

DETERMINAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS A PARTIR DE SIMULAÇÕES NUMÉRICAS

Vera Luis H. ^(1,2) - e-mail: lh_vera@yahoo.com.ar

⁽¹⁾ Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Del Nordeste, Av. Las Heras n° 727, Resistencia, 3500, (Chaco) Argentina, Teléfono/Fax: 0054-3722-420076.

Krenzinger Arno ⁽²⁾ - e-mail: arno.krenzinger@ufrgs.br

⁽²⁾ Laboratório de Energia Solar, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Sarmiento Leite n° 425, Porto Alegre, 90050-170, (Rio Grande do Sul) Brasil, Telefone: 0055-51-3308-6841, Fax: 0055-51-3316-6841.

3.5 Sistemas Fotovoltaicos Autônomos e Híbridos

Resumo. O desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos (SFA) depende, além de seu projeto técnico e da radiação solar que recebe, do perfil de carga ao qual será submetido. Os diferentes perfis de cargas encontrados em SFA apresentam características diferenciadas ao longo do dia, semana e mês dependendo de sua aplicação. Neste trabalho apresentam-se os resultados de simulações realizadas, em uma base temporal horária, sobre um SFA para diferentes perfis de carga, utilizando um programa computacional desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS denominado PVSize. A metodologia de simulação numérica utilizada baseia-se em balanços energéticos horários ao longo de um ano através dos quais se calcula, em função da potência fotovoltaica instalada e da capacidade do banco de baterias, a probabilidade que aconteça uma falha. A instalação a ser analisada encontra-se implantada na região amazônica do Brasil com uma demanda energética de 10 kWh ao dia. A probabilidade de perda de carga no SFA foi simulada para quatro diferentes tipos de perfis de demanda: consumo noturno, consumo diurno, consumo constante ao longo do dia e consumo misto (de dia e de noite), utilizando como dados de entrada valores médios mensais de temperatura e radiação e parâmetros técnicos. Resultados das simulações mostram a necessidade de aumentar a capacidade de geração ou de acumulação de energia para manter o mesmo grau de confiabilidade de um SFA com diferentes perfis de carga, e seu efeito sobre a viabilidade financeira do projeto. A LLP obtida, comparando uma metodologia energética e temporal, tem mostrado diferenças de até 10 %. A análise financeira durante 25 anos de operação mostrou que para os quatro perfis de demanda considerados e valores de LLP iguais a zero o custo por kWh gerado encontra-se entre R\$ 1,70 e R\$ 1,80 em sistemas com diferentes capacidades de geração e armazenamento, por consequência, diferentes custos iniciais.

Palavras Chave: Sistemas Fotovoltaicos Autônomos, Confiabilidade, Análise Econômica.

1. INTRODUÇÃO

Na década de 90, a maioria dos sistemas fotovoltaicos eram do tipo autônomo e instalados em lugares onde a rede elétrica de distribuição de energia não tinha cobertura. No entanto, atualmente os sistemas conectados à rede elétrica são os que ocupam a parcela majoritária dentro do universo de sistemas fotovoltaicos (SF) e são os que impulsionaram o crescimento da indústria fotovoltaica (nos últimos 10 anos maiores que 30 % ao ano). A taxa de crescimento dos sistemas conectados à rede está principalmente associada à política de subsídios praticada por alguns países desenvolvidos (Tolmasquim, 2003). Desta forma, os países que atualmente contam com os índices mais elevados de potência fotovoltaica instalada são: Alemanha, Japão, EUA, Espanha e Itália.

O crescimento na produção mundial da tecnologia fotovoltaica tem estimulado uma queda nos valores de compra de dispositivos fotovoltaicos. No ano de 2006 o valor de um SFA, sem considerar o tipo de aplicação, encontrava-se na faixa entre 9,5 US\$/Wp a 15 US\$/Wp. Esta faixa de valores foi relatada para diferentes países e tipos de instalações. O valor médio destes sistemas encontra-se próximo de 12,5 US\$/Wp, valor levemente menor que 13 US\$/Wp reportado no ano de 2005 (Kaizuka et al, 2007)

Para o caso particular do Brasil, e outros países da América Latina, a falta de incentivos econômicos não tem permitido o forte crescimento na demanda da tecnologia fotovoltaica como a experimentada em países desenvolvidos. Nos países latino-americanos a parcela de sistemas autônomos isolados ainda é superior à parcela de sistemas conectados à rede, sendo estes últimos instalados principalmente por universidades e centros de pesquisa, já que até o momento não existe uma legislação ou incentivos que estimulem sua instalação.

Nos países latino-americanos a potência total de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos (SFA) deve-se principalmente a programas de eletrificação rural, somando aproximadamente 30 MW de potência instalada (Goswami, 2007). Este valor de potência representa uma parcela mínima (0,45%) na participação da potência mundial total instalada (6,5 GWp). No entanto, esta capacidade instalada tem um crescimento constante devido aos programas de eletrificação rural

que consideram os sistemas fotovoltaicos como um dos principais impulsores da oferta do serviço elétrico nas comunidades isoladas.

O aumento no número de SF em comunidades isoladas tem levado à criação de diferentes metodologias de dimensionamento para prever o comportamento destes sistemas e assim poder garantir sua confiabilidade com o mínimo investimento. Barra et al (1984) apresentou uma solução analítica para o dimensionamento de SFA em função de dados históricos de radiação solar. Keating (1991) propõe uma simulação numérica que utiliza valores horários de dados meteorológicos e perfis de cargas horários para simular o fluxo de energia em um SFA e prever a confiabilidade para diferentes configurações de baterias e módulos fotovoltaicos. Notton et al (1996) apresenta uma avaliação detalhada da sensibilidade dos métodos numéricos de dimensionamento e a influência que tem alguns parâmetros de dimensionamento. Diferentes metodologias de dimensionamento propostas por vários autores são descritas e analisadas em detalhe por Benatallah et al (2005) e Posadillo e Luque (2008). Este último apresenta também uma metodologia denominada híbrida onde utiliza métodos numéricos em conjunto com métodos analíticos para calcular a confiabilidade de um SFA. Com estas metodologias, em geral, o comportamento é determinado e estudado só para perfis de carga específicos sem considerar o efeito da variação deste perfil de carga sobre o desempenho do sistema (Celik, 2007)

Os perfis de carga em SFA variam significativamente dependendo da aplicação específica à qual é submetido, abrangendo desde sistemas de demanda constante ao longo do dia até sistemas que funcionam de forma intermitente em horários noturno, em alguns casos com demandas energéticas iguais, mas com potências totalmente diferentes.

Neste trabalho adotou-se uma metodologia numérica de simulação para analisar a confiabilidade de um SFA submetido a diferentes perfis de carga, através da combinação ótima da potência do sistema de geração fotovoltaica e a capacidade de armazenamento das baterias. Por sua vez, utilizando conceitos de matemática financeira consegue-se determinar o sistema que minimize o custo de geração para uma confiabilidade especificada.

Considerando o exposto anteriormente, este trabalho tem como objetivo compreender o efeito de 4 perfis de carga diferentes sobre o desempenho e confiabilidade do sistema, através de dois tipos de metodologias, e sua relação com aspectos econômicos.

