, (b) ampliação da região marcada com linhas de pontos.

Finalmente o cálculo do dano acumulado é realizado aplicando a regra de Palmgren-Miner modificada (Eq. (7)) substituindo  $N_i$  pelo valor  $C_{FLife}$ , e  $n_i$  pelas vezes que se repete esta condição sobre o tempo analisado (Figura 4).

$$D_C = \sum_{i=1}^n \frac{n_i}{C_{FLife}} \quad (7)$$

Para aplicar este método são assumidas as seguintes considerações:

- Os dados de  $C_I$ - $Pd$  fornecidos no catálogo das baterias são a base para o cálculo da vida da bateria.
- Existe uma degradação diária constante.
- A bateria chega ao final de sua vida quando atinge um 50% da capacidade nominal.

Desta forma, a perda de capacidade diária será determinada através da Eq. (8) e quando este valor for 0,5 de  $C_n$ , será considerada uma capacidade de acumulação igual a 1 Ah. Este valor de capacidade é utilizado para permitir que a simulação continue e a bateria siga sendo o parâmetro de polarização do sistema de geração.

$$Perda\ diaria\ de\ C_n = \frac{0,5\ C_n\ D_C}{dias.\ de\ simulação} \text{ (Ah/dia)} \quad (8)$$

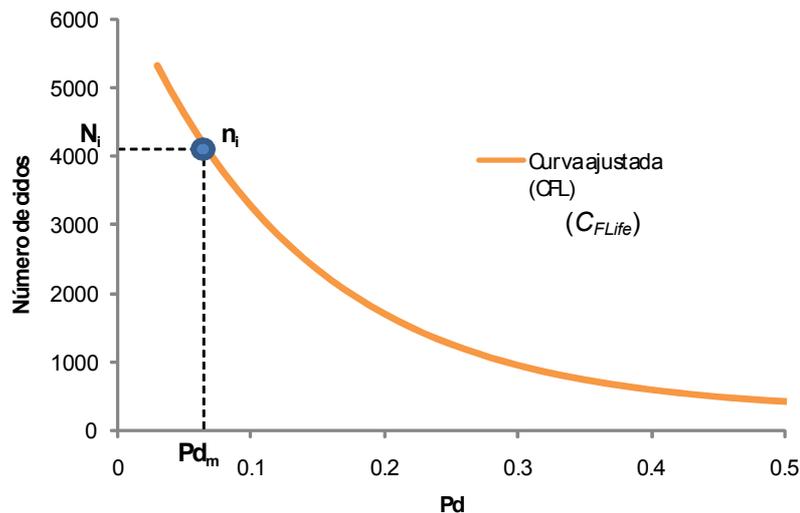


Figura 4. Cálculo do dano acumulado utilizando o valor de  $P_{dm}$ , onde  $N_i$  representa o valor de  $C_{FLife}$  e  $n_i$  representa o número de vezes em que se repete esta condição ao longo do tempo de simulação analisado.

Na Figura 5 apresenta-se o diagrama de fluxo para o cálculo da perda de carga de baterias utilizando o método anteriormente exposto.

