



PROGRAMA DIDÁTICO DE DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS

Paulo C. M. Carvalho – carvalho@dee.ufc.br

Sandro C. S. Jucá – sandrojuca@dee.ufc.br

Cristiano A. S. Freire – Cristiano@arce.ce.gov.br

Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará

Campus do Pici – Caixa Postal 6001

CEP 60455-760 – Fortaleza – Ceará

Resumo: *Em comunidades isoladas existem cargas que, devido à ausência de rede elétrica convencional, necessitam de alternativas energéticas para suprir o funcionamento. Esta necessidade de desenvolvimento de novas fontes de geração de energia elétrica e os elevados índices de radiação solar encontrados no Brasil, juntamente com o contínuo desenvolvimento de células solares obtido nos últimos anos tem favorecido cada vez mais a utilização da tecnologia fotovoltaica para a obtenção de eletricidade.*

A partir destas realidades, e visando contribuir para o ensino e a pesquisa do dimensionamento de sistemas que utilizam conversão fotovoltaica, o presente trabalho apresenta um programa computacional com dois métodos distintos de dimensionamento de painéis fotovoltaicos para carregamento de baterias destinadas ao suprimento de cargas de operação ininterrupta em sistemas elétricos de potência.

Os métodos analisam um sistema fotovoltaico autônomo já existente e utilizam como base operacional a plataforma Excel 2000®, marca registrada pela Microsoft, com o objetivo de facilitar a difusão e a utilização de conceitos do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autônomos. Por estes motivos, o programa citado é uma ferramenta didática de grande valia para auxiliar na formação de profissionais da área de fontes alternativas, notadamente energia solar.

Palavras-chave: *Dimensionamento, solar, fotovoltaico*

1. INTRODUÇÃO

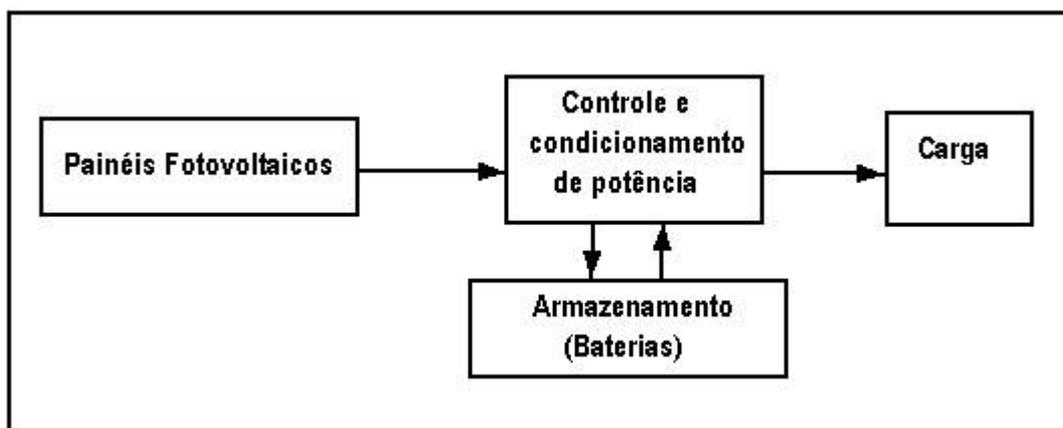
Entre as fontes de energia renováveis, a energia solar, através da conversão fotovoltaica, é uma fonte a partir da qual é possível produzir grandes quantidades de energia.

O Brasil possui muitas comunidades que não estão conectadas à rede elétrica convencional. Muitos desses locais apresentam a necessidade de uma fonte alternativa de geração elétrica para auxiliar nas mais diversas atividades como, por exemplo, iluminação, irrigação, bombeamento e dessalinização de água.

Dentro dessa conjuntura, a utilização de programas de dimensionamento, como o proposto nesse trabalho, estabelece uma base confiável de dados para possível implementação de sistemas autônomos.