2. MODELOS MATEMÁTICOS DOS ELEMENTOS QUE COMPÕEM UM SFA

A representação de um SFA real através de um modelo matemático ou lógico é uma ferramenta básica nos processos de simulação, já que permite descrever, explicar e prever o comportamento do sistema em diferentes condições de operação. A construção do modelo consiste em desenvolver uma equação matemática que represente o comportamento de cada um dos componentes do sistema fotovoltaico. Os modelos a serem utilizados caracterizam o comportamento da radiação solar, temperatura ambiente, comportamento do gerador fotovoltaico, controlador de carga, baterias e conversor CC-CA (inversor). Os modelos matemáticos utilizados para a simulação neste trabalho é apresentada em detalhe por Vera (2004).

3. ASPECTOS ECONÔMICOS DE UM PROJETO FOTOVOLTAICO

O detalhamento dos aspectos econômicos de um projeto é tão importante quanto a análise de viabilidade técnica. A definição de cada etapa e sua participação nos custos finais deve estar presente no levantamento dos encargos financeiros necessários para a análise de viabilidade do projeto.

Para SFA de pequeno porte os custos de instalação variam consideravelmente, sendo os valores associados ao custo de equipamentos do projeto os mais importantes no balanço total do investimento.

Para o caso particular dos projetos fotovoltaicos de grande porte, os custos iniciais englobam importantes encargos em diversas etapas: estudos de viabilidade técnica, negociações e desenvolvimento, projetos de engenharia, custos de equipamento, infra-estrutura e despesas diversas. Cada uma destas etapas precisa de um detalhamento em função da importância do projeto, podendo representar uma parte importante na parcela investida ou ser desprezada (o tamanho da instalação é quem define sua importância).

Além dos custos anteriormente descritos, exercem influência sobre o valor da eletricidade gerada os seguintes fatores:

- Horas de sol.
- Disponibilidade.
- Tempo de vida: para módulos fotovoltaicos modernos é de mais de 20 anos, no entanto, isto não exclui a necessidade de substituição de certos componentes do SFA após um determinado período.
- Taxa de Juros.
- Subsídios.

3.1 Modelo para Análise Financeira

O modelo para análise financeira utiliza vários parâmetros financeiros (taxas de desconto, custo da energia, entre outros) e calcula indicadores básicos para a análise do investimento.

As equações usadas no modelo financeiro da análise seguem a metodologia de fluxo de caixa utilizada no programa RETScreen (2007) e conceitos de matemática apresentados em Casarotto Filho e Kopittke (2006).

3.2 Indicadores financeiros de viabilidade

Antes de iniciar a análise e comparação das diferentes oportunidades de investimento, deve-se determinar qual será o custo do capital investido. O custo deste capital se denomina taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade (TMA). A TMA pode ser definida como a taxa resultante de uma política de investimento considerando a taxa de juros praticada no mercado e a incerteza dos valores de fluxo de caixa. Esta taxa deve refletir o custo de oportunidade dos investidores, que podem escolher entre investir no projeto que está sendo avaliado ou em outro projeto similar empreendido por outra empresa.

Os indicadores de viabilidade financeira calculados são:

Método do Valor Presente Líquido (VPL): Este método calcula o valor de um projeto através da diferença entre o valor presente das entradas líquidas de caixa do projeto e o investimento inicial necessário ao longo do tempo de vida do projeto (Eq. (2))

$$VPL = \sum_{n=0}^N \frac{Ca_n}{(1 + TMA)^n} \quad (2)$$

onde N é o tempo de vida do projeto em anos e Ca_n é o fluxo de caixa por cada ano n

Método da taxa interna de retorno (TIR): Este método requer o cálculo de uma taxa que zera o VPL dos fluxos de caixa do projeto, baseado nos dados de entrada definidos para o investimento avaliado (Eq. (3))

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{Ca_n}{(1 + TIR)^n} \quad (3)$$

O método do “payback simple” (PB) é calculado e utilizado como método complementar de análise.

Para determinar se o projeto é rentável ou não para a empresa, devem ser comparadas a TIR resultante do projeto e a TMA desejada. Se o valor da TIR é menor que o valor do VPL o projeto é economicamente viável.

O custo de produção de energia representa o valor do fluxo de caixa anual que resulte em um VPL igual a zero.

No momento de avaliar as alternativas de investimento, em conjunto com os indicadores financeiros devem ser considerados os seguintes critérios:

- a. Critérios econômicos: Rentabilidade dos investimentos.
- b. Critérios financeiros: Disponibilidade de recursos.
- c. Critérios imponderáveis: Segurança, status, beleza, localização, facilidade de manutenção, meio ambiente, qualidade, desenvolvimento social, entre outros.

3.3 Custos associados à instalação e operação de SFA

Os projetos de eletrificação rural assim como projetos pilotos por utilizarem uma quantidade pequena de geradores fotovoltaicos, geralmente apresentam custos iniciais elevados além de despesas com manutenção e operação.

A distribuição dos custos pode variar amplamente segundo as características de cada empreendimento, tornando cada projeto um estudo de caso em particular. Um estudo sobre a distribuição dos custos de cada etapa do projeto foi realizada por Lazou e Papatsoris (2000) para diversas localidades européias e mediterrâneas. Este estudo evidencia que nos últimos anos a principal variação nos custos foi no valor do Wp, que caiu 36%. Entretanto, as taxas se mantêm quase constantes no tempo e são menores que as aplicadas em países em vias de desenvolvimento.

Um estudo do custo da implantação de sistemas fotovoltaicos, publicado em 2002, mostrou que os valores de sistemas isolados de até 1 kWp apresentam variações de preço de 9 a 25 US\$/Wp, sendo que o valor típico encontra-se em torno de 13 US\$/Wp. Borges et al (2007) encontrou para SFA autônomos instalados no Brasil no ano 2006 e 2007 um investimento no sistema que varia na faixa de 11 a 16 US\$/Wp. Sistemas fotovoltaicos com potências maiores que 1 kW apresentam variações semelhantes e preços ligeiramente menores.

Considerando os valores investidos na instalação de sistemas fotovoltaicos isolados, esta alternativa mostra-se extremamente antieconômica e não competitiva quando comparada com o custo da implantação de outras fontes de geração. No entanto, uma análise econômica completa e não apenas financeira, pode mostrar que esta conclusão, em determinadas circunstâncias, é errada.

4. DEFINIÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO

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

No ano de 2006 um SFA foi instalado nesta região e o valor da instalação em função do Wp foi de 13,11 US\$/Wp, valor que encontra-se dentro da faixa de valores apresentado por Borges et al (2007).

Na Tab. 1 são apresentados os custos dos elementos do sistema considerando um valor de 13US\$/Wp, e o tempo de substituição de cada componente durante a vida do projeto.

As simulações foram realizadas com um inversor de 3 kW, baterias automotivas seladas de 100 Ah de capacidade e EC inicial igual a 100% e módulos fotovoltaicos de 54 Wp orientados para o norte geográfico e inclinados 10° em relação da horizontal.