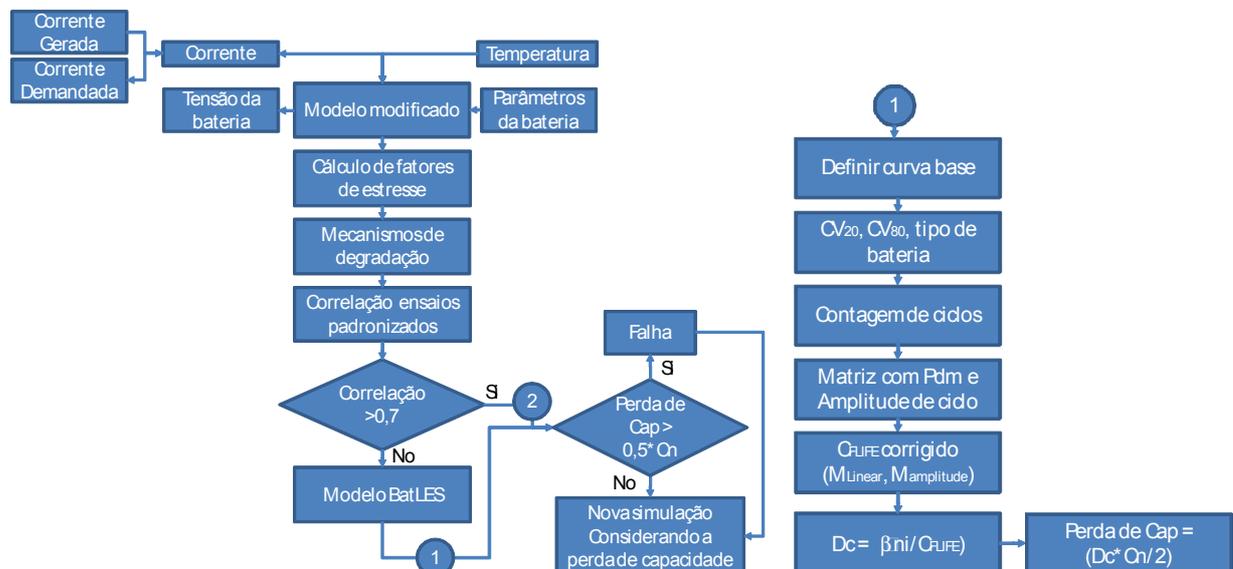


Figura 5. Diagrama de fluxo para o cálculo da perda de carga de baterias utilizando o método exposto.

### CÁLCULO DA PERDA DE CAPACIDADE DO SISTEMA DE ACUMULAÇÃO DE UM SFA

Para calcular a perda de capacidade, tem-se que definir a instalação e o histórico do comportamento do *EC* do sistema após um ano. Este passo foi realizado utilizando o programa de simulação *PVSize* (Vera, 2004) que oferece como resultados o histórico de estado de carga em intervalos temporais horários. Na simulação o sistema, localizado no estado do Pará- Brasil (Latitude: 1,67°N, Longitude: 50,44°O), possuía um inversor de 3 kW, baterias automotivas de 100 Ah de capacidade com um estado de carga inicial igual a 100% e módulos fotovoltaicos de 54 Wp. Estes últimos orientados para o norte geográfico e inclinados 10° em relação do plano horizontal.

Todos os componentes utilizados na simulação foram modelados matematicamente utilizando os algoritmos de cálculo apresentados por Vera (2009). Para o caso particular do controlador de carga utilizou-se na descarga uma tensão de corte correspondente a um valor de estado de descarga da bateria de 50%. A demanda é noturna e segue um perfil escalonado (de 20h00min a 04h00min) com um consumo de 10 kWh/dia. A tensão nominal é de 24 V em corrente contínua e o sistema possui uma configuração com uma capacidade de geração igual a 1,12 vezes a energia demandada e a capacidade útil de acumulação igual a 3 vezes a energia demandada. Esta configuração foi escolhida devido a que com o perfil de demanda utilizado nesta simulação, sem considerar a perda de capacidade de acumulação, o sistema apresentava um grau de confiabilidade de 100% (não se corroborou falta de energia durante a simulação).

Uma vez determinado o ensaio, e sabendo o tipo de bateria utilizado, obtêm-se o valor de perda de capacidade por ciclo de descarga que sofreu o sistema de acumulação durante o período de operação analisado (cada ciclo e determinado quando os Ah extraídos em um processo de descarga é igual à capacidade nominal do banco de baterias).

Com o método *BatLES* os dados mais importantes a serem considerados no momento de realizar o cálculo da perda de capacidade são os valores da curva de ciclos de vida em relação à profundidade de descarga ( $C_V$ - $Pd$ ). Por esta razão, se fez contato com diferentes fabricantes de baterias automotivas no Brasil para solicitar informação sobre a curva  $C_V$ - $Pd$  de seus produtos, apenas o representante das baterias Tudor respondeu, mas informando que não contava com estes dados.

