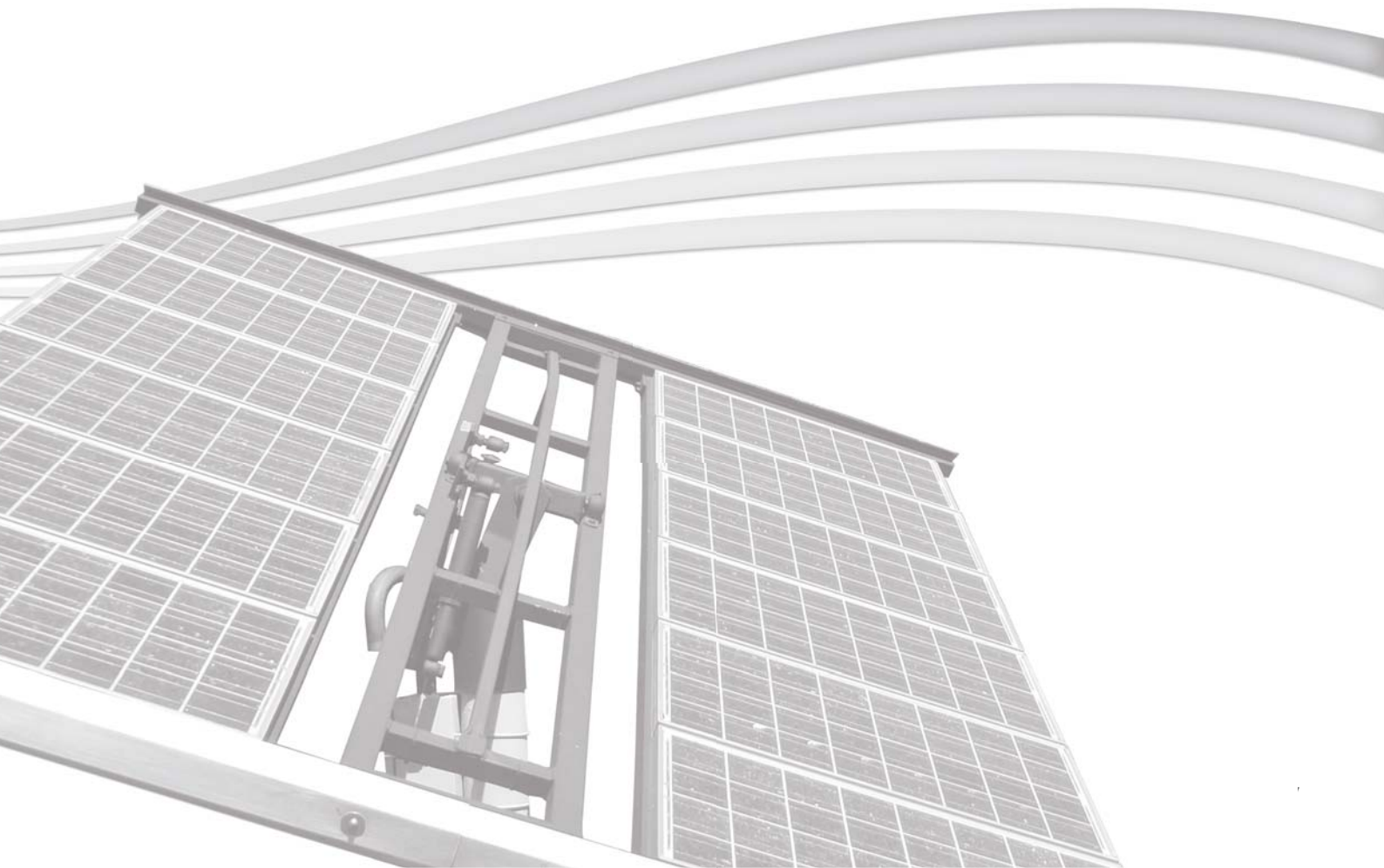


CAPÍTULO 6

PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS



CAPÍTULO 6 – PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

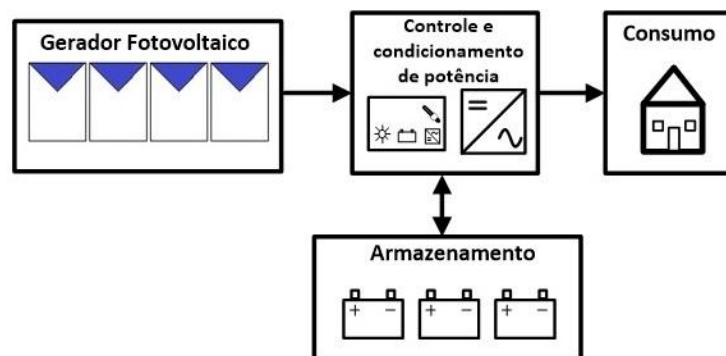
O projeto de um sistema fotovoltaico envolve orientação dos módulos, disponibilidade de área, estética, disponibilidade do recurso solar, demanda a ser atendida e diversos outros fatores. Através do projeto pretende-se adequar o gerador fotovoltaico às necessidades definidas pela demanda. O dimensionamento de um sistema fotovoltaico (SFV) é o ajuste entre a energia radiante recebida do sol pelos módulos fotovoltaicos e a necessidade de suprir a demanda de energia elétrica.