Todos os componentes utilizados na simulação (Tab. 1) foram modelados segundo dados do próprio fabricante. Para o caso particular do controlador de carga utilizou-se na descarga uma tensão de corte que correspondente a um valor de estado de descarga da bateria de 50%, e para o corte por sobrecarga o valor adotado foi de 96 %.

Tabela 1. Custo dos componentes que constituem o sistema e tempo de reposição ao longo da vida útil do sistema.

Componentes	Custo	Reposição (anos)	Tipo
Gerador FV (R\$/Wp)	13,8	-	Kyocera KC50T
Inversor (R\$/W)	2,75	10	Isoverter 3000
Baterias (R\$/Ah)	2,8	4	Automotivas 100Ah
Regulador (R\$/A)	27,3	10	Tristar 60
Instalação (%CI)	7,0	-	-
O&M (%CI)	1,0	1	-
Acessórios (%CI)	5,0	2	-

O custo inicial (CI) está formado pela soma dos valores investidos no sistema de geração, armazenamento e gerenciamento do sistema.

Os parâmetros empregados para realizar a análise financeira são: 25 anos de vida, custo de venda da energia gerada de 2,0 R\$/kWh, 9,6 % de reajuste anual no custo da energia, 6% de inflação anual e 10% de taxa mínima de atratividade (TMA). Os valores considerados representam a média dos valores dos últimos 10 anos no Brasil, exceto a TMA que depende da política de investimento e o valor do kWh. A taxa tributária considerada no cálculo é de 35% sendo que 60% do custo inicial investido será depreciado em 10 anos de forma linear.

4.1 Definição dos perfis de demanda

Para analisar o efeito de diferentes perfis de carga em SFA escolheram-se 4 tipos de distribuições de consumos diários de 10 kWh/dia. Os perfis escolhidos são apresentados na Fig. 1.

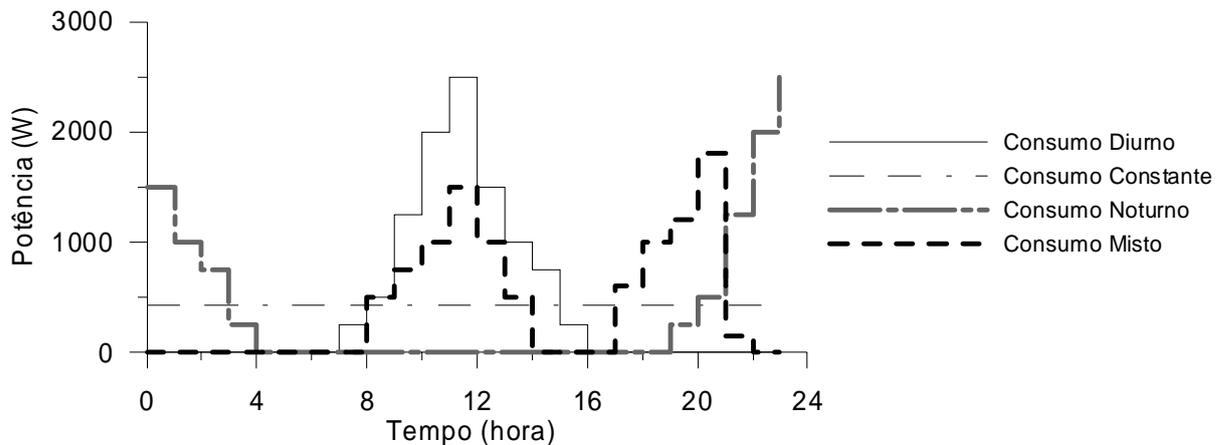


Fig. 1. Perfis de carga diários escolhidos para determinar seu efeito sobre a confiabilidade de um SFA.

O valor de 10 kWh dia não considera o efeito da eficiência do inversor, fato que revela que a carga real demandada seja maior. Este aumento na demanda estará diretamente associado ao ponto de trabalho do inversor. Considerando a eficiência do inversor, a demanda energética diária é de aproximadamente 11 kWh/dia, produzindo um consumo anual de energia de aproximadamente 4 MWh.

5. SIMULAÇÃO E DETERMINAÇÃO DA PROBABILIDADE DE PERDA DE CARGA NO SFA

O método de simulação numérica baseia-se em balanços energéticos horários ao longo de um ano onde, através de um monitoramento do comportamento do sistema, calcula-se em função da capacidade de geração e de armazenamento a probabilidade que ocorra uma falha.

Através de um balanço horário de energia na bateria, realiza-se uma comparação da energia que entrou e saiu da mesma, permitindo obter a variação do estado de carga. Para o processo de descarga, o balanço sobre o sistema de armazenamento é representado pela Eq. (4)

$$EC_{(i,j)} = EC_{(i-1,j)} + \frac{(E_{hG(i,j)} - E_{Cons(i,j)})}{C \cdot FC} \quad (4)$$

Para o processo de carga a Eq. (5) realiza o balanço correspondente

$$EC_{(i,j)} = EC_{(i-1,j)} + \eta_b(i,j) \frac{(E_{hG(i,j)} - E_{Cons(i,j)})}{C} \quad (5)$$

onde $EC_{(i,j)}$ é o estado de carga da bateria para uma determinada hora (i) para um dia (j), $E_{hG(i,j)}$ e $E_{Cons(i,j)}$ representam a energia gerada e consumida, η_b é a eficiência energética da bateria que para o processo de descarga foi considerada igual a 100 % e para carga utilizou-se a eficiência apresentada por Copetti (1993), C é a capacidade nominal do banco de baterias e FC é o fator de correção para a taxa de descarga da bateria (Moura, 1996)

Os valores do estado de carga são limitados a intervalos entre a máxima profundidade de descarga da bateria (Pd) e o máximo EC (EC_{MAX}). Se ocorrer que o estado de carga for menor que Pd , o valor de tensão nos pólos da bateria será constante até que o EC aumente 3% (associado ao valor de tensão fixado no regulador). Assim sendo, haverá um déficit de energia e o sistema fotovoltaico não estará em condições de entregar toda a energia necessária nesse instante, resultando então em uma falha, devido ao déficit de energia da instalação.

A probabilidade de perda de carga está definida de duas formas diferentes: a primeira (Narvarte e Lorenzo, 1996) é definida como a relação entre o déficit e a demanda de energia durante o tempo de funcionamento da instalação (Eq. 6), e a segunda (Ibrahim, 1995) é definida como a relação entre o tempo em que se apresentaram estes déficits, durante o tempo de funcionamento da instalação (Eq. 7). Estas duas metodologias de determinação serão utilizadas neste trabalho para determinar o comportamento das curvas de LLP para os 4 perfis de carga anteriormente apresentados.

Estes métodos facilitam a otimização energética da instalação, permitindo trabalhar o conceito da confiabilidade energética.