Sistemas fotovoltaicos (FV) autônomos são instalações consolidadas para suprimento de eletricidade em locais isolados longe da rede de distribuição. Se bem dimensionados, eles proporcionam um serviço confiável de geração elétrica. A figura 1 mostra um esquema básico de um sistema fotovoltaico autônomo.

Figura 1 – Esquema básico de um sistema fotovoltaico autônomo



Esta ferramenta didática foi desenvolvida visando a difusão conceitos de sistemas fotovoltaicos autônomos com uma programação de fácil utilização e com a raiz do programa protegida, garantindo a fidelidade dos parâmetros e das equações. Por estes motivos, o programa citado é uma ferramenta de auxílio na formação de profissionais na área de dimensionamento de fontes alternativas, notadamente energia solar.

O programa de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autônomos contém dois métodos distintos identificados como GROUMPOS e GTES.

2. MÉTODO GTES PARA DIMENSIONAMENTO FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO

O desenvolvimento do programa foi feito no Grupo de Pesquisas em Fontes Alternativas da Universidade de Pernambuco (Grupo FAE/UFPE) e divulgado pelo GTES (Grupo de Trabalho de energia solar fotovoltaica do CRESESB/CEPEL).

O cálculo do programa é feito com a introdução de valores dos dados meteorológicos, dados da carga, dados da Bateria e dados do Arranjo fotovoltaico no campo azul. O programa apresenta os resultados de forma simples e direta em negrito na mesma tela da introdução dos valores. A figura 2 mostra o método de dimensionamento GTES:

Figura 2: Método de dimensionamento GTES

MÉTODO DE DIMENSIONAMENTO GTES			
Consumo da Carga	Unidade	Valor	Faixa
Potência da Carga CC	W	0	MENU GROUMPOS
Potência da Carga CA	W	720	
Eficiência de Conversão CC-CA	%	95%	80% a 95%
Ciclo de Serviço Diário	h/dia	4,0	1 a 24
Ciclo de serviço Semanal	dias/sem.	7	1 a 7
Tensão Nominal do Sistema	V	24	
Consumo Ampère-hora	Ah/dia	126,3	
Estimativa de Corrente de Pico	A	31,6	
Horas de sol pleno e Ângulo do arranjo		Valor	Faixa
Nº Médio de horas de Sol Pleno (>1000W/m ²)	h/dia	5,0	2 a 6
Latitude do Local	graus	15	
Banco de Baterias		Valor	Faixa
Fator de Eficiência da Bateria	%	95%	75% a 95%
Consumo Ampère-hora Corrigido	Ah/dia	133,0	
Dias de Armazenamento	Dias	0,50	0 a 5
Profundidade de Descarga máxima		0,8	0,6 a 0,9
Capacidade Necessária para a Bateria	Ah	332	
Capacidade da Bateria Selecionada	Ah	100	
Número de Baterias em Paralelo		4	
Tensão Nominal da Bateria	V	12	
Número de Baterias em Série		2	
Número Total de Baterias		8	
Dados Do Arranjo Fotovoltaico		Valor	Faixa
Ângulo de Inclinação do Arranjo FV	graus	15	0,7 a 0,9
Fator de Correção do Módulo		0,9	
Corrente de Projeto	A	26,6	
Corrente do Projeto Corrigida	A	29,5	
Corrente Nominal do Módulo	A	3,1	
Número de Módulos em Paralelo		10	
Tensão necessária para Carregar a bateria	V	24	
Tensão do módulo p/ Temperatura mais elevada	V	15,0	
Número de Módulos em Série		2	
Número Total de Módulos		20	

2.1 Descrição do consumo das cargas

Para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico é necessário inicialmente conhecer as características da carga. Após a introdução dos valores de entrada, os resultados do programa são apresentados em negrito como mostra a figura 2.

