

METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DA PERDA DE CAPACIDADE DE SISTEMAS DE ACUMULAÇÃO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

¹Luis Horacio Vera e ²Arno Krenzinger

¹Universidad Nacional del Nordeste, Facultad de Ingeniería, Av. Las Heras 727, Resistencia-Chaco. Grupo en Energías Renovables de la Facultad de Ciencias Exactas, Naturales y Agrimensura, Avenida Libertad 5460 Corrientes.

lh_vera@yahoo.com.ar

²Universidade 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 os mecanismos de degradação (*MD*) que atuam em baterias operando em SFA e calcula a perda de capacidade sofrida segundo seu histórico de funcionamento. Esta metodologia é implementada em um software de simulação de SFA denominado *PVSize*. Resultados obtidos mostram quais são os principais fatores de estresse e mecanismos de degradação que produzem a perda de capacidade das baterias e sua influência no desempenho do sistema.

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

INTRODUÇÃO

Os especialistas em projetar sistemas fotovoltaicos autônomos (SFA), em geral, concordam em que as baterias são os elementos mais fracos na operação dos sistemas. 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. Todas as baterias experimentam algum mecanismo de degradação (Jossen et al, 2004) que, dependendo do tipo de bateria e operação, atuam em diferentes níveis de intensidade e determinam o final de sua vida útil.

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 (capacidade de carga extraída da bateria) 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 parcial de carga, 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 condições 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 (Fig. 1), de esta forma, categorizar as baterias segundo o tipo de operação al que fue submetido. Esta metodologia foi implementada dentro de um programa computacional (*PVSize*, 2009) que analisa a degradação do sistema de acumulação considerando os resultados obtidos através da simulação de um SFA, para uma determinada configuração e condição de funcionamento.

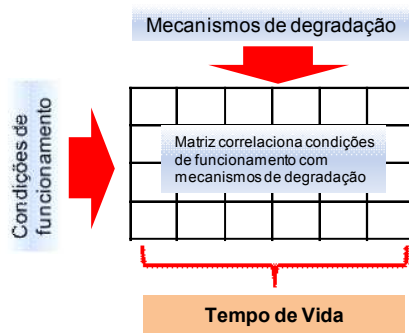


Figura 1. Representação gráfica da matriz que relaciona os mecanismos de degradação com as condições de funcionamento de uma bateria.

MECANISMOS DE ENVELHECIMENTO OU DEGRADAÇÃO DE BATERIAS

Segundo Jossen et al. (2004), os principais mecanismos de degradação que atuam em baterias de chumbo-ácido são: corrosão das placas positivas, amolecimento da massa ativa (aumento de resistência interna), perda da massa ativa, sulfatação irreversível, perda de água e estratificação do eletrólito.

No PMER foi feita uma distinção entre os mecanismos de degradação, que são que ocasionam mudanças irreversíveis nas baterias, e os fatores que agem sobre os MD (que aparecem segundo as condições de funcionamento das baterias), desta forma, determinaram-se oito parâmetros que surgem segundo as condições de funcionamento do sistema e têm um forte impacto nos mecanismos de deterioração. Estes oito parâmetros são denominados “fatores de estresse” (f_e) e manifestam-se através dos valores históricos de tensão, de corrente e da temperatura de operação da bateria.

Os fatores de estresse são parâmetros independentes entre eles e afetam de forma diferente a cada tipo de bateria. Para um determinado conjunto de fatores de estresse a taxa de degradação (e sua influencia no desempenho) depende do tipo de bateria, seu processo de fabricação e qualidade.

Fatores de estresse

Os principais fatores de estresse são:

- Fator da carga
- Taxa da descarga
- Corrente máxima de descarga
- Tempo utilizado para atingir a carga máxima
- Tempo em estado de carga baixo
- Ciclagem parcial
- Alta temperatura

Dos oito fatores do estresse, dois deles referem-se ao efeito de temperatura sobre a bateria, mas apenas considera-se o efeito de um destes parâmetros (para condições de temperatura elevada) já que o outro fator (que considera o de congelamento do eletrólito) no território brasileiro é de muito baixa probabilidade de acontecer.