É importante salientar que o tempo de funcionamento refere-se ao tempo em que a energia foi demandada pelo sistema e não ao tempo total de funcionamento. Considerar o tempo total de funcionamento em sistemas que só consomem uma hora de energia por dia resultaria sempre em uma LLP baixa, embora nunca funcionem.

$$LLPe = \frac{\int_0^t \text{Deficit de Energia}}{\int_0^t \text{Demanda de Energia}} \quad (6)$$

$$LLPt = \frac{\int_0^t \text{Tempo sem energia}}{\int_0^t \text{Tempo de funcionamento}} \quad (7)$$

Contabilizando o déficit de energia ao qual foi submetido o sistema para cada hora do dia, durante um ano, e dividindo pela energia total demandada, obtém-se a LLP energética do sistema ($LLPe$). Contabilizando as falhas às quais o sistema foi submetido para cada hora do dia, durante um ano, e dividindo pelo tempo de funcionamento obtém-se a LLP temporal do sistema ($LLPt$).

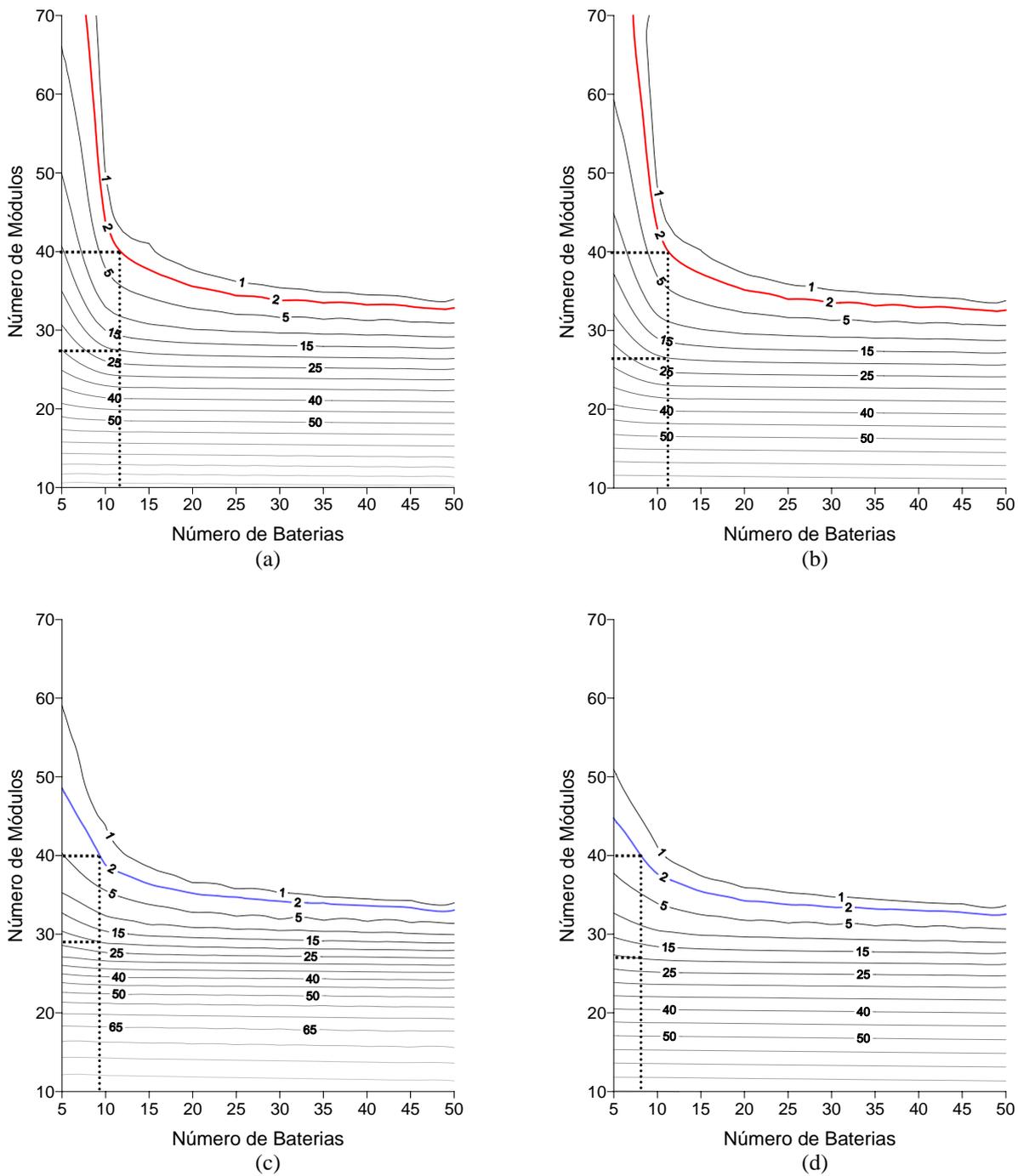
Neste estudo é considerado apenas o número de módulos e baterias conectados em paralelo. Para sistemas com uma tensão diferente de 12 V os valores de o número de módulos (nm) e o número de baterias (nb) devem ser multiplicados pela relação entre a tensão do sistema em CC e a tensão nominal dos componentes. Neste estudo serão multiplicados por dois devido a que a tensão do sistema é de 24V.

6. RESULTADOS

Foi simulado um sistema autônomo com um consumo diário de 10 kW dia e 4 perfis de demanda diferentes: noturno, diurno, constante e misto. As simulações foram realizadas variando a quantidade de módulos fotovoltaicos de 1 até 100, com passos unitários, e para o caso de baterias iniciou-se com 5 baterias e variou-se sua a quantidade até 50, com intervalos de 5 em 5. Com esta metodologia foram criadas oito matrizes de 900 elementos que contém os valores de: LLPh, horas de falha, horas de energia excedente, horas sem demanda de energia, LLPe, energia excedente, déficit de energia e energia total gerada.

6.1 Comparação entre LLPe e LLPt em base horária

Na Fig. 2 são apresentadas as curvas de LLPt e LLPe em base horária para os perfis de carga considerados, sendo marcado através de linhas de traços o valor da quantidade de módulos e baterias necessárias para obter uma LLP de 2% e 20% para cada um dos perfis e das metodologias.