A descrição do consumo das cargas leva em consideração:

- A potência da carga em corrente contínua (W);
- A potência da carga em corrente alternada (W);
- A eficiência de conversão de potência CC-CA (decimal): este fator está relacionado com a perda de energia que ocorre nos sistemas que utilizam componentes condicionadores de potência. Caso não se tenha a eficiência do conversor pode-se utilizar como referência

adotada pelo método os valores padrões de 0,80 na conversão de carga CC para CA e de 0,85 na conversão de carga CC para CC;

- O ciclo de serviço diário (h/dia): representa o número médio de horas por dia em que a carga estará em funcionamento;
- O ciclo de serviço semanal (Dias/semana): representa o número de dias por semana em que a carga estará em operação;
- A tensão nominal do sistema (V);
- O consumo Ampère-hora (Ah/dia): representa o consumo médio diário da carga. É obtido pelo valor da carga CC mais o produto da Carga CA pela eficiência de conversão, tudo multiplicado pelo número de horas do ciclo de serviço diário e dividido pela tensão nominal do sistema;
- A estimativa de corrente de pico (A): é obtida pela divisão da potência total das cargas pela tensão nominal do sistema;

2.2 Número de horas de sol pleno e ângulo de inclinação do arranjo FV

Nesse item deve ser descrita a condição meteorológica e de latitude do local:

- O Número de horas de sol pleno (h/dia) é uma forma de se expressar o valor acumulado da energia solar ao longo do dia. Esta grandeza é definida como o número de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1000 W/m^2 de forma que a energia resultante seja equivalente à energia acumulada em kWh por metro quadrado para o dia e o local em questão.
- Um arranjo FV instalado no ângulo igual à latitude local maximizará a energia anual produzida, considerando o ângulo mínimo para fixação do arranjo igual a 15 graus.

2.3 Dimensionamento do Banco de Baterias

Essa etapa corresponde ao dimensionamento do armazenamento de energia utilizada pelo sistema autônomo nos períodos em que a geração elétrica proveniente dos painéis fotovoltaicos não seja suficiente para abastecer a carga.

No dimensionamento do banco de baterias do método GTES são abordados os seguintes itens:

- O fator de eficiência das baterias (decimal): o valor considera a eficiência de carga e descarga das baterias. Este dado se obtém do fabricante, caso isso não seja possível o dimensionamento sugere 0,95;
- O consumo Ampère-hora corrigido (Ah/dia): representa a divisão do consumo Ampère-hora pela eficiência da bateria.
- Dias de armazenamento: representa o número de dias que não há geração fotovoltaica, ou seja, o período de autonomia. Esse item é indicado pelo usuário do programa;
- Profundidade de descarga máxima (Decimal): representa a máxima descarga permitida para a bateria, que é dependente do tamanho e tipo;
- Capacidade necessária para a bateria, representa a divisão do consumo Ah corrigido pela profundidade de descarga máxima da bateria, multiplicada pelos dias de armazenamento;
- Capacidade da bateria selecionada (Ah);
- Número de baterias em paralelo: é indicado pela divisão entre a capacidade necessária para a bateria e a capacidade da bateria selecionada;
- Tensão nominal da bateria (V);
- Número de baterias em série: é obtido pela divisão entre a tensão nominal do sistema e a tensão nominal da bateria;

- Número total de baterias: é apresentado pelo programa através do produto da quantidade de baterias em série pela quantidade de baterias em paralelo.

2.4 Dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico

Nessa etapa do programa é dimensionado o arranjo FV, componente do sistema autônomo responsável pela geração elétrica para abastecer a carga e carregar o banco de baterias. Para o dimensionamento do arranjo fotovoltaico são considerados os seguintes itens:

- Fator de correção do módulo (decimal): representa o fator de ajuste da corrente do módulo nas Condições Padrões de Teste para as condições de campo, isto é, ajuste devido à radiação solar diferente que 1000 W/m^2 , temperatura da célula diferente de 25°C e massa de ar diferente de 1,5;
- Corrente do projeto (A): É obtida pela relação entre o consumo ampère-hora corrigido e o número médio de horas de sol pleno;
- Corrente do projeto corrigida (A): representa a corrente mínima gerada pelo arranjo necessária para abastecer a carga média diária, para o local escolhido. É obtida pela relação entre Corrente do projeto e o fator de correção do módulo FV;
- Corrente nominal do módulo (A): representa a corrente nominal do módulo FV fornecida pelo fabricante para as condições padrões de teste;
- Número de módulos em paralelo: é indicado pelo número necessário de módulos FV conectados em paralelo para fornecer a corrente do projeto corrigida;
- Tensão necessária para carregar as baterias (V): é obtida pelo produto da tensão nominal da bateria e o número de baterias em série;
- Tensão do módulo para temperatura mais elevada (V): representa o valor fornecido nas especificações do fabricante para a tensão do módulo correspondente ao valor mais alto esperado para a temperatura de operação;
- Número de módulos em série: é obtido pela divisão da tensão necessária para carregar as baterias e a tensão do módulo para a temperatura mais elevada;
- Número total de módulos: representa o arranjo fotovoltaico, obtido pelo produto do número de módulos em paralelo pelo número de módulos em série.

2.5 Estudo de caso

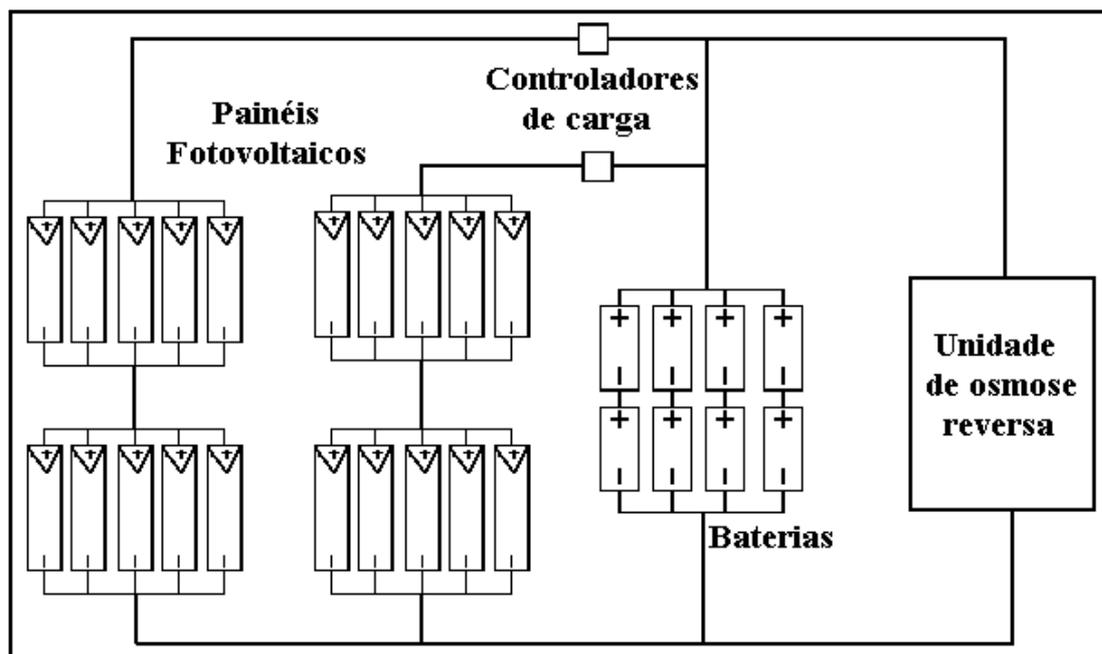
Os itens descritos no método de dimensionamento GTES são mostrados na figura 2 através do estudo de caso de uma unidade existente de osmose reversa, que representa a carga, acionada por 20 módulos fotovoltaicos de 55Wp em Coité-Pedreiras no Estado do Ceará como mostra a figura 3.

O banco de baterias contém 8 unidades de 100Ah e tem a tensão limitada em 24V por dois controladores de carga, um para cada conjunto de painéis. A unidade de osmose reversa funciona cerca de quatro horas por dia e tem potência de 720 W.