Antes de prosseguir descrevendo etapas de um projeto, é necessário fazer uma separação entre sistemas fotovoltaicos isolados da rede (SFI) e sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR). No primeiro caso o sistema gerador visa atender a um determinado consumo de energia elétrica, e é fundamental estimar esta demanda energética com precisão para que o sistema projetado produza a energia necessária. Já no segundo caso, o consumo de energia elétrica da instalação é menos importante, pois pode ser complementado com energia extraída da rede de distribuição. Apesar deste capítulo tratar separadamente dessas duas situações, muitos dos procedimentos apresentados para sistemas isolados (SFIs) são também requeridos em sistemas conectados à rede (SFCRs).

Ressalta-se que este Manual é direcionado principalmente para projetos de sistemas de pequeno porte – dotados de painel fotovoltaico de algumas centenas de Wp a algumas dezenas de kWp – em baixa tensão.

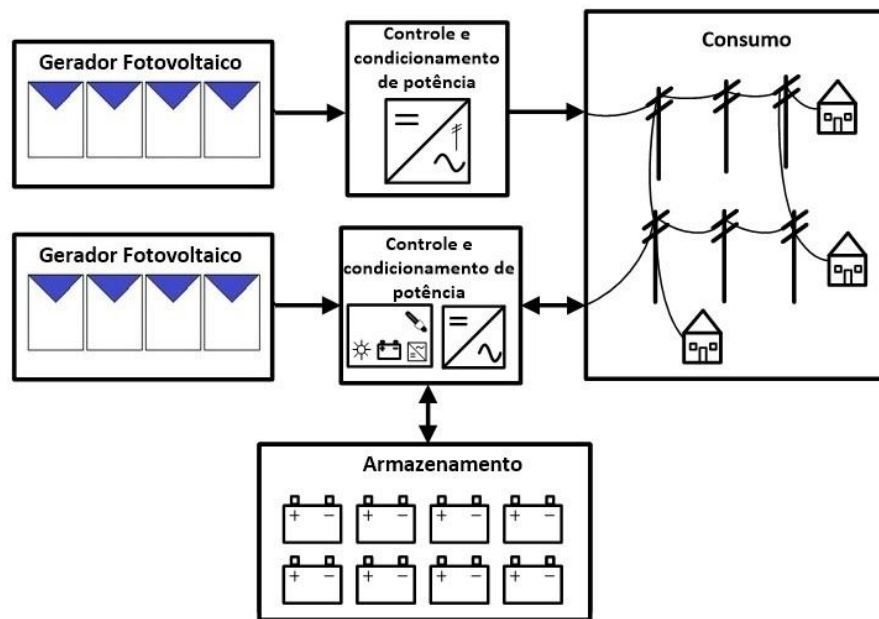
6.1 - Etapas Preliminares de Projeto de um Sistema Fotovoltaico

Como pode ser visto nas Figuras 6.1 e 6.2, os blocos básicos de um SFV são: geração¹, equipamentos de controle e condicionamento de potência e, no caso dos sistemas isolados, armazenamento de energia. Partindo dos dados meteorológicos e de uma boa estimativa da demanda a ser atendida, o projetista dimensiona ou especifica cada um destes blocos, além dos demais componentes necessários à operação segura e confiável de cada subsistema em particular.

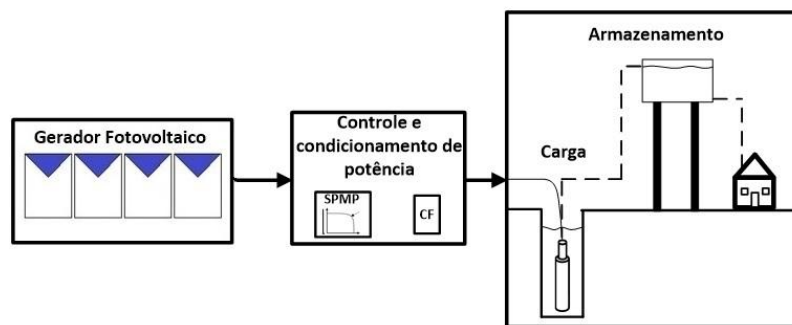


(a)

¹ Que pode ser exclusivamente fotovoltaica ou incluir outras alternativas, configurando a geração híbrida de energia.



(b)



(c)

Figura 6.1 - Diagrama de blocos de sistemas fotovoltaicos isolados: (a) - Isolado para eletrificação individual; (b) - Isolado para eletrificação com minirrede; (c) – Bombeamento de água.

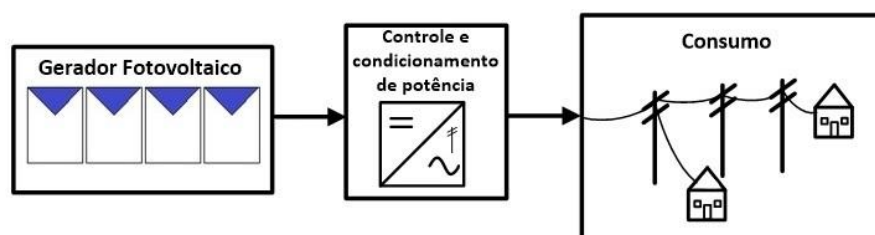


Figura 6.2 - Diagrama de blocos de sistemas fotovoltaicos: Microgeração conectada à rede.