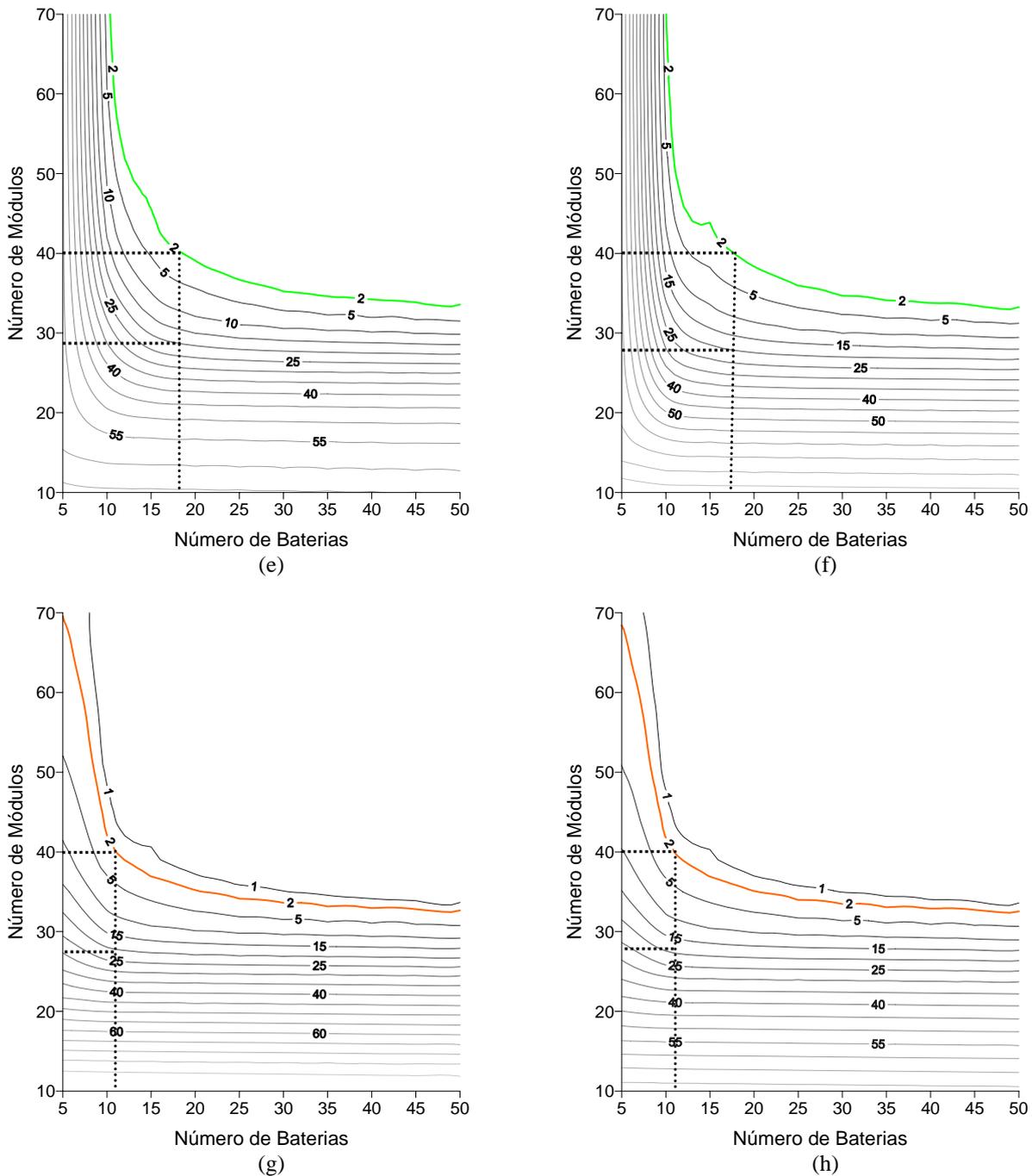


Figura 2. Curvas de LLP temporais e energéticas para 4 perfis de demanda diários diferentes: (a) LLPt consumo constante, (b) LLPe consumo constante, (c) LLPt consumo diurno, (d) LLPe consumo diurno, (e) LLPt consumo noturno, (f) LLPe consumo noturno, (g) LLPt consumo misto, (h) LLPe consumo misto.

Os perfis de carga, independente do tipo de análise, afetam a LLP dos sistemas implicando em sistemas com diferentes níveis de confiabilidade. Para SFA com demanda de energia diurna, mista e constante obtém-se LLP de 2% e menores, já quando uma instalação de iguais características (com capacidades menores que 10 baterias) é submetida a uma demanda noturna não é possível atingir valores tão baixos de LLP, devendo ser duplicada a quantidade de módulos fotovoltaicos para atingir a mesma confiabilidade de um consumo diurno.

As diferenças encontradas no comportamento entre as duas metodologias de determinação da LLP ocorrem porque em balanços temporais, quando o EC é menor que a Pd determina-se uma falha sem considerar que parte da energia gerada é utilizada. Desta forma para calcular a LLPt considera-se que quando $EC < Pd$ existiu uma falha durante uma hora completa, embora só faltasse energia em uma pequena parcela do intervalo de tempo. Para um cálculo energético esta energia utilizada é considerada através do balanço entre a energia que entra e sai da bateria.

Este comportamento repete-se para um processo de carga, quando é o sistema de armazenamento chega a um valor EC_{MAX} será computada uma hora de energia em excesso (desaproveitada), embora uma parcela da energia gerada estivesse sendo utilizada pela demanda.

Na Fig. 3 (a) apresenta-se a variação do EC para um sistema, formado por 10 baterias e 38 módulos, submetido a demandas de energia diurnas e noturnas. Nesta figura pode-se observar que quando existe consumo noturno, o EC apresenta grandes variações de um dia para outro, já para um consumo diurno estas variações são moderadas. Pode-se observar também que embora o consumo noturno seja o que apresente maior número de falhas, é a demanda diurna a que apresenta mais horas de energia em excesso.

Na Fig. 3 (b) e (c) é apresentada a energia gerada e consumida durante 5 dias, que permite entender o comportamento do EC no sistema com diferentes perfis de consumo.