Para essa instalação real de instalação de osmose reversa acionada por painéis fotovoltaicos foi adotado o número de horas de sol pleno igual a 5, o fator de eficiência da Bateria igual a 80%, a profundidade de descarga de 80%, e que o sistema funcione todos os dias da semana.

Com a aplicação dessas considerações no programa de dimensionamento mostrado na figura 2, conclui-se que o período máximo de armazenamento do banco de baterias, segundo o método GTES, é de 12 horas e que o ciclo de serviço diário para potência no valor de 720W terá que ser no máximo de 4 horas.

Figura 3: Instalação de osmose reversa acionada por painéis fotovoltaicos



3. MÉTODO GROUPOS DE DIMENSIONAMENTO ÓTIMO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS

O programa de dimensionamento foi desenvolvido no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Cleveland nos Estados Unidos. Esse programa tem como resultado a área do arranjo fotovoltaico, a capacidade de armazenamento (em kWh) e o custo total do sistema para todo ciclo de vida útil com probabilidade de perda de carga (LLP) de 1%, definida como a relação da falta de geração de energia e a demanda de energia considerando o tempo total de operação da instalação. Dessa forma, além do dimensionamento ótimo, esse método propõe uma análise econômica para obter o menor custo do sistema fotovoltaico.

3.1 Dimensionamento do arranjo fotovoltaico e do banco de baterias

O balanceamento (M) é o parâmetro adotado para dimensionamento e análise dos custos do arranjo FV e do banco de baterias, que são os principais componentes de um sistema fotovoltaico autônomo. O balanceamento é dado pela diferença entre radiação solar média mensal (I) em kWh/(m².dia), e a radiação necessária para abastecer a carga (I_D) em kWh/(m².dia), dividida pelo desvio padrão da radiação solar diária para cada mês (S).

$$M = \frac{(I - I_D)}{S} \quad (1)$$

$$A = \frac{D_L}{\eta \cdot (I_D)} \quad (2)$$

onde A é a área do arranjo fotovoltaico necessária para manter a carga (m²), D_L é a carga estimada para cada mês (kWh/dia) e η é a eficiência do arranjo FV. Dessa forma:

$$A = \frac{D_L}{\eta \cdot (I - M \cdot S)} \quad (3)$$

A capacidade nominal de armazenamento (Q) em kWh é composta pela soma do armazenamento necessário a longo prazo (Q₁) e do armazenamento necessário a curto prazo (Q₂). Para determinar Q₁ necessita-se conhecer a autonomia do sistema autônomo (C), que é o número de dias em que as baterias são capazes de manter a carga sem que haja geração elétrica, e o fator de armazenamento (C_F).

$$C_F = \frac{1}{PD_{\max} \cdot \eta_B} \quad (4)$$

Onde PD_{max} é a profundidade de descarga máxima (percentual) e η_B é a eficiência do banco de baterias. Assim,

$$Q_1 = C \cdot C_F \cdot D_L \quad (5)$$

Para determinar Q₂, que é dado pelos períodos noturnos e nublados, é necessário conhecer a relação noturna da carga (N_{SR}), que é dada pela divisão da demanda da carga noturna pela demanda diária total. Dessa forma,

$$Q_2 = C_F \cdot D_L \cdot N_{SR} \quad (6)$$

$$Q = Q_1 + Q_2 \quad (7)$$

$$Q = C_F \cdot D_L \cdot (C + N_{SR}) \quad (8)$$

A autonomia do sistema (C) pode ser obtida em função de M e R (relação entre S e I), a partir de técnicas de modelagem de curvas para uma probabilidade de perda de carga de 1% e M maior que 0,1.