As principais etapas do projeto de um SFV são as seguintes:

- 1 - Levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação;
- 2 - Definição da localização e configuração do sistema;
- 3 - Levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica;
- 4 - Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
- 5 - Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência que, no caso dos SFCRs, se restringe ao inversor para interligação com a rede;

6 - Dimensionamento do sistema de armazenamento, usualmente associado aos sistemas isolados.

Vale ressaltar que neste texto é detalhado apenas o projeto de sistemas puramente fotovoltaicos, fixos (sem seguimento solar) e sem concentração da radiação solar.

6.1.1 - Avaliação do recurso solar

Nesta fase do projeto busca-se quantificar a radiação solar global incidente sobre o painel fotovoltaico. Nem sempre os dados estão disponíveis na forma em que se precisa para utilizá-los no dimensionamento do sistema. Por isso, muitas vezes é necessário utilizar métodos de tratamento de dados que permitam estimar as grandezas de interesse.

Os dados de radiação solar podem estar especificados em termos de valores instantâneos do fluxo de potência ou valores de energia por unidade de área (com diversos períodos de integração), conhecidos como irradiância e irradiação, respectivamente. A forma mais comum de apresentação dos dados de radiação é através de valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia. Também é comum determinar-se um “Ano Meteorológico Padrão ou Típico” (em língua inglesa TMY – *typical meteorologica year*) a partir de informações armazenadas ao longo de vários anos de medidas. Conforme apresentado no item 2.2, existem diversas unidades para se representar valores de radiação solar.

Um gerador fotovoltaico tem suas características elétricas dependentes basicamente da irradiância e da temperatura nos módulos. A influência da irradiância solar é muito mais significativa do que a da temperatura. A irradiância pode variar significativamente em curtos intervalos de tempo (da ordem de segundos), especialmente em dias com nuvens, mas a variação da temperatura é amortecida pela capacidade térmica dos módulos.

Nas estimativas de produção de energia elétrica, é útil ignorar os efeitos de variação da irradiância a cada instante e considerar a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos horários. Como há uma forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária, este conceito pode ser estendido, gerando uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia: o número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 (1.000 W/m^2), de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia. Mostra-se, a seguir, um exemplo de cálculo do número de HSP para um caso em que a irradiação é de 6 kWh/m^2 .

$$HSP = \frac{6 \text{ [kWh/m}^2\text{]}}{1 \text{ [kW/m}^2\text{]}} = 6 \text{ [h/dia]}$$

A Figura 6.3 ajuda na compreensão da grandeza Horas de Sol Pleno.

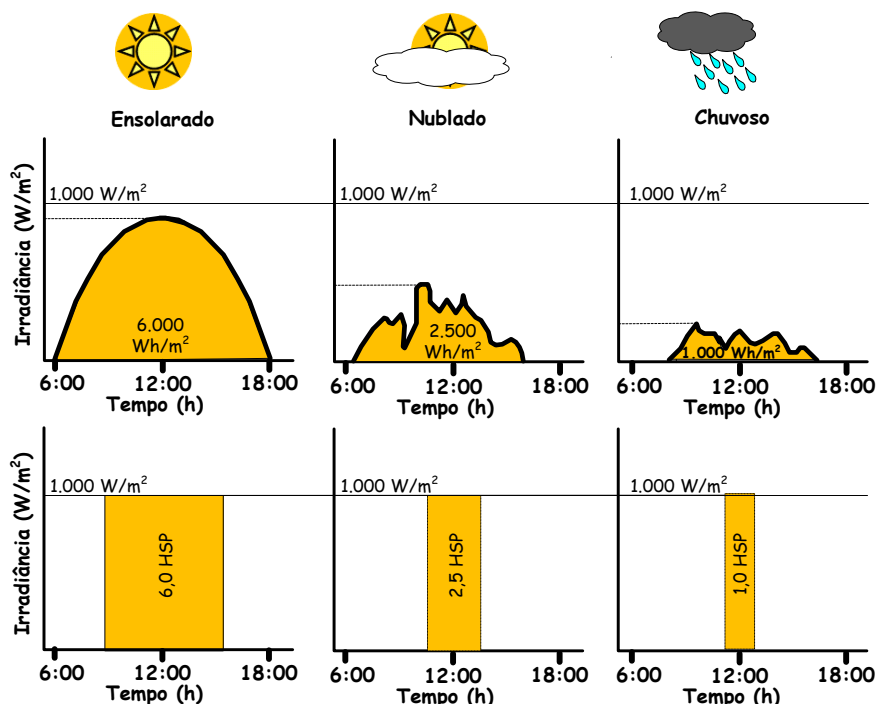


Figura 6.3 – Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP. Fonte: (PINHO et al., 2008).