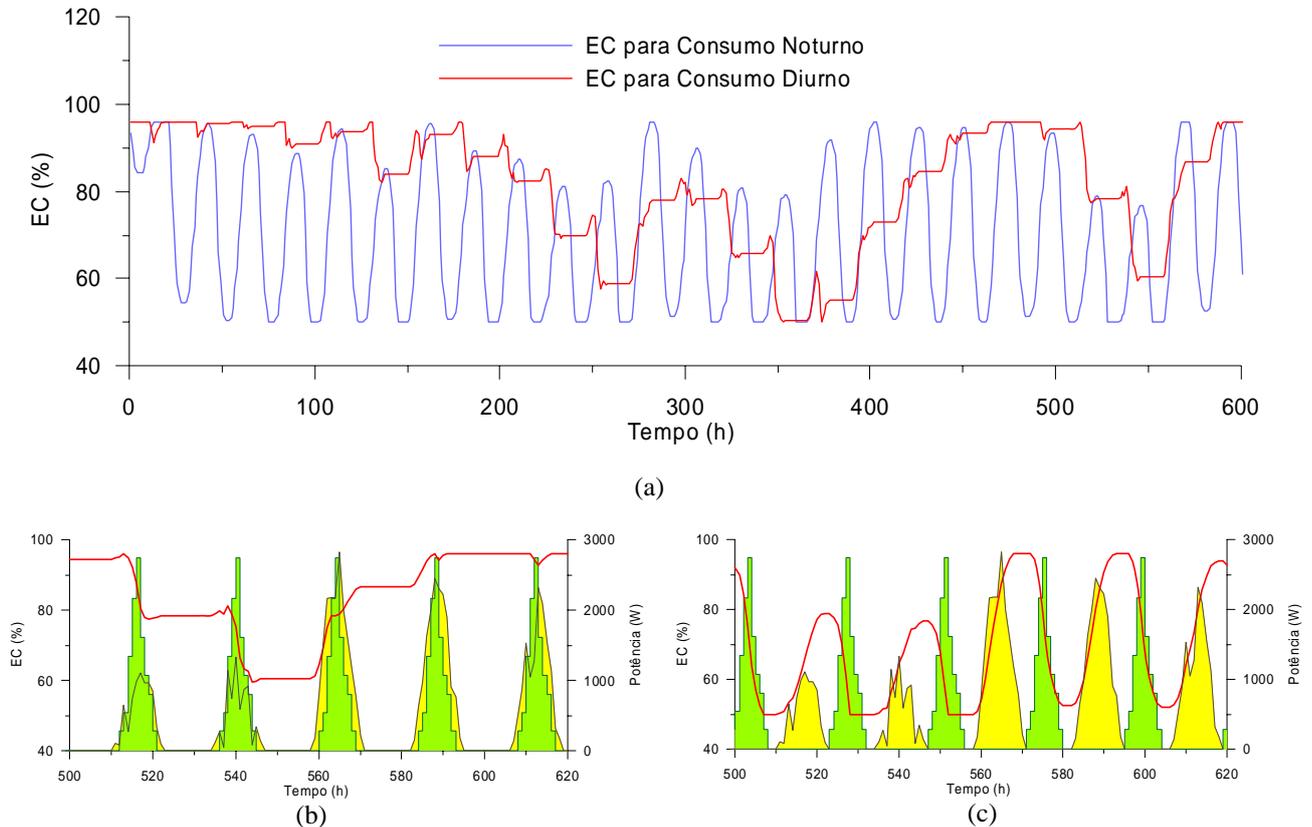


Figura 3.(a) Variação do EC para um SFA sob demanda de energia noturna e diurna, (b) comportamento do EC associado à geração (amarelo) e ao consumo diurno (verde), (c) comportamento do EC associado à geração (amarelo) e ao consumo noturno (verde)

Este estudo permite concluir que realizar análises temporais resulta em valores de LLP que não coincidem com os valores de LLP energéticos, sendo a análise energética a mais adequada para determinar as LLP acompanhada das horas de falhas, já que ambas informações complementam o entendimento do comportamento da instalação. Uma análise temporal, com intervalos de simulação em tempos menores, levaria a reduzir as diferenças entre os valores de LLP.

Determinou-se que há entre os perfis dois casos extremos (demanda diurna e noturna) entre os quais se encontram o comportamento dos outros dois perfis de demanda. Por esta razão e por simplificação na apresentação de figuras só serão analisados em adiante a confiabilidade associada a parâmetros e indicadores econômicos para estes dois perfis extremos e para LLPe.

6.2 Análise de déficit e excesso de energia

Ao longo de um ano de simulação os diferentes perfis de demanda têm apresentado déficits e excessos de energia em relação direta com sua capacidade de geração e de armazenamento. A energia excedente apresenta valores elevados quando existe uma grande capacidade de geração e diminui exponencialmente à medida que se reduz esta capacidade, enquanto que o déficit de energia tem um comportamento oposto. Devido a este comportamento existem pontos de interseção nos quais a energia anual faltante é igual à energia anual excedente (ponto de equilíbrio).

Para cada perfil e configuração do sistema, o valor energético no ponto de equilíbrio varia consideravelmente, assim como o valor de confiabilidade neste ponto. Para SFA com baixa capacidade de armazenamento, os valores de energia perdida, horas de falha e de LLPe associados a este ponto, são maiores que os apresentados quando a capacidade de armazenamento aumenta. O incremento na capacidade de acumulação desloca o ponto de equilíbrio para uma menor capacidade de geração, reduzindo o valor LLPe, da energia faltante e em correspondência as horas de falha.

Para capacidades de armazenamento maiores que 3 dias, a variação na LLPe é menor, e seus valores para demandas noturnas e diurnas são muito próximos. Para todas as simulações realizadas, a confiabilidade no ponto de equilíbrio nunca atingiu 100% (LLPe = 0).

O comportamento da LLPe, energia faltante e excedente nos pontos de interseção seguem um comportamento assintótico, ou seja, as reduções entre uma determinada capacidade de acumulação e a seguinte, diminuem até quase serem imperceptíveis. Desta forma, utilizar ou não o ponto de interseção para dimensionar o sistema depende da confiabilidade que se pretenda que o sistema possua.

Na Tab. 2 são apresentados os valores energéticos e econômicos associados a simulações realizadas com 4 capacidades diferentes de acumulação para o ponto de equilíbrio. Sendo *Et* a energia total que pode gerar o sistema fotovoltaico e *Eu* a energia que realmente é utilizada.

Tabela 2. Valores econômicos e energéticos determinados na simulação no ponto de equilíbrio para perfis de demanda noturnos e diurnos.

Perfil	nm	nb	<i>Et</i> (MW)	<i>Eu</i> (MW)	TIR (%)	VPL (R\$)	PB (anos)	Custo (R\$/kWh)	CI (R\$)	LLPe (%)	Falhas (hora)
Diurno	33	5	4,075	3,751	17,17	55850	8,8	1.116	69015	9.58	473
	32	15	3,952	3,782	14,52	35088	9,7	1.427	73395	5.63	274
	32	20	3,952	3,799	13,32	26008	10,2	1.575	76399	4.5	218
	31	50	3.828	3,752	5,48	-33399	13,2	2.574	92793	4.1	191
Noturno	51	5	6,298	3,398	12,9	28667	13,3	1.53	98249	60.23	1826
	38	15	4,693	4,449	14,98	44470	9,7	1.362	83155	5.15	213
	36	20	4,446	4,322	13,77	32449	10,1	1.516	82905	3.71	151
	33	50	4,075	4,016	6,517	-27698	12,7	2.445	96046	2.24	86

O ponto de equilíbrio entre a energia não aproveitada e a não suprida no momento de existir demanda não permite obter em conjunto sistemas otimizados economicamente e com elevada confiabilidade. O aumento de confiabilidade consegue-se incrementado a capacidade de acumulação, mas esta solução resulta em um afastamento do ponto de equilíbrio. Desta forma, utilizar o ponto de equilíbrio de um determinado SFA não permite obter ao mesmo tempo um sistema confiável e econômico.

Observações feitas por vários autores indicam que o ponto ótimo de dimensionamento para obter a melhor opção econômica para um determinado valor de LLPe encontra-se na região do joelho das curvas de LLPe, razão que levou à análise dos indicadores econômicos nesta região.

Para valores de LLPe de 2%, o menor valor por kWh gerado encontra-se próximo a valores para um dia de armazenamento que coincide com a região do joelho da curva de LLPe. À medida que se consideram sistemas com menor confiabilidade, o ponto economicamente mais rentável desloca-se para a região de menor capacidade de acumulação (ou seja, para a esquerda do joelho da curva de LLPe) e, por consequência menor capacidade de geração. Isto ocorre porque a medida que LLPe aumenta as curvas transformam-se em retas horizontais com um valor constante de LLPe para qualquer capacidade de acumulação e, em consequência, o sistema mais econômico será o que possua menor quantidade de baterias.

Os menores valores kWh gerado foram determinados para demanda noturna. Isto ocorre porque a energia que o sistema utiliza para o consumo noturno é maior que para o diurno, ou seja, este último necessita menores quantidades de energia para obter o mesmo valor de LLPe. Considerando que o sistema se paga através da energia utilizada, o sistema que demande uma maior quantidade de energia será o que apresentar melhor retorno do capital investido no período analisado, embora o custo inicial do sistema seja consideravelmente maior. Esta é a razão pela qual os valores de kWh gerados para um sistema de demanda noturna resultam menores.