$$C = \frac{C_1}{M} + C_2 \quad (9)$$

Para o valor de R entre 0,1 e 0,3 a modelagem de curvas para uma probabilidade de perda de carga de 1% apresentou as seguintes fórmulas:

$$C_1 = 2,35R + 0,465 \quad (10)$$

$$C_2 = 1,3R - 1,06 \quad (11)$$

Para o valor de R entre 0,3 e 1:

$$C_1 = 3,837R + 0,0189 \quad (12)$$

$$C_2 = 0,8486R - 0,9246 \quad (13)$$

Dessa forma, considerando a relação entre S e I igual a R e substituindo na equação (3), a área do arranjo FV necessária para manter a carga é expressa na equação (14):

$$A = \frac{D_L}{\eta I (1 - M.R)} \quad (14)$$

E substituindo a equação (9) na equação (8), a capacidade nominal de armazenamento pode ser reescrita como:

$$Q = C_F . D_L . \left(\frac{C_1}{M} + C_2 + N_{SR} \right) \quad (15)$$

Nota-se que tanto a área do arranjo FV (A), quanto a capacidade nominal de armazenamento (Q) está expressa em função do balanceamento (M). Assim, através do valor ótimo de M, se obtém o custo mínimo da instalação.

3.2 Análise do custo da instalação

De posse dessas relações, procede-se à análise do custo do sistema autônomo. O custo total (CT) do sistema autônomo é dado pela soma do custo inicial (CI), o valor dos custos de operação e manutenção (X_{PV}) e o valor dos custos de substituição das baterias (R_{PV}).

$$CT = CI + X_{PV} + R_{PV} \quad (16)$$

Considerando que os custos do sistema de condicionamento de potência são proporcionais à área do arranjo FV (A), que o custo do arranjo FV por área (a) e do sistema de condicionamento de potência por área FV (c) são independentes de A, e que o custo das baterias por kWh (b) é independente da capacidade de armazenamento (Q) tem-se que o custo da instalação (T) é:

$$T = (a + c).A + b.Q \quad (17)$$

Como a relação do custo de engenharia (d), do custo de instalação (e) e do custo de gerenciamento (f) são independentes do custo da instalação (T), o custo inicial é igual a:

$$CI = (1 + d + e + f).T \quad (18)$$

Para determinar o valor dos custos de operação e manutenção (X_{PV}) é necessário inicialmente obter os custos de operação e manutenção do primeiro ano (X_0).

$$X_0 = h.(a + c).A + j.b.Q \quad (19)$$

Onde h é a relação entre X_0 e o custo do arranjo FV e j é relação entre X_0 e o custo das baterias. É necessário também considerar as condições das equações (20) e (21):

$$X_{PV} = X_0 \left(\frac{1 + go}{k - go} \right) \left[1 - \left(\frac{1 + go}{1 + k} \right)^N \right] \text{ para } k \neq go \quad (20)$$

$$X_{PV} = X_0 \cdot N \text{ para } k = go \quad (21)$$

Onde N é o número de anos de vida útil do sistema autônomo, go é a taxa anual de operação e manutenção e k é a taxa anual mínima de atratividade financeira.

Para o cálculo do custo de substituições de baterias (R_{PV}) é preciso conhecer o número de substituições de baterias durante o ciclo de vida útil do sistema autônomo (N_R), que é dado através da vida útil da baterias (B_L), em anos.

$$N_R = INT\left(\frac{2N-1}{2B_L}\right) \quad (22)$$

$$R_{PV} = b \cdot Q(1 - Sb) \sum_{i=1}^{NR} \left(\frac{1+g_1}{1+k}\right)^{Ni/(NR+1)} \quad (23)$$

Onde g_1 é a taxa de inflação para substituição de baterias e Sb é o valor decimal economizado por unidade de bateria substituída.

Através da substituição das equações (18), (21) e (23) na equação (16) para simplificar o custo total do sistema fotovoltaico autônomo (CT) e colocando os parâmetros A e Q em evidência obtém-se a expressão da equação (24):

$$CT = A_C \cdot A + B_C \cdot Q \quad (24)$$

$$A_C = (1 + d + e + f)(a + c) + h(A + c) \cdot N \quad (25)$$

$$B_C = b[1 + d + e + f + jN + (1 - Sb) \sum_{i=1}^{NR} \left(\frac{1+g_1}{1+k}\right)^{Ni/(NR+1)}] \quad (26)$$

Onde A_C é o custo unitário do arranjo FV e B_C é o custo unitário da capacidade de armazenamento (Q).