Finalmente optou-se por utilizar valores médios de ciclos de vida apresentados por Nickoletatos e Tselepis (2003) e corroborar estes valores através dos dados informados na pesquisa de mercado sobre baterias (Aichberger, 2003). Desta forma, para baterias automotivas, consideraram-se um  $C_V = 810$  para  $Pd$  de 20% e um  $C_V = 200$  para  $Pd$  de 80% (Figura 6). É importante destacar que, devido a que diferentes modelos de igual tecnologia apresentam desvios entre seu comportamento, a curva  $C_V$ - $Pd$  utilizada simula uma característica média de baterias automotivas.

Analisado o histórico de  $Pd$  e amplitudes de valores de carga/descarga, durante um ano determinou-se que a perda de capacidade foi de 0,065 A/h, este valor representa uma perda anual de 22,9% da capacidade útil.

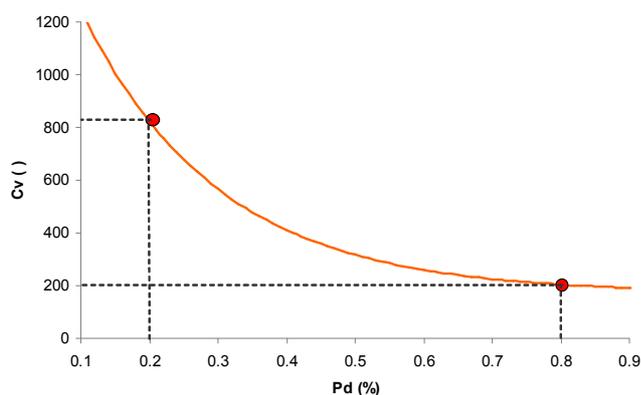


Figura 6. Curva  $C_V$ - $Pd$  utilizada na aplicação do método *BatLES* para determinar a perda de capacidade de sistemas com diferentes perfis de demanda.

Após determinar os valores de perda de capacidade procedeu-se a simular o sistema para um período de tempo de quatro anos. Na seqüência, foram comparados os resultados de *EC* obtidos para sistemas com e sem variação de capacidade do sistema de acumulação, para o período de um ano e para quatro anos (tempo estipulado para a substituição do sistema de acumulação).

Na Figura 7 apresentam-se as curvas que representam os valores de *EC* considerando ou não a perda de capacidade do sistema de acumulação para uma demanda noturna. Analisando os valores de *EC* médio no primeiro ano de simulação, antes e depois de utilizar o fator que considera a perda de capacidade, obtiveram-se valores de *EC* médio próximos, 90,1% e 90,7% respectivamente, e a amplitude média foi da ordem de 7%. Para ambos os casos não foram registradas falhas no sistema para o primeiro ano de simulação. Observa-se na Figura 7(a) que existem diferenças entre os perfis de *EC* simulados com e sem perda de capacidade para o primeiro ano de análise. Estas diferenças devem-se a que a metodologia de geração de dados de irradiância utiliza uma componente aleatória que produz uma variação entre uma e outra geração de dados meteorológicos (mantendo os valores médios de irradiância). Para o segundo e terceiro ano de simulação foram registradas sucessivas falhas considerando a perda de capacidade. Na Figura 7(b) apresentam-se os valores de estado de carga com e sem considerar a perda de capacidade, após quatro anos de operação do sistema de acumulação. Para o quarto ano obteve-se um *EC* médio de 82,4% e uma amplitude média de 14,7%, ou seja, tanto o estado de carga médio como as amplitudes tiveram variações consideráveis quando considerado o efeito de perda de capacidade. O valor da amplitude no quarto ano teve um aumento de 100%.