Com o exposto anteriormente determina-se, considerando que se vende a energia gerada, que o sistema com consumo noturno apresenta uma condição financeira adversa, mas com uma viabilidade econômica favorável quando comparada com um sistema que consome energia em horários diurnos.

Na Fig. 4 pode-se observar como se correlacionam os valores de LLPe e o custo de kWh gerado para diferentes capacidades de geração e armazenamento quando um mesmo sistema é submetido a demandas energéticas noturnas e diurnas. As curvas da Fig. 4 foram realizadas para um sistema com 10 baterias e capacidade de geração variável. Para determinar o custo de geração para uma demanda diurna, primeiramente escolhe-se o valor de confiabilidade desejado (LLPe de 2%) no eixo secundário das ordenadas, e determina-se o valor da relação nm/nb. Com este valor intercepta-se a curva de custo de kWh gerado (Fig. 4(a)) e desta forma obtém-se um custo de 1,41 R\$/kWh. Na seqüência é realizado este procedimento para o perfil de demanda noturno (Fig. 5(b)) determinando-se um custo de 1,33 R\$/kWh. No entanto, com os resultados obtidos determinou-se que para igual LLPe o consumo noturno precisa quase o dobro de capacidade de geração, mas o custo por kWh gerado é menor, isto porque, na análise financeira considera-se também o cálculo para determinar a rentabilidade do investimento e não apenas o menor custo inicial.

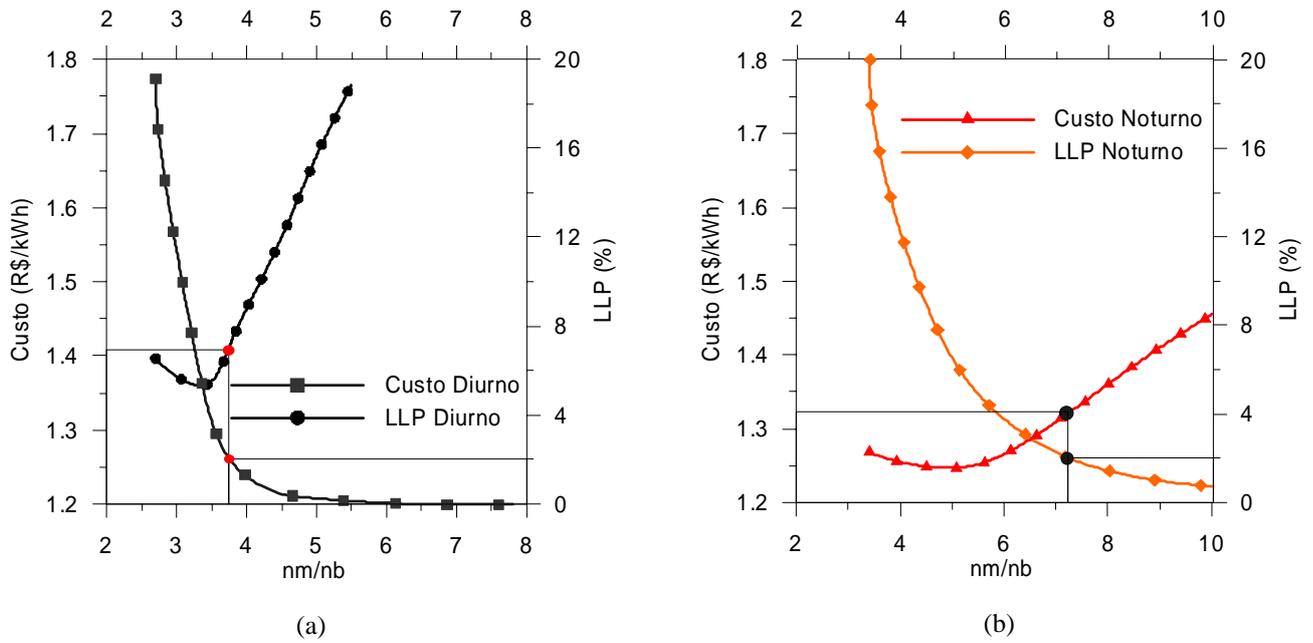


Figura 4. Curvas de LLPe e de custo do kWh gerado em função da capacidade de armazenamento e geração para (a) demanda diurna e (b) para demanda noturna.

O custo por kWh para uma capacidade de geração e armazenamento determinada, tem um ponto onde seu valor é mínimo, este mínimo dependerá da capacidade e a LLPe desejada. À medida em que aumenta a confiabilidade do sistema têm-se valores mais elevados por kWh gerado e deve-se aumentar a capacidade de armazenamento para atingir este valor. Para atingir uma LLPe de 0% com demanda diurna de energia é necessário um sistema de armazenamento que tenha no mínimo 10 baterias (autonomia de 2 dias). Entretanto o menor valor por kWh gerado obtém-se para um sistema de armazenamento de 15 baterias. Para o mesmo sistema com uma demanda noturna com 10 baterias não é possível atingir uma LLP igual a zero. Apenas com 15 baterias consegue-se este valor de confiabilidade, mas com um elevado custo inicial.

Na Tab. 3 são apresentadas 4 configurações diferentes de SFA submetidos a demandas noturnas e diurnas, e seus correspondentes indicadores financeiros e econômicos para uma LLPe igual a zero. Pode-se apreciar as grandes diferenças entre as energias anuais necessárias para manter o mesmo LLP resultando em custos iniciais mais elevados para um consumo noturno. Para ambos os tipos de consumo existe um valor de capacidade de armazenamento onde o valor de geração é mínimo. Para um consumo diurno este valor é próximo de 1,78 R\$/kWh, já para consumo noturno este valor é próximo de 1,72 R\$/kWh. É importante destacar que para o caso de consumos diurnos, os custos iniciais para um sistema com uma confiabilidade de 2% podem chegar a ter um valor 50% menor que para um sistema com consumo noturno e igual confiabilidade.

Tabela 3. Valores econômicos e energéticos determinados para uma LLP igual a zero para perfis de demanda noturna e diurna.

Perfil	nm	nb	Eu (MW)	TIR (%)	VPL (R\$)	PB (anos)	Custo R\$/kWh	CI (R\$)
Diurno	78	10	3,921	8,8	-15.317	20,4	2,252	145.216
	47	15	3,861	11,41	13.224	13,5	1,779	97.795
	44	20	3,818	10,73	66.32	13,4	1,888	95.918
Noturno	-	10	-	-	-	-	-	-
	102	15	6,427	11,427	25.289	15,4	1,746	187.259
	67	20	5,245	11,66	21.587	13,6	1,735	133.330
	45	30	4,606	1,17	11.632	11,9	1,837	103.552

7. CONCLUSÃO

Neste trabalho determinou-se que a confiabilidade de um SFA varia consideravelmente quando este é submetido a perfis de carga diferentes, especialmente quando as capacidades de armazenamento são pequenas. Quando a capacidade de armazenamento aumenta, seu efeito na confiabilidade do sistema se reduz. Portanto, quando é necessária um LLP

<0.02 e não se conhece a distribuição temporal da demanda, a capacidade de bateria deveria ser de pelo menos de dois dias.