Substituindo as equações (14) e (15) na equação (24), considerando D_L constante e derivando a expressão para se obter o custo total mínimo, chega-se a equação (27) do segundo grau em função de M:

$$(A_C R - C_F B_C C_1 \eta I R^2) M^2 + (2C_F B_C C_1 \eta I R) M - C_F B_C C_1 \eta I = 0 \quad (27)$$

Adotando:

$$Z = A_C R - C_F B_C C_1 \eta I R^2 \quad (28)$$

$$T = 2C_F B_C C_1 \eta I R \quad (29)$$

$$W = C_F B_C C_1 \eta I \quad (30)$$

Todos os itens descritos no método de dimensionamento GROUMPOS são mostrados na figura 4.

Figura 4: Método de dimensionamento GROUMPOS

MÉTODO DE DIMENSIONAMENTO GROUMPOS		
Custos dos sistemas FV	Unidade	Valor
Custo unitário de gerador FV [a]	R\$ /m ²	3009
Custo unitário de bateria [b]	R\$/kWh	126,7
Custo unitário de condicionamento de energia [c]	R\$/m ²	605
Relação entre custo de engenharia e o custo total de equipam. [d]		0,10
Relação entre custo de instalação e o custo total de equipam. [e]		0,10
Relação entre custo de gerenciamento e o custo total de equipam. [f]		0,05
Relação entre o custo de operação no 1º ano e do arranjo FV [h]		0,06
Relação entre o custo de operação no 1º ano e das baterias [j]		1,09
Parâmetros econômicos	Unidade	Valor
Valor percentual economizado por unidade de bateria substituída [Sb]	Decimal	0
Taxa de inflação para as substituições de bateria [g1]		0,15
Taxa de despesas de operação e manutenção [go]		0,10
Taxa anual de atratividade Financeira [k]		0,10
Dados Técnicos	Unidade	Valor
Demanda diária estimada p/ o mês [DL]	kWh/dia	2,88
Radiação solar média mensal [I]	kWh/(m ² .dia)	4,36
Desvio padrão mensal Radiação diária [S]		1,06
Demanda noturna da carga	kWh	0
Relação noturna da carga [NSR]		0
Rendimento do arranjo FV [η]		0,0984
Profundidade de descarga máxima [Pdmax]		0,80
Rendimento da bateria (padrão: 95%)		0,95
Fator de Armazenamento [CF]		1,32
vida útil (padrão: 20 anos) [N]		20
Tempo de vida da bateria (padrão: 2 anos) [BL]		2
Número de substituições de baterias [NR]		9
Coeficiente R (S / I)		0,243
1ª Função de R que define o valor de C [C1]		1,036
2ª Função de R que define o valor de C [C2]		-0,744
Resultados	Unidade	Valor
Custo unitário do m² do arranjo FV [Ac]	R\$	8854
Custo unitário do kWh do Banco de baterias [Bc]	R\$	4746
1º variável do balanceamento ótimo (Mopt) [W]		2777
2º variável do balanceamento ótimo (Mopt) [T]		1350
3º variável do balanceamento ótimo (Mopt) [Z]		1989
Balanceamento ótimo do sistema FV autônomo [Mopt]		0,89
Área FV ótima do sistema FV autônomo [Aopt]	m²	8,57
Autonomia [C]	dias	0,42
Armazenamento ótimo do sistema FV autônomo [Qopt]	kWh	1,59
Custo total ótimo do sistema FV autônomo [CTopt]	R\$	83413

Através da equação do segundo grau proposta, conclui-se que o parâmetro de balanceamento ótimo (M_{opt}) do sistema autônomo FV é:

$$M_{opt} = \frac{-T + (T^2 + 4ZW)^{1/2}}{2Z} \quad (31)$$

Assim, M_{opt} é o valor de M que deve ser usado nas equações (14) e (15) resultando no valor ótimo do arranjo FV (A_{opt}) e no valor ótimo da capacidade de armazenamento (Q_{opt}). Desta forma, o custo total ótimo para o ciclo de vida útil (CT_{opt}) é dado por:

$$CT_{opt} = A_C \cdot A_{opt} + B_C \cdot Q_{opt} \quad (32)$$

3.3 Estudo de caso

Para comparação e análise deste método de dimensionamento, o estudo de caso utiliza o mesmo sistema fotovoltaico autônomo apresentado na figura 3.

Como além do dimensionamento do arranjo FV e da capacidade de armazenamento, se faz uma análise econômica do sistema, é necessário estimar parâmetros econômicos para o local em questão.

A demanda diária da carga (unidade de osmose reversa) é 2,88 kWh/dia, que é dada pelo produto da potência da carga (720W) e número de horas do ciclo de serviço diário, considerado igual a quatro. O dimensionamento completo é mostrado na figura 4.

Nota-se que diferente do método de dimensionamento GTES, que utiliza como princípio de dimensionamento dos painéis fotovoltaicos o número total de módulos, esse método utiliza o dimensionamento da área mínima (ótima) necessária para acionar a carga. A área fotovoltaica calculada pelo programa considerando as condições meteorológicas locais foi de 8,57m², que é muito próximo do real 8,51m² e o menor custo do sistema fotovoltaico autônomo para o ciclo de vida útil de 20 anos é de R\$ 83.413,00.

3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou dois métodos distintos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autônomos. O primeiro, o método GTES, abordou um dimensionamento do sistema considerando como tópicos principais as características da carga, as condições meteorológicas e locais, o dimensionamento do banco de baterias e o dimensionamento do arranjo fotovoltaico. O segundo método, GROUMPOS, descreveu que a partir do balanceamento ótimo do armazenamento e do arranjo FV é possível através de uma análise econômica obter o custo total mínimo do sistema fotovoltaico autônomo. Espera-se, com a elaboração deste programa, contribuir para o ensino e a pesquisa da conversão fotovoltaica de energia solar.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Fundação Cearense de Apoio à Pesquisa (FUNCAP) pelo incentivo e bolsa de mestrado concedida ao segundo autor deste trabalho.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GROUMPOS, P.P. An optimal method for stand-alone photovoltaic power systems. **Solar Energy**. V. 38, n. 5, p. 341-351, 1987.

GTES/CRESESB/CEPEL. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 1999.



JUCÁ, S.C.S. **Programas de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autônomos e híbridos (eólico-fotovoltaico)**. 2003. Monografia (Especialização em automação Industrial) – Universidade Estadual do Ceará, Fortaleza.

DIDACTIC SIZING PROGRAM OF PHOTOVOLTAIC STAND-ALONE SYSTEMS

***Abstract:** In isolated communities there are loads that, due to the absence of conventional electric grid, that need energy alternatives to supply the operation. This need of new sources development of electric power generation and the high levels of solar radiation found in Brazil, together with the continuous development of solar cells obtained in the last years has been favoring the use of the photovoltaic technology more and more for the generation of electricity.*

Starting from these realities, and seeking to contribute for the teaching and research of the systems sizing that use photovoltaic conversion, the present work presents a computer program with two different methods from sizing of photovoltaic arrays for loading of batteries destined to supply uninterrupted operation loads in power electric systems.

The methods analyze a already existent photovoltaic stand-alone system and use as operational basis the platform Excel 2000®, trade mark by Microsoft, with the objective of facilitating the diffusion and the use of sizing concepts of photovoltaic stand-alone systems. For these reasons, the mentioned program is a valuable didactic tool to aid in the professional formation area of alternative sources, especially solar energy.

***Key-words:** sizing, solar, photovoltaic*