Embora a tensão de carga/descarga tem uma forte influência nos processos do envelhecimento da bateria ela não é usada como um fator de estresse porque seu valor varia com a densidade do eletrólito, tipo de bateria, temperatura, etc. Porém, os mecanismos do envelhecimento associados com os valores de tensão de carga /descarga são considerados pelos outros fatores de estresse ou por uma combinação deles.

A seguir apresentam-se as definições dos seis fatores de estresse (Svoboda et al, 2007), incluindo o fator que analisa o efeito da temperatura, responsáveis pela degradação e falha de baterias de chumbo-ácido.

Fator de carga (Fc): O fator de carga pode ser interpretado como um parâmetro inverso ao de eficiência faradaica e indica, indiretamente, o tipo de operação da bateria (Eq.(1)).

$$F_c = \frac{\int I_{car} dt}{\int I_{desc} dt} \quad (1)$$

onde I_{car} representa a quantidade de corrente que entrou no sistema de acumulação e I_{desc} a quantidade de corrente que saiu. Em sistemas reais o F_c varia entre 1,02 e 1,30.

Taxa de descarga (TAh): Este fator é obtido através da relação entre os ampère hora (Ah) acumulados durante o processo de descarga e a capacidade nominal do banco de baterias. A taxa de descarga é definida pela Eq. (2).

$$TAh = \frac{\int I_{desc} dt}{C_n} \quad (2)$$

onde C_n representa a capacidade nominal da bateria expressa em Ah. Em instalações reais a taxa de descarga varia entre 10 e 100.

Corrente máxima de descarga ($IM_{1\%}$): Este fator representa as máximas correntes de descarga onde 1% da corrente acumulada no tempo de operação é extraída. Para calcular este fator é utilizada a Eq. (3) que emprega uma função de distribuição de correntes de descarga que é dividida em 100 grupos ordenados por amplitudes de corrente, e o grupo onde se encontram as maiores correntes de descarga é utilizado para o cálculo da $IM_{1\%}$.

$$\sum_{i=1}^n I_i \cdot t_i = 0,01.TAh.C_N \quad (3)$$

onde I_i e t_i correspondem às correntes e tempos associados ao grupo das máximas correntes.

A Eq. (4) calcula o valor de $IM_{1\%}$, que é normalizado pelo valor da corrente para uma taxa de descarga (I_{taxa}) especificada para a capacidade nominal da bateria.

$$IM_{1\%} = \frac{0,01.TAh.C_N}{I_{taxa} \sum_{i=n-x}^n t_i} \quad (4)$$

Tempo médio de recarga (Tmr): Este fator representa o tempo médio, em dias, que o sistema de acumulação demora em chegar a um valor de estado de carga (EC) de 90 %. O fator Tmr é definido pela Eq.(5).

$$Tmr = \frac{\int t(EC_{90}) dt}{n_e} \quad (5)$$

onde o numerador calcula os dias que a bateria demora em atingir o valor de 90% do estado de carga (após uma descarga abaixo deste valor) e o denominador representa uma contagem de número de vezes que o estado de carga esteve abaixo de 90 %. Em caso de variações sazonais podem ser encontrados valores mensais bem diferentes de Tmr . Valores típicos deste fator encontram-se entre 0,7 e 10 dias.

Ciclos parciais de carga (PC): Este fator é obtido considerando a energia acumulada (expressa em Ah) acumulados durante o processo de descarga em intervalos específicos de EC . Os intervalos de EC são definidos como: A: 100 – 85 % EC , B: 85 – 70 % EC , C: 70 – 55 % EC , D: 55 – 40 % EC e E: 40 – 0 % EC .

A Eq. (6) apresenta a forma de cálculo do PC para o intervalo A.

$$A = \frac{\int I_{desc}(EC_A) dt}{\int I_{desc} dt} \cdot 100 \quad (6)$$

onde EC_A representa a corrente de descarga acumulada durante o tempo de análise que se encontra no intervalo definido como A. As outras faixas são calculadas de forma similar e o valor final de PC é calculado utilizando a Eq. (7), onde cada intervalo está associado a um valor numérico que pondera seu efeito sobre o envelhecimento da bateria:

$$PC = \frac{A.1+B.2+C.3+D.4+E.5}{5} \quad (7)$$

Tempo de EC baixo (TEC_b): Este fator é obtido considerando os Ah durante o tempo no qual o EC do sistema de acumulação encontra-se abaixo de 35%. A Eq. (8) permite calcular o valor deste fator.

$$TEC_b = \frac{\int t(EC_{35}) dt}{\int dt} \cdot 100 \quad (8)$$

onde TEC_b faz referência ao tempo que a bateria ficou com um EC inferior a 35%. O TEC_b tem grande relevância na aceleração de MD em baterias de chumbo-ácido. Valores de TEC_b encontrados em SFA variam entre 0% e 50%.

Fator de aceleração por temperatura (T_{ac}): Este fator considera a influência da temperatura no ciclo de vida da bateria relacionando-o com o tempo de vida de uma bateria que opera a uma temperatura de referência de 20°C. A Eq. (9) permite calcular o valor deste fator considerando que a vida da bateria se reduz em 50% para cada 10°C acima do valor da temperatura de referência (Spiers e Rasinkosi, 1996).

$$T_{ac} = \frac{\int e^{\frac{\ln(2)}{10}(T-T_r)} dt}{\int dt} \quad (9)$$

Valores de T_{ac} encontrados em SFA variam entre 0,38 e 1,9.

Estes sete fatores de estresse possuem unidades e intervalos de ação diferentes e devem ser unificados para poder vincular o valor numérico com o grau de degradação. Por esta razão é definida uma escala que descreve as condições de funcionamento utilizando índices de nível de intensidade do fator de estresse analisado.

Processo de indexação de níveis de intensidade para cada fe

Os valores individuais dos fe não oferecem por si próprios uma indicação do impacto de degradação e não podem ser usados para realizar uma categorização do sistema devido à variação dos valores e das unidades (% , dias, Ah, A, etc.). Uma função matemática é exigida para atribuir um valor numérico que representa a intensidade de cada fe .

Um índice do nível de intensidade é atribuído a cada fator de estresse usando critérios que foram criados por especialistas na área. Desta forma, cinco níveis de intensidade foram definidos. Os fatores individuais do estresse e os graus de níveis de intensidade utilizados foram testados e provados em a maioria das séries de dados disponíveis do PMER (Perujo, 2003). As definições matemáticas detalhadas de divisão de cada nível de estresse assim como o efeito produzido são descritas por Wenzl et al. (2005).

DETERMINAÇÃO DA PERDA DE CAPACIDADE DE BATERIAS DE PB-ÁCIDO

No software *PVSize* foi implementado um algoritmo computacional que determina, segundo a metodologia anteriormente apresentada, os fatores de estresse (fe) e calcula um índice que pondera a intensidade com que estes fatores atuam sobre a bateria. Por sua vez, estes fe e sua intensidade têm um vínculo com cada um dos principais mecanismos de perda de capacidade (pc) das baterias. Os fatores de ponderação que permitem calcular o índice de degradação que cada mecanismo causa sobre a perda de capacidade das baterias são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Fatores de ponderação associados com os mecanismos de envelhecimento de baterias de chumbo-ácido, adaptado de Vera (2009).

	Corrosão da placa positiva	Sulfatação irreversível	Amolecimento e degradação da massa ativa	Estratificação do eletrólito
$IM_{1\%}$	Impacto indireto (3)	Alto impacto (4)	Baixo impacto (2)	Baixo impacto (2)
TEC_b	Impacto indireto (2)	Forte impacto. (5)	Sem impacto direto (1)	Impacto indireto. (2)
TAh	Sem impacto (0)	Sem impacto direto (1)	Alto impacto (4)	Forte impacto: (5)
FC	Sem impacto direto (2)	Alto impacto (-4)	Forte impacto (5)	Forte impacto (5)
Tmr	Alto impacto negativo (-4)	Forte impacto (5)	Impacto negativo, (-3)	Alto impacto (4)
PC	Impacto médio (3)	Impacto médio (3)	Sem impacto direto. (2)	Impacto médio (3)
T_{ac}	Forte impacto (5)	Baixo impacto negativo e positivo. (±2)	Sem impacto direto (1)	Sem impacto direto (1)

A Tabela 1 possui uma indexação que pondera numericamente o peso de cada um dos fatores de estresse sobre o risco de surgirem os mecanismos de degradação (MD). Esta indexação foi realizada em uma escala de 1 a 5 (segundo a mesma escala utilizada para indexar os fe), onde o valor 1 representa um baixo impacto do fator de estresse sobre o mecanismo de envelhecimento em questão e o nível 5 um elevado impacto. A metodologia utilizada para realizar esta indexação teve como base as considerações realizadas através da análise de resultados do PMER (2005). Dos seis MD o efeito da perda de água tem uma relação direta com a periodicidade da manutenção, que é um fator de difícil controle, sendo assim, foi considerado que existe uma contínua reposição de água, o que leva a desconsiderar seu efeito. Além disto, o efeito de *softening* (amolecimento) e de perda de massa ativa foi agrupado em apenas um fator porque existe uma forte interação entre ambos. Considerando o exposto, os seis MD foram reduzidos a quatro.

Relacionando a intensidade de cada fe com os fatores de ponderação apresentados na Tabela 1 obtiveram-se as Eq. (10),(11),(12) e (13). Estas equações permitem calcular os valores dos índices dos quatro mecanismos de degradação. Cada equação foi dividida pelo valor máximo de cada fe amplificado pelos valores da matriz de degradação e, finalmente, multiplicado por 5.

$$Corr = \frac{(3.IM_{1\%} + 2.TEC_b + 2.FC - 4.Tmr + 3.PC + 5.T_{ac}).5}{60} \quad (10)$$

$$Sulf = \frac{(4.IM_{1\%} + 5.TEC_b - 4.FC + 5.Tmr + 3.PC + 2.T_{ac} + TAH).5}{80} \quad (11)$$

$$AM_d = \frac{(2.IM_{1\%} + TEC_b + 5.FC - 3.Tmr + 2.PC + T_{ac} + 4.TAh).5}{60} \quad (12)$$

$$Estr = \frac{(2.IM_{1\%} + 2.TEC_b + 5.FC + 4.Tmr + 3.PC + T_{ac} + 5.TAh).5}{110} \quad (13)$$

onde *Corr* expressa o índice normalizado que pondera o efeito de corrosão, *Sulf* expressa o índice normalizado que pondera o efeito de sulfatação, *AM_d* expressa o índice normalizado que pondera o efeito de amolecimento e perda de massa ativa das placas e *Estr* expressa o índice normalizado que pondera o efeito de estratificação do eletrólito.

As Eq. (10), (11), (12) e (13) permitem calcular os índices analíticos de degradação que, através de uma análise estatística de correlação, são associados com os índices experimentais determinados por Ruddell (2005). O uso de uma análise estatística da correlação conduz a resultados que são independentes da unidade de medida e, conseqüentemente, permitem relacionar taxas equivalentes de *pc*.

Vinculação de Resultados Experimentais de Degradação com os fe

Para determinar o grau de degradação e perda de capacidade das baterias são utilizados resultados de ensaios padronizados e associados com resultados obtidos em sistemas reais ou resultados provenientes de uma simulação. Em outras palavras, diferentes combinações de fatores de estresse obtidas em ensaios de laboratório agem de tal forma que seu efeito final no desempenho e vida da bateria é o mesmo, ou similar, que em sistemas reais.

Ruddell (2005) apresentou uma comparação entre sete tipos de ensaios de baterias de Pb-ácido. Os ensaios foram realizados sobre baterias automotivas, solares de placas planas, tubulares e VRLA (com válvula de recombinação), e foi determinada a *pc* das baterias para cada um dos ensaios realizados. A descrição destes ensaios é apresentada a seguir:

- Ensaio Cíclico norma IEC 61427 (IEC). Ciclos de 30% de profundidade de descarga (*Pd*) mantendo baixo o *EC* e na seqüência igual procedimento pero com um *EC* alto.
- Ensaio Cíclico norma NFC 58-510 (NFC). Combinação de ciclos parciais com 20% de *Pd* e comportamento sazonal.
- Ensaio Cíclico para SFA em Marrocos (PPER). Descarga profunda e na seqüência cargas com elevadas correntes.
- Ensaio Cíclico projeto Qualibat (Qualibat). 60% de *Pd* a correntes elevadas.
- Ensaio Cíclico no limiar dos 10% *EC* (10% *EC*). Ciclos de 20% de *Pd* e correntes moderadas entorno de 10% do *EC*.
- Ensaio Cíclico no limiar dos 40% *EC* (40% *EC*). Ciclos de 20% de *Pd* e correntes moderadas entorno de 40% do *EC*.
- Ensaio Cíclico para sistemas rurais em França (DRE). Descarga de ciclo profundo com cinco ciclos de elevada sobrecarga e cinco ciclos com baixa sobrecarga.

Estes ensaios permitiram a Ruddell (2005) determinar, através de uma análise física química, os mecanismos de envelhecimento que apresentaram as baterias. Desta forma, os mecanismos de envelhecimento que desencadearam a degradação das baterias foram: estratificação do eletrólito (*Estr*), sulfatação irreversível das placas (*Sulf*), Corrosão da grade positiva (*Corr*) e amolecimento e perda da massa ativa das placas (*AM_d*). Na seqüência, os graus de degradação observados nas baterias foram indexados em uma escala de 0 (nenhum impacto) a 10 (impacto elevado), segundo os níveis de degradação corroborados. Na Tabela 2 são apresentados os índices experimentais determinados através da normalização dos valores de intensidade de degradação determinados por Ruddell (2005).

Tabela 2. Índices de degradação normalizados para os sete tipos ensaios no PMER (Ruddell, 2005).

Mecanismos de degradação	IEC	NFC	PPER	Qualibat	10% <i>EC</i>	40% <i>EC</i>	DRE
<i>Corr</i>	0,384	0,05	0,15	0,07	0,00	0,00	0,15
<i>Sulf</i>	0,238	0,32	0,30	0,26	0,36	0,33	0,27
<i>AM_d</i>	0,180	0,19	0,35	0,48	0,16	0,20	0,32
<i>Estr</i>	0,198	0,43	0,20	0,19	0,48	0,47	0,27

Através de uma correlação entre os índices da Tabela 2 e as equações de mecanismos de degradação (Eqs. 10, 11, 12 e 13), determina-se qual é o tipo de ensaio que simula uma degradação equivalente à que será experimentada pelo sistema em análise.

Na seqüência, para relacionar cada ensaio com um valor de perda de capacidade (*pc*) foram utilizados os resultados de Potteau (2003) e o estudo apresentado no Report IES PVPS (2002) em conjunto com os gráficos apresentados por Bach et al.

(2004), através dos quais se determinou a quantidade de ciclos de descarga da capacidade nominal que suportaram as baterias até atingir 70% de sua capacidade residual. Estes resultados foram relacionados com uma equação de primeiro grau para vincular o número de ciclos de vida com a pc cíclica. Na Tabela 3 apresenta-se o coeficiente angular para ajustar o número de ciclos de descarga com uma função linear.

Tabela 3. Perda de capacidade das baterias por cada ciclo de descarga em função da sua capacidade nominal.

Tipo de bateria	IEC	NFC	PPER	Qualibat	10% EC	40% EC	DRE
Tub. Estac.	(0,04 a 0,067)%	(0,086 a 0,136)%	(0,167 a 0,5)%	(0,075 a 0,12)%	(0,075 a 0,1)%	(0,0674 a 0,094)%	(0,136 a 0,187)%
Automotiva	(0,167 a 0,5)%	(0,214 a 0,5)%	(0,4 a 3,0)%	(0,429)%	(0,167 a 0,5)%	(0,273 a 0,375)%	(0,428 a 1,5)%
Solar	(0,143 a 0,428)%	(0,273 a 0,375)%	(0,33 a 0,4)%	(0,088 a 0,75)%	(0,15 a 0,25)%	(0,079 a 0,107)%	(0,24 a 0,4)%
VRLA	-	-	-	(0,086 a 0,375)%	(0,1 a 0,12)%	(0,107 a 0,12)%	(0,214 a 0,24)%

Desta maneira, a modo de exemplo, uma bateria automotiva de 100 Ah submetida a uma condição de operação que resulte em uma elevada correlação com o ensaio IEC, experimentará uma perda de capacidade de 0,00167 a 0,005 por ciclo. Se a mesma bateria fosse submetida a 100 ciclos de descarga de sua C_n a capacidade perdida estaria entre 16,7 Ah e 50 Ah.

SIMULAÇÃO E CÁLCULO DA PERDA DE CAPACIDADE DO SISTEMA DE ACUMULAÇÃO DE UM SFA

A instalação a ser simulada encontra-se na Floresta Nacional de Caxiuanã (Latitude: 1,67°N, Longitude: 50,44°O), a 350 km a oeste de Belém (estado de Pará). Este lugar foi escolhido para esta simulação devido à existência de SFA instalados nesta região, como alternativa para minimizar gastos com combustível de grupos geradores a diesel.

Na simulação o sistema 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 (2004) e 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%. O perfil de demanda é um perfil diurno 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 de acumulação igual a 3,0 vezes a energia demandada. Esta configuração foi escolhida devido a que com o perfil de demanda utilizado nesta simulação, sem considerar a pc de acumulação, o sistema apresentava um grau de confiabilidade de 100% (não se corroborou falta de energia durante a simulação).

Efeito da perda de capacidade do sistema de acumulação sobre a confiabilidade

Utilizando o histórico do comportamento do sistema após um ano de simulação, para o caso particular de consumo diurno, obtiveram-se os fatores de estresse ponderados segundo seu índice de intensidade. Estes resultados foram utilizados para calcular a pc que cada mecanismo de degradação (corrosão, sulfatação, degradação de massa ativa e estratificação) produz no sistema de acumulação. Na Figura 2 (a) apresenta-se em um gráfico polar o valor de intensidade de cada um dos fatores de estresse, e na Figura 2 (b) apresentam-se graficamente os índices normalizados de cada um dos mecanismos de degradação que foram calculados, conjuntamente com alguns dos índices de referencia normalizados. Cada índice calculado é relacionado com os índices de cada um dos ensaios, a relação que resulte com um maior valor de coeficiente de correlação determinará o ensaio que estabeleceu a perda de capacidade do sistema de acumulação estudado.

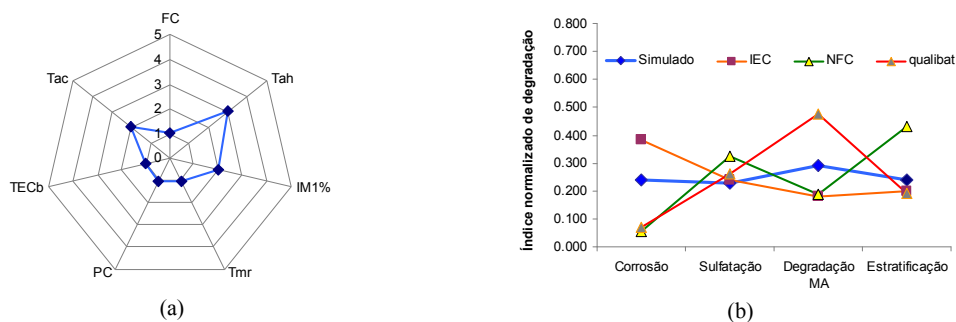


Figura 2. (a) Gráfico polar mostrando os valores de intensidade para os fatores de estresse, (b) valores de índices normalizados de degradação.

O coeficiente de correlação mais elevado foi de 0,8 e correspondeu a os ensaios cíclicos nomeados como Qualibat. Uma vez determinado o ensaio, e sabendo o tipo de bateria utilizado, extrai-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 é definido como uma capacidade nominal do banco de baterias). A quantidade de ciclos ao que foi submetido o sistema de acumulação foi de 185, e a perda de capacidade por ciclo foi de 0,429 A.

Analisando os valores da Tabela 3 observa-se que existe um intervalo de perda de capacidade para cada tipo de bateria e ensaio, para definir o valor que será utilizado considera-se a somatória das intensidades de degradação e na medida em que o valor desta soma é mais elevado a perda de capacidade a ser utilizada estará mais próxima ao valor máximo. Este procedimento é realizado já que um aumento nos índices de degradação representa uma maior perda de capacidade. O valor de perda de capacidade anual calculado foi de 79,4 Ah, o que representa uma perda anual do 6,4% da capacidade útil do sistema de acumulação.

Na **Figura 3 (a)** e apresentado em um gráfico polar os valores de intensidade dos fatores de estresse calculados para o perfil de demanda analisado. Esta distribuição de fatores de estresse produz no sistema de acumulação uma degradação moderada a baixa, ao ser o valor de *Tah* o mais importante, isto indica uma degradação devido principalmente a amolecimento, perda de massa ativa e estratificação do eletrólito.

Após determinar o valor de perda de capacidade para o perfil de demanda especificado 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 3 apresentam-se as curvas que representam os valores de *EC* para perfil de demanda diurno considerando ou não a perda de capacidade do sistema de acumulação. Observa-se na Figura 3 (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 mesmos valores médios de irradiância mensal). Analisando os valores médios de *EC* antes e depois de considerar a perda de capacidade obtiveram-se valores muito próximos, 95,8% com uma amplitude média da ordem de 6,7%, e 96% com uma amplitude média da ordem de 7%, respectivamente.

Para ambos os casos não foram registradas falhas no sistema para o primeiro e segundo ano de simulação. Para o terceiro e quarto ano de simulação foram registradas algumas falhas. Na Figura 3 (b) apresentam-se os valores de estado de carga do sistema de acumulação após 4 anos de operação considerando e sem considerar a perda de capacidade. Para o quarto ano, considerando a perda de capacidade, obteve-se um *EC* médio de 95% e uma amplitude média de 8,8%, ou seja, o estado de carga médio quase não se alterou e a amplitude teve um aumento de 20%.

Na Figura 3 (b) com linha de traços está sinalado o *EC* onde atua o controlador de carga e sobre sua atuação são contabilizadas as falhas. Ao longo de quatro anos de operação várias vezes foram verificadas falhas no sistema, contabilizando-se 34 horas de falha durante quatro dias. De todas as formas, 34 horas de falha ao longo de quatro anos representa uma confiabilidade do sistema muito elevada, maior que 99%.

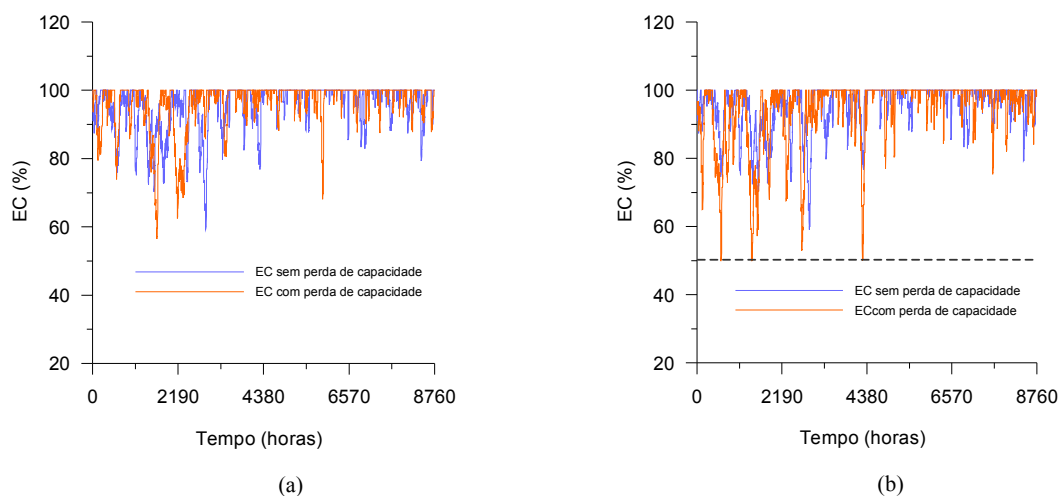


Figura 3. Valores de *EC* para um perfil de demanda diurno (a) no primeiro ano de simulação com e sem perda de capacidade do sistema de acumulação e (b) no quarto ano de simulação com e sem perda de capacidade.

Em resumo, para a configuração analisada e perfil de carga diurno a perda de capacidade moderada do sistema de acumulação, ao longo dos quatro anos de operação analisados, não afetaram consideravelmente a confiabilidade do sistema. Desta forma, o tempo estipulado para a substituição das baterias ao final do quarto ano de operação mostrou-se adequado para o caso estudado.

CONCLUSÕES

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

Uma vez que o software foi munido das novas ferramentas de cálculo foram realizadas simulações, através das quais se determinou que a confiabilidade de um SFA varia em relação à perda de capacidade do sistema de acumulação.

Simulando ao longo dos quatro anos uma configuração de sistema que para um consumo diurno apresenta uma confiabilidade de 100% observou-se que existe uma perda de capacidade moderada do sistema de acumulação, perda que não afeta consideravelmente a confiabilidade do sistema. Desta forma, o tempo estipulado para a substituição das baterias ao final do quarto ano de operação mostrou-se adequado para este caso.

Foram realizadas simulações com outras configurações de sistemas e diferentes condições de operação onde se constatou que o coeficiente de correlação não foi maior que 0,7. Este fato mostra claramente a necessidade de ampliar a base de dados de perda de capacidade das baterias determinados em ensaios padronizados ou criar um modelo matemático auxiliar que permita contornar esta situação e consiga determinar a perda de capacidade do sistema simulado.

Finalmente uma metodologia para o cálculo da perda de capacidade de sistemas de acumulação em SFA foi implementado em um programa computacional que permite, através de simulações, calcularem os fatores de estresse e seu efeito sobre os mecanismos de degradação devido às próprias condições de operação. Estes resultados permitem também determinar o efeito da perda de capacidade do sistema de acumulação sobre a confiabilidade do sistema.

REFERENCIAS

- Bach, O., Desmettre D, Mattera F, Malbranche P. (2004). Results and Comparisons of Seven Cycling Test Procedures for PV batteries. GENECE, France.
- 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.
- 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).
- Perujo, A., Kaiser, R., Sauer, D., Wenzl, H., Baring-Gould, I., Wilmot, N., Mattera, F., Tselepis, S., Nieuwenhout, F., Rodrigues, C., Ruddell, A., Lundsager, P., Svoboda, V. (2003). Standardised evaluation of renewable energy systems. Joint Res. Center, Inst. for Environ. & Sustainability, Italy. *Photovoltaic Energy Conversion, Proceedings of 3rd World Conference*, 3, 2173- 2176.
- Potteau, E., Desmettre, D., Mattera, F., Bach, O., Martin, J., Malbranche, P. 2003. Results and comparison of seven accelerated cycling test procedures for the photovoltaic application. *Journal of Power Sources*, 113, 27, 408-413.
- PVSize (2009). [On line] Disponível em: <http://www.solar.ufrgs.br/>
- Report IEA PVPS T3-11 (2002). Testing of batteries used in stand-alone PV power supply systems. Test procedures and examples of test results. [On line] Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/>.
- 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*, 176, 2, 534-546.
- Spiers D.J, Rasinkoski A. D (1995). Predicting the service lifetime of lead/acid batteries in photovoltaic systems. *Journal of Power Sources*, 53, 245-253.
- Svoboda, V., Wenzl, H., Kaiser, R., Jossen, A., Baring-Gould, I., Manwell, J., Lundsager, P., Bindner, H., Cronin, T., Norgard, P., Ruddell, A., Perujo, A., Douglas, K., Carlos Rodrigues, Joyce, A., Mattera, F., et al (2007). Operating conditions of batteries in off-grid renewable energy systems. *Solar Energy*, 81, 1409-1425.
- 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.

ABSTRACT

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 for determining the degradation on batteries and the methodology to calculate the capacity loss according their historical performance. This methodology is implemented in the simulation software called *PVSize*. Simulation realized with *PVSize* permit determinate the main stress factors that produce the batteries degradation and their effect on the system performance.

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