O perfil de carga noturno foi o que apresentou as maiores LLPe e custos iniciais mais elevados, custos altamente dependentes do correto dimensionamento da capacidade de armazenamento.

Por outro lado, o perfil de carga diurno, com seus consumos máximos nos horários de zênite solar, foi o que apresentou os menores valores nos custos iniciais para atingir uma $LLPe=0$. Se um nível de LLP de 0.005 é aceitável, sistemas com um dia de capacidade de armazenamento são adequados para este tipo de perfil. Se o critério fosse um sistema sem falhas, a capacidade de bateria deve ser aumentada já que aumentar o número de módulos fotovoltaicos não resultaria em uma diminuição da LLPe. Esta conclusão tem validade para o sistema simulado para as condições climatológicas apresentadas na região amazônica estudada (poucos dias consecutivos totalmente encobertos).

Determinou-se que há entre os perfis dois casos extremos (demanda diurna e noturna) entre os quais se encontram o comportamento dos outros dois perfis de demanda.

As principais diferenças entre LLPe e LLPt encontram-se para capacidades e armazenamento menores que 2 dias e quando a capacidade de geração é menor que 25 módulos. Para demanda noturna e $LLP > 0,3$ os valores de confiabilidade temporal calculados são maiores que os apresentados através de um cálculo energético. Para os outros três tipos de perfis de demanda existe uma superestimativa nos valores de LLPt, ou seja, os valores de confiabilidade são menores que os obtidos para LLPe.

O ponto de equilíbrio entre a energia não aproveitada e a não suprida no momento de existir demanda não permite obter em conjunto sistemas otimizados economicamente e com elevada confiabilidade.

A LLP obtida, comparando uma metodologia energética e temporal, tem mostrado diferenças de até 10 %. A análise financeira durante 25 anos de operação mostrou que para os 4 perfis de demanda considerados e valores de LLP iguais a zero, o custo por kWh gerado encontra-se entre R\$ 1,70 e R\$ 1,80 para sistemas com diferentes capacidades de geração e armazenamento, por consequência com diferentes custos iniciais. Com o exposto determina-se, considerando que se vende a energia gerada, que o sistema com consumo noturno apresenta condição financeira adversa mas com uma viabilidade econômica favorável quando comparado com um sistema que consome energia em horários diurnos.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq, entidade governamental brasileira promotora do desenvolvimento científico e tecnológico.

REFERENCIAS

- Barra L., Catalanotti S., Fontana F. and Lavorante F., 1984. An analytical method to determine the optimal size of a photovoltaic plant, *Solar Energy*, Volume 33, Issue 6, pp 509-514.
- Benatallah A. Mostefaoui R., Boubekri M., 2005. A Comparison of Simplified and Statistical Methods of Sizing Photovoltaic Installation for a Remote Dwelling in the Saharan Region. *Journal of the Human-Environmental System*. 8; 1-6.
- Borges E., Klaus W., Monteiro C., Schwab T., 2007. Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares- Teste em Campo de um Modelos Sustentável de Eletrificação Rural. II CBEE, Vitória, Brasil.
- Casarotto Filho N., Kopittke B. H., 2000. Análise de investimentos. 9 ed. 458 p. Editorial Atlas, São Paulo.
- Celik A., 2007. Effect of different load profiles on the loss-of-load probability of stand-alone photovoltaic systems. *Renewable Energy* 32, 2096-2115
- Copetti J., Lorenzo E., Chenlo F., 1993. A general battery model for PV system simulation. *Progress in Photovoltaics: research and applications*, 1:283-292.
- Goswami Y., 2007. Survey of Energy Resources. World Energy Council, London, United Kingdom
- Ibrahim O., 1995, Sizing Stand-Alone Photovoltaic Systems for Various Locations in Sudan, *Applied Energy*, N° 52, pp. 133-140.
- Kaizuka I., Watt G., Hüsser P., Cowley P., 2007. Trends In Photovoltaic Applications- Latest Results From The IEA PVPS Programme Surveys, 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 3-7 September, Milan, Italy.
- Keating W., 1991. Computer Simulation and Expert Systems for Photovoltaic Applications, Teses de Doutorado, University College Cork, Ireland.
- Krenzinger, A. e Farenzena, D., 2003, Synthesizing Sequences of Hourly Ambient Temperature Data, 17 International Congress of Mechanical Engineering (17 COBEM), São Paulo.
- Lazou A. and Papatsoris A., 2000. The economics of photovoltaic stand-alone residential households: A case study for various European and Mediterranean locations. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 62 pp 411-427.
- Moura J., 1996. Caracterização de baterias automotivas para uso solar fotovoltaico. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.
- Narvarte L. e Lorenzo E., 1996, On the Sizing of Solar Home Systems, EUROSUN'96, Freiburg, Germany.
- Notton G., Muselli M., Poggi P. e Louche A., 1996, Autonomous photovoltaic systems: Influences of some parameters on the sizing: Simulation timestep, input and output power profile, *Renewable Energy*, Vol 7, N° 4, April, pp 353-369

- Posadillo R. e López Luque R., 2008. Approaches for developing a sizing method for stand-alone PV systems with variable demand *Renewable Energy* 33, 1037–1048.
- RETScreen, 2005. Clean Energy Project Analysis. Third Edition, Minister of Natural Resources, Canada .
- Tolmasquim M., 2003, Fontes Renováveis de Energia no Brasil, Cap. 6, Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil.
- Vera L., 2004. Programa para Dimensionamento e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil.

DETERMINATION OF THE RELIABILITY OF STAND-ALONE PHOTOVOLTAIC SYSTEMS FROM NUMERIC SIMULATIONS

Abstract. *The performance of Stand-Alone Photovoltaic Systems (SAPS) depends, beside its technical design and the solar irradiance, on the load profile. The different load profiles found in SAPS present differentiated characteristics along the day, week and month depending on their application. This article presents the results of simulations made, in an hourly time basis, of SAPS for different load profiles using a specialized software called PVSize, developed by the Solar Energy Laboratory at the UFRGS. These results have been analyzed using hourly time temperature and solar radiation data, with the purpose of determining the system performance along 25 years of operation, using as input data monthly averaged values of temperature and solar radiation. The demanded energy, considered for this work, is appropriate for a residential application that consumes 10 kWh per day. The Loss-of-Load Probability (LLP) was simulated for four different kinds of load profiles and the results have been analyzed using technical and economic parameters, including the total system costs and the cost per kWh generated. This analysis shows the need to increase the generation or accumulation capacity in order to maintain the same degree of reliability for different load profiles. Comparing energetic and time basis methodology, LLP values showed differences of up to 10%. The financial analysis for 25 years of operation showed that for the four demand profiles and values of LLP equal to zero, the cost per kWh generated is between R\$ 1,70 and R\$ 1,80. These values were determined for systems with different generation and storage capacities, therefore, different initial costs.*

Keywords: *Loss-of-Load Probability, Photovoltaic Systems, Economic Analysis.*