É importante destacar que no último ano de operação a perda de capacidade do sistema de acumulação superou 50%. Quando este acontecimento ocorre estipulou-se que o sistema de acumulação atingiu seu limite de vida útil, e a nova capacidade do sistema foi reduzido até o 15 % de sua capacidade nominal. Este último valor foi escolhido devido a que resultados da análise de um sistema experimental mostraram que, embora a capacidade individual das baterias permita considerar uma capacidade do sistema de acumulação com 50% de sua capacidade nominal, o efeito que produz as diferenças entre perda de capacidade das baterias do banco produz uma queda mais acentuada neste *EC* (Vera, 2009). O valor de *EC* estipulado para o final da vida útil do sistema de acumulação será ajustado através de uma função que evalue os resultados de novos estudos experimentais que está sendo realizados no GER.

Na Figura 7(b), com linha de traços, está sinalado o *EC* onde são contabilizadas as falhas. Observa-se nesta figura que repetidas vezes foram verificadas falhas no sistema. Ao longo de quatro anos foram contabilizadas 1629 horas de falha durante 298 dias.

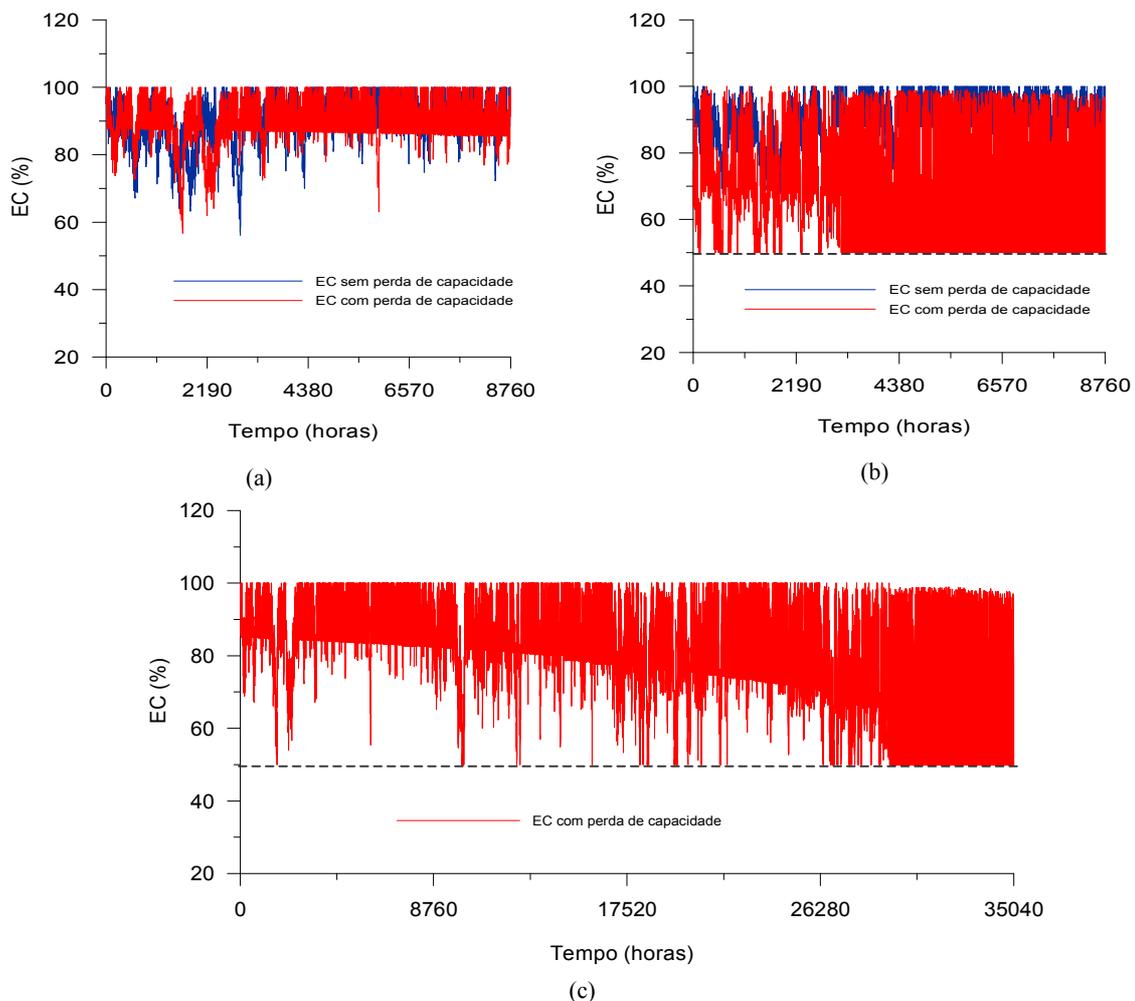


Figura 7: Valores de EC para um perfil de demanda noturno (a) no primeiro ano de simulação com e sem perda de capacidade do sistema de acumulação, (b) no quarto ano de simulação com e sem perda de capacidade e (c) ao longo dos quatro anos de simulação.

Na Figura 7(c) apresenta-se a variação do estado de carga do sistema de acumulação durante os 4 anos de operação. Nesta figura observa-se claramente que a perda de carga produz uma queda contínua do valor de EC e um aumento das amplitudes para ciclos de carga/descarga

Em resumo, ao longo dos quatro anos de operação analisados, para a configuração analisada e perfil de carga noturno, a perda de capacidade teve um importante efeito no sistema de acumulação, afetando consideravelmente a confiabilidade do sistema.

Para um sistema que tenha um perfil noturno de demanda seria necessária a substituição das baterias ao final do terceiro ano, onde a quantidade de falhas ainda é menor a 2% e a capacidade residual do sistema de acumulação é maior que 50% da capacidade inicial.