Em base mensal, a irradiação incidente no plano dos módulos é convertida para seu valor médio diário em kWh/m² e, em seguida, utiliza-se o valor numérico como HSP. Esses valores podem ser obtidos a partir da conversão para o plano inclinado e posterior integração de curvas semelhantes às apresentadas na Figura 6.4, obtidas para a vila de São Tomé, Município de Maracanã, no Estado Pará. A obtenção de dados médios de irradiação no plano horizontal e sua conversão para planos inclinados são tratadas no Capítulo 2.

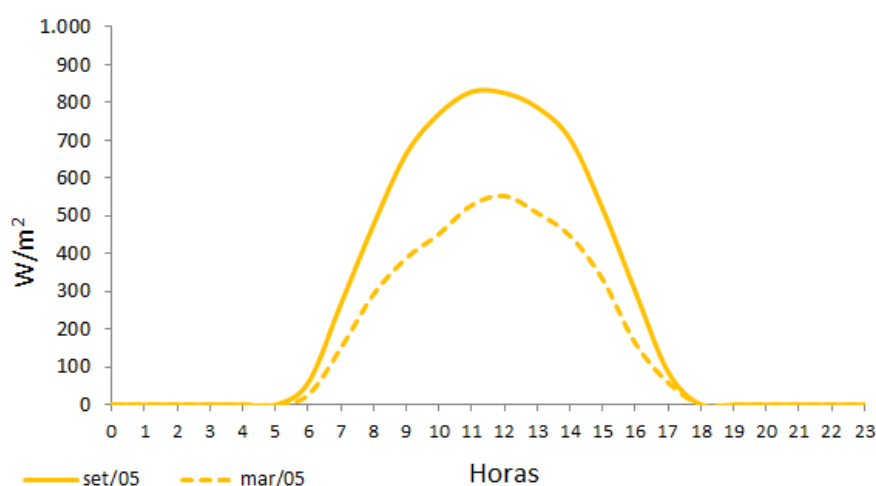


Figura 6.4 – Média mensal da irradiação global diária no plano horizontal para os períodos especificados - vila de São Tomé (Pará).

Cabe frisar, no entanto, que nada substitui a medição *in situ*, no local de implantação do projeto, e que incorreções podem advir das diferenças entre os valores estimados e os valores reais.

6.1.2 - Localização

Mesmo dentro de uma região com recurso solar uniforme, a escolha do local em que os painéis FV serão efetivamente instalados pode ser determinante de seu desempenho. A integração com elementos arquitetônicos e a presença de elementos de sombreamento ou superfícies reflexivas próximas podem afetar a eficiência de um sistema fotovoltaico. Também a capacidade de trocar calor com o meio, impacta a eficiência do painel. Em regiões isoladas é mais provável que se encontrem superfícies livres, sem sombreamento e com fácil circulação de ar. No entanto, nas instalações urbanas tipo *rooftop* (de telhado), por exemplo, o projetista tem menos liberdade no posicionamento dos painéis.

Para ter uma boa estimativa da radiação incidente no plano do painel, o projetista deve obter informações sobre os atuais e potenciais elementos de sombreamento e superfícies reflexivas próximas, inclusive o chão. A refletividade do chão ou outros elementos próximos (albedo) também pode contribuir para a radiação global incidente sobre o painel.

Por isso, alguns programas de dimensionamento permitem incorporar um modelamento 3D dos prédios e objetos vizinhos na simulação do desempenho do sistema, como indicado no item 6.6, trazendo para o dimensionamento elementos da posição efetiva dos painéis. Aspectos como inclinação e orientação azimutal do painel passam a ser bastante relevantes em instalações urbanas.

Aspectos estéticos, a resistência mecânica do telhado e do prédio e o efeito dos ventos também são elementos importantes na escolha do local de instalação do painel fotovoltaico.

6.1.3 - Escolha da configuração

A escolha da configuração para o sistema pode ser realizada baseada nas informações dos Capítulos 4 e 5, onde se apresentam detalhes sobre os componentes e as configurações mais comuns: sistemas isolados ou conectados à rede, c.a. ou c.c., com ou sem armazenamento etc. Basicamente, a escolha baseia-se nas características da carga e na disponibilidade de recursos energéticos.

6.1.4 - Levantamento da demanda e do consumo de energia elétrica

A base do dimensionamento no caso de SFIs é entender que o sistema deve gerar mais eletricidade do que o limite estabelecido para consumo. Deve-se definir um período de tempo e a produção de eletricidade neste período deve ser maior do que a demanda elétrica a ser atendida. Isto deve se repetir nos períodos subsequentes.

A maneira mais tradicional para determinar a demanda de uma unidade consumidora é somar as energias consumidas por cada equipamento. Isto é geralmente feito em uma planilha, onde estão listados os equipamentos, sua potência elétrica, o tempo diário de funcionamento e os dias de utilização por semana, para que se disponha de dados diários de energia consumida, em Wh/dia. Esta

estimativa pode ser realizada em média semanal, obtendo-se um valor médio de energia elétrica consumida por dia. A Tabela 6.1 apresenta um exemplo de cálculo para três tipos de equipamentos. Quando se trata de cargas usadas para refrigeração, como geladeiras e *freezers*, deve-se preferencialmente consultar os dados de placa do equipamento, onde geralmente consta seu consumo médio mensal². A partir dele, estima-se o consumo médio diário.