Quando se troca a localidade ou a configuração é necessária uma nova simulação para determinar a melhor configuração entre capacidade de geração e armazenamento. Na seqüência pode ser realizada uma série de simulações para achar os valores econômicos e técnicos desejados.

## CONCLUSÕES

Um dos pontos fundamentais na determinação da qualidade técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos autônomos é estabelecer a degradação de baterias, como esta degradação afeta na sua capacidade de acumulação e, em consequência, a confiabilidade do sistema.

Uma metodologia proposta por Vera e Kernzinger (2009) permite determinar a perda de capacidade utilizando relações com ensaios padronizados, esta metodologia tem o inconveniente que no caso de obter valores baixos de correlação o método não permite determinar a degradação da bateria. Por esta razão, desenvolveu-se um novo modelo que permite, a través de curvas de ciclos de vida da bateria, determinar sua perda de capacidade. Este novo modelo pondera o número de ciclos de vida da bateria como uma função da profundidade de descarga, da ciclagem e da temperatura ambiente. Utilizando como base de cálculo dados fornecidos pelo fabricante da bateria e um algoritmo que conta os ciclos de carga e descarga da bateria. Desta

forma, foi desenvolvido um novo modelo, denominado *BatLES*, que determina a perda de capacidade da bateria em condições de operação quando a correlação entre índices de mecanismos básicos de degradação é inadequada.

Foram realizadas simulações para determinar o histórico do estado de carga de uma determinada configuração de SFA ao longo de quatro anos. Neste sistema definiu-se um perfil de consumo noturno e, para a configuração escolhida, determinouse uma confiabilidade de 100% (sem considerar a perda de capacidade). Após ponderar a perda de capacidade, calculada através do método proposto, determinou-se que, ao longo dos quatro anos de operação analisados, é necessária a substituição das baterias ao final do terceiro ano para manter um sistema com elevada confiabilidade. Desta forma, observou-se que a perda de capacidade tem um importante efeito no sistema de acumulação, apresentando uma consideravelmente queda na confiabilidade do sistema. À medida que o sistema de acumulação perde capacidade a energia útil diminui, em consequência, a probabilidade de falha aumenta.