Tabela 6.1 - Exemplo de cálculo de consumo diário de energia (média semanal).

Carga	Potência (W)		Horas de utilização por dia		Dias de utilização por semana		Consumo diário (Wh)	
Equipamento 1	15	x	3	x	4	÷7	=	25,71
Equipamento 2	60	x	2	x	2	÷7	=	34,29
Equipamento 3	100	x	1,5	x	7	÷7	=	150,00
Potência total	175		Consumo diário total				=	210,00

Obs. “x” nesta tabela representa o símbolo de multiplicação.

Um importante fator a ser observado é o tipo de alimentação das cargas, se em corrente contínua (c.c.) ou alternada (c.a.). A utilização de equipamentos c.c. dispensa a utilização do inversor; porém, a disponibilidade comercial deste tipo de equipamento é menor, seus custos são mais elevados, e, muitas vezes, sua qualidade é inferior à dos equipamentos equivalentes convencionais em c.a. Caso o sistema atenda cargas c.a., o consumo diário mostrado na Tabela 6.1 deve ser dividido por um fator decimal representativo da eficiência média do inversor. Caso o fabricante indique valores de 90 % de eficiência, bastante comuns, o consumo da tabela deve ser dividido por 0,9, resultando, neste caso, em 233,33 Wh. Observa-se na tabela ainda a demanda máxima de 175W, de forma que o inversor deve ser capaz de atendê-la de forma contínua. Além disso, este deve também ser capaz de suportar os picos de partida requeridos por determinadas cargas, se for o caso.

A especificação do valor de potência dos equipamentos a serem atendidos pelo sistema deve ser obtida através de dados fornecidos pelo próprio fabricante, independentemente do tipo de alimentação, pois há uma ligeira variação entre a potência de equipamentos semelhantes de fabricantes diferentes. Atenção deve ser dada para o fato de que equipamentos idênticos alimentados em c.c. e c.a. podem possuir valores de potência diferentes. Na ausência dessa informação, podem ser utilizados valores tabelados fornecidos por órgãos como o Cepel e Inmetro, por exemplo. A Tabela 6.2 apresenta dados de alguns equipamentos usuais, sendo suas potências válidas para alimentação em c.a. Ressalta-se que

² Ressalta-se que o consumo especificado pelo fabricante refere-se a determinadas condições de uso e de temperatura (tanto interna como externa). Em locais muito quentes como a Região Norte do Brasil, com temperaturas médias acima de 30°C, por exemplo, e para utilização residencial típica, o consumo dos refrigeradores e freezers pode atingir valores significativamente maiores do que o especificado.

o custo de investimento de sistemas fotovoltaicos é relativamente alto e por isso deve ser estimulado o uso de equipamentos elétricos eficientes. Mesmo que os equipamentos eficientes possam ser mais caros que os equipamentos típicos, menos eficientes, os custos evitados de geração podem compensar esse investimento.

Para calcular o consumo médio de energia (kWh) de um equipamento de acordo com o seu hábito de uso, procure a potência do aparelho no catálogo ou manual do fabricante e utilize a seguinte expressão:

$$C_m = \frac{P_e \cdot N_d \cdot D_m}{1000} \quad (6.1)$$

onde:

C_m (kWh/mês) – consumo médio mensal;

P_e (W) – potência nominal do equipamento (dado de placa ou do manual do fabricante);

N_d (h/dia) – número médio de horas diárias de utilização do equipamento;

D_m (dias/mês) – número médio de dias de utilização do equipamento, por mês.

Alguns equipamentos não consomem energia elétrica continuamente, como por exemplo, os compressores dos refrigeradores, que são acionados pelos termostatos. Neste caso, a fórmula apresentada acima pode não resultar em valor adequado de consumo e devem ser utilizados os consumos declarados pelo fabricante ou verificados por ensaios.

Alguns autores recomendam considerar para fins de cálculo de consumo que os compressores permanecem ligados, por exemplo, durante 50% a 60% do tempo. Todavia, tais afirmações devem ser vistas com cautela, pois o regime real de operação do compressor depende de muitas variáveis, como o tipo do refrigerador (vertical ou horizontal), a temperatura ambiente, a carga térmica colocada diariamente em seu interior e o número de vezes por dia que a porta é aberta.

Na Tabela 6.2 são apresentadas estimativas de consumo médio mensal de eletrodomésticos, sugeridas pelo PROCEL. Note que os valores devem ser recalculados se o hábito de uso e a potência do equipamento forem diferentes.

Tabela 6.2 - Valores estimados de consumo médio mensal de alguns equipamentos elétricos. Fonte: Adaptado (PROCEL)

Aparelhos Elétricos	Potência média (W)	Dias estimados de uso (dias/mês)	Utilização média (h/dia)	Consumo médio mensal (kWh/mês)
Aparelho de DVD	15	8	2 h	0,24
Aparelho de som	110	20	3 h	6,6
Aspirador de pó	717	30	20 min	7,17
Batedeira	150	8	20 min	0,4
Bomba d'água 1/2 CV	480	30	30 min	7,2
Bomba d'água 1/3 CV	410	30	30 min	6,15
Cafeteira elétrica	219	30	1 h	6,56
Computador	63	30	8 h	15,12
Espremedor de frutas	54	20	10 min	0,18
Exaustor fogão	166	30	2 h	9,96
Freezer vertical/horizontal	66	30	24 h	47,55
Frigobar	26	30	24 h	18,9
Geladeira 1 porta	35	30	24 h	25,2
Geladeira 2 portas	67	30	24 h	48,24
Impressora	15	30	1 h	0,45
Lâmpada fluorescente compacta - 11 W	11	30	5 h	1,65
Lâmpada fluorescente compacta - 15 W	15	30	5 h	2,25
Lâmpada fluorescente compacta - 23 W	23	30	5 h	3,45
Lavadora de roupas	147	12	1 h	1,76
Liquidificador	213	15	15 min	0,8
Máquina de costura	100	10	3 h	3
Modem de internet	8	30	8 h	1,92
Monitor	55	30	8 h	13,2
Monitor LCD	34	30	8 h	8,16
Multiprocessador	428	20	1 h	8,56
Nebulizador	42	16	2,5 h	1,68
Notebook	20	30	8 h	4,8
Prancha (chapinha)	33	20	30 min	0,33
Rádio elétrico pequeno	5	30	10 h	1,5
Rádio relógio	5	30	24 h	3,6
Tanquinho	70	12	1 h	0,84
Telefone sem fio	3	30	24 h	2,16
TV em cores - 14" (tubo)	42	30	5 h	6,3
TV em cores - 29" (tubo)	101	30	5 h	15,15
TV em cores - 32" (LCD)	95	30	5 h	14,25
TV em cores - 40" (LED)	83	30	5 h	12,45
TV em cores - 42" (LED)	203	30	5 h	30,45
TV portátil	47	30	5 h	7,05
Ventilador de mesa	72	30	8 h	17,28
Ventilador de teto	73	30	8 h	17,52
Videogame	24	15	4 h	1,44

Na Tabela 6.3 são apresentados exemplos de eletrodomésticos de alto consumo e/ou demanda que devem ser evitados em SFIs. As limitações de atendimento que o sistema apresenta devem ser informadas ao usuário, mostrando a este que certos equipamentos elétricos de alto consumo restringirão em muito o tempo de uso do sistema ou são inviáveis de serem utilizados por apresentarem potências mais elevadas que a permitida pelo sistema (potência do inversor fotovoltaico).

Tabela 6.3 – Exemplos de equipamentos elétricos que devem ser evitados ou proibidos em sistemas isolados de pequeno porte. Fonte: Adaptado (PROCEL)

Aparelhos Elétricos	Potência máxima (W)	Dias Estimados Uso/Mês	Média Utilização/Dia	Consumo Médio Mensal (kWh)
Chuveiro elétrico - 4500 W	4500	30	32 min	72
Chuveiro elétrico - 5500 W	5867	30	32 min	88
Ferro elétrico automático a seco	1050	12	1 h	2,4
Ferro elétrico automático a vapor	1200	12	1 h	7,2
Forno micro-ondas - 25 L	1400	30	20 min	14
Secador de cabelo	1000	30	10 min	5
Torradeira	800	30	10 min	4

Um sistema fotovoltaico isolado deve contar com armazenamento de energia elétrica para atender o consumo nas horas em que não há geração. O armazenamento serve também para equilibrar o fluxo de energia ao longo do tempo, desacoplando os picos de potência da geração e da demanda. Assim, um sistema gerador com painel de 50 Wp pode abastecer, por exemplo, uma demanda de 175 W, porque o armazenamento permite acumular a energia ao longo do tempo e entregá-la em um período menor que o da geração.

No caso dos sistemas fotovoltaicos de bombeamento d'água, esse armazenamento é realizado na forma de energia potencial gravitacional, relacionada ao volume de água bombeado até um reservatório. Para se calcular o consumo de energia elétrica desse sistema, é necessário estimar adequadamente a demanda total de água. Posteriormente, calcula-se a energia hidráulica necessária para bombear o volume estimado de água até a altura desejada, considerando-se as perdas de carga nesse processo. Em seguida, corrige-se as perdas no processo de conversão de energia elétrica em energia hidráulica. Mais detalhes sobre esse processo de cálculo são apresentados no item 6.3.

6.1.4.1 - Estimativa da curva de carga

O dimensionamento do sistema de geração em aplicações isoladas (SFIs) pode ser feito totalizando-se o consumo diário de cada equipamento para um dimensionamento simplificado, ou construindo-se, com a maior fidelidade possível, uma curva de carga (Figura 6.5) para um dimensionamento por meio de um programa de simulação, mais aprofundado. O levantamento preciso da curva de carga, identificando as possíveis sazonalidades mensais e anuais, pode implicar uma redução importante do custo do sistema e reduzir o risco de falta de energia.

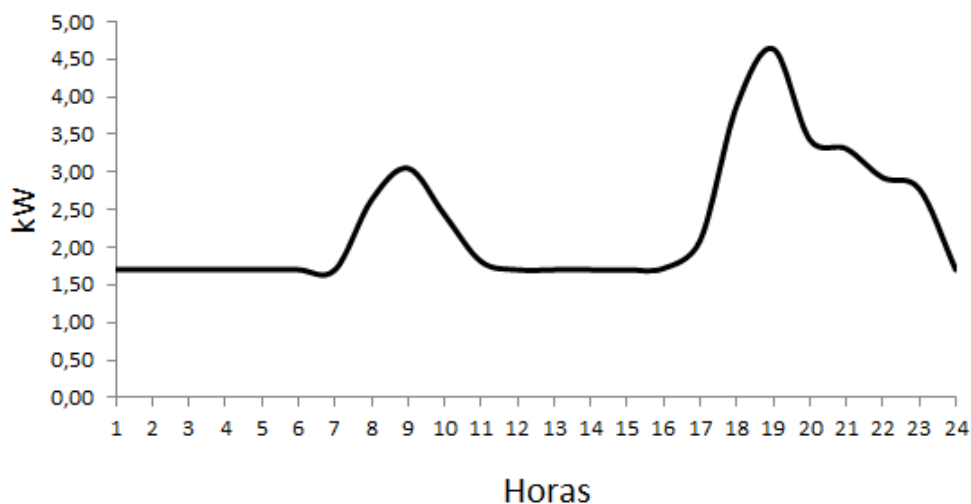


Figura 6.5 – Exemplo de uma curva de carga de uma comunidade da Amazônia. Fonte: (PINHO et al., 2008).

O levantamento da curva de carga é muito útil no desenvolvimento de projetos envolvendo minirredes isoladas e sistemas conectados à rede elétrica, onde se estabelece a fração da carga a ser atendida pelo SFV. A Figura 6.6 ilustra uma curva de carga estimada para uma localidade com os seus respectivos consumos separados por três períodos do dia. Nesse cenário foram levadas em consideração as cargas instaladas no local, agrupadas por períodos de funcionamento, além da demanda reprimida.

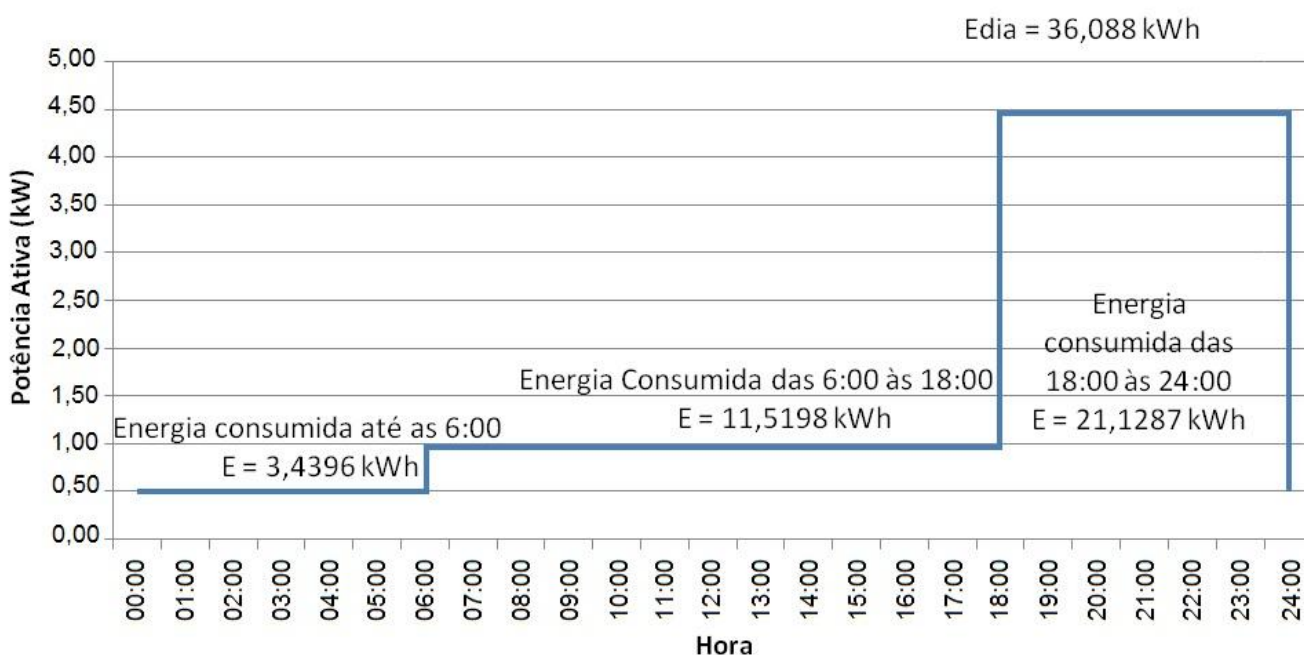


Figura 6.6 – Exemplo de curva de carga estimada para uma dada localidade.

Tensão nominal e características adicionais dos equipamentos (c.a. ou c.c., eficiências etc.) completam a especificação da carga. Quanto à potência total, no caso mais conservador, deve-se considerar que todos os equipamentos poderão ser acionados ao mesmo tempo, em especial para os sistemas individuais. No caso de sistemas tipo minirrede pode-se considerar um fator de diversidade de demanda.

Projetistas de SFCRs, por sua vez, trabalham, normalmente, com a hipótese de que a rede elétrica é uma carga capaz de consumir toda a energia gerada pelo sistema, e no momento da geração. Além disso, a avaliação da carga é feita segundo outros parâmetros, como por exemplo, a qualidade da energia requerida pelo comprador (nível de harmônicos, regulação da tensão etc.), capacidade de corrigir o fator de potência e o nível de interferência eletromagnética que pode comprometer o funcionamento de equipamentos eletrônicos.

Muitos programas de dimensionamento e de simulação de operação de SFVs podem trabalhar com base horária, ou seja, com a carga e o recurso solar sendo especificados a cada hora, e por um período de simulação que pode variar de um dia a vários anos.

6.2 - Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Isolados pelo Método do Mês Crítico

O método do mês crítico também é chamado de intuitivo e consiste na realização do dimensionamento do SFI considerando um balanço de energia durante o período do ano no qual ocorrem as condições médias mais desfavoráveis para o sistema. Supõe-se que se o sistema funcionar adequadamente nesse mês, isso ocorrerá também nos demais meses do ano, assim sendo, o sistema produzirá mais energia nos outros meses nos quais as condições forem mais favoráveis. No caso de a carga ser fixa, constante ao longo do ano, como é o caso dos sistemas tipo SIGFI especificados de acordo com a resolução Aneel, então o dimensionamento pode ser feito simplesmente com base no mês de pior irradiação solar no ano. Este método, como outros métodos simplificados, tem a desvantagem de não otimizar energeticamente a instalação, já que não faz um seguimento contínuo dos parâmetros envolvidos.

O método utiliza valores médios mensais de irradiação solar e da carga, considerando-se somente os valores do mês mais desfavorável na relação carga/irradiação, proporcionando um excesso de energia nos meses mais favoráveis.

A metodologia apresentada abaixo é apenas uma entre dezenas de trabalhos e recomendações elaborados com procedimentos, se não idênticos, muito parecidos.

Dimensionamento da Geração (painel fotovoltaico)

Para calcular a energia ativa necessária diariamente (L) leva-se em conta o tipo de carga do sistema em corrente alternada e em corrente contínua (o Apêndice 4 apresenta uma planilha que auxilia nos cálculos), se houver, e a eficiência dos elementos que participam do processo de armazenamento e condicionamento de potência, conforme a Equação 6.2.

$$L = \left(\frac{L_{cc}}{\eta_{bat}} \right) + \left(\frac{L_{ca}}{\eta_{bat}\eta_{inv}} \right) \quad (6.2)$$

Onde:

L_{cc} (Wh/dia) - quantidade de energia consumida diariamente em corrente contínua em determinado mês,

L_{ca} (Wh/dia) - quantidade de energia consumida diariamente em corrente alternada no mesmo mês;

η_{bat} (%) - eficiência global da bateria;

η_{inv} (%) - eficiência do inversor.

Cabe salientar que o valor da eficiência do inversor depende do seu carregamento em relação a sua potência nominal. Se a curva de eficiência do inversor não for apresentada no manual ou no catálogo, deve ser solicitada ao fabricante. Como referência, cita-se que a eficiência do inversor requerida, na faixa de operação entre 50% e 100% da potência nominal, pelo Inmetro em seu Requisito de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica é de, no mínimo, 85%. Conforme o Capítulo 4, o valor da eficiência global da bateria sugerido é de 86%.

Com base na Equação 6.2, deve ser calculado o valor médio diário de energia requerido para cada um dos meses do ano, e a potência necessária para o painel fotovoltaico, por sua vez, deve ser obtida conforme mostra a Equação 6.3.

$$P_m = \max_{i=1}^{12} \left(\frac{L_i}{HSP_i \times Red_1 \times Red_2} \right) \quad (6.3)$$

Onde:

P_m (Wp) - potência do painel fotovoltaico;

L_i (Wh/dia) - quantidade de energia consumida diariamente no mês i (obtida pela Equação 6.2);

HSP_i (h/dia) - horas de sol pleno no plano do painel fotovoltaico no mês i ;

Red_1 (%) - fator de redução (*derating*) da potência dos módulos fotovoltaicos, em relação ao seu valor nominal, englobando os efeitos de: i) um eventual acúmulo de sujeira na superfície ao longo do tempo de uso; ii) degradação física permanente ao longo do tempo; iii) tolerância de fabricação para menos, em relação ao valor nominal; iv) perdas devido à temperatura. A este fator Red_1 atribuí-se por *default* o valor de 0,75, para módulos fotovoltaicos de c-Si;

Red_2 (%) - fator de *derating* da potência devido a perdas no sistema, incluindo fiação, controlador, diodos etc. A este valor recomenda-se como *default* o valor de 0,9.

No caso geral, o mês crítico, que corresponde à potência P_m , é definido pela Equação 6.3 por uma combinação entre o consumo mensal (L_i) e a irradiação mensal (HSP_i). Porém, no