É importante destacar que a falta de dados confiáveis das características de baterias que se utilizam em sistemas fotovoltaicos, ou a falta total dos mesmos, conduz a erros importantes na estimativa da perda de capacidade de sistemas utilizando a metodologia apresentada. Isto faz necessário que os fabricantes de baterias apresentem a informação donde se especifique o tempo de vida de baterias avaliado através de ensaios cíclicos padronizados.

## REFERENCIAS

- Aichberger S., (2003). Market survey on solar batteries. Photon International Magazine. Solar Verlag GmbH.
- Baterias Moura. (2007). Fábrica de Baterias de Pb-ácido. [On line] Disponível em: [www.moura.com.br](http://www.moura.com.br).
- Baterias Tudor, (2007). Fábrica de Baterias de Pb-ácido. [On line] Disponível em: [www.tudor.com.br](http://www.tudor.com.br)
- Jossen, A., Garche, J., Sauer, D. (2004). Operation conditions of batteries in PV applications. Solar Energy, 76, 6, 759-769.
- Lasnier, F.; Gag Ang, T. (1991). Photovoltaic Engineering Handbook. Adam Hilger, England.
- Manwell, J., McGowan, J., Abdulwahid, U., Wu, K., (2005). Improvements to the Hybrid Battery Model. Renewable Energy Research Laboratory, Department of Mechanical and Industrial Engineering, University of Massachusetts, Amherst, Massachusetts. American Wind Energy Association Windpower Conference.
- Mott, R., (2004). Machine Elements in Mechanical Design. 4th ed. Prentice Hall New Jersey, USA. pp 944.
- Nickoletatos J. e Tselepis S., (2003). Deliverable D1.4 of the Benchmarking project, Survey about lifetime expectancy of components, in particular the energy storage systems in existing RES applications, [www.benchmarking.eu.org/Publications/Publications.htm](http://www.benchmarking.eu.org/Publications/Publications.htm)
- PEMR, Benchmarking Final Publishable Report-ENK6-CT-2001-80576 (2005). Development of test procedures for benchmarking components in RES applications, in particular energy storage systems. Project funded by the European Community under the 5th Framework Programme (1998-2002).
- PVSize (2009). [On line] Disponível em: <http://www.solar.ufrgs.br/>
- Ruddell, A. (2005). Test Procedures For Operating Categories. Benchmarking Project ENK6-CT2001-80576, Germany.
- Sauer D.U e Wenzl H, (2008). Comparison of different approaches for lifetime prediction of electrochemical systems—Using lead-acid batteries as example. Journal of Power Sources, Vol 176, Issue 2, pp. 534-546.
- Vera L. H.; Krenzinger A., (2009). Metodologia de Determinação da Perda de Capacidade de Sistemas de Acumulação em Sistemas Fotovoltaicos. XXXII Reunión de Trabajo de Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente (ASADES), Río Cuarto, Argentina.
- Vera, L. H. (2004). Programa para Dimensionamento e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.
- Vera, L. H. (2009). Análise do impacto do comportamento de baterias em sistemas fotovoltaicos autônomos. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.
- Wenzl H, Baring-Gould I, Kaiser R, Liaw B, Lundsager P, Manwell J, Ruddell A, Svoboda V, (2005). Life prediction of batteries for selecting the technically most suitable and cost effective battery. Journal of Power Sources, 144, 2, 373-384.

## LOSS OF STORAGE CAPACITY IN SAPS: METHOD OF COUNTING EVENTS

The batteries used in stand-alone photovoltaic systems (SAPS) continuously lose their storage capacity and must be replaced over the system life. This situation affects the reliability and the economic viability of the system. This paper presents a methodology to calculate the capacity loss on batteries according their historical performance and their curve life cycle vs. deep of discharge. The method was tested using values of state of charge of an accumulation system, values derived from simulation of a SFA, and the results obtained showed that, due the loss of capacity, the batteries must be replaced before finishing the third year operation. Thus, the methodology it is useful to determine the influence of degradation in system performance.

**Keywords:** solar energy, stand-alone photovoltaic systems, loss of battery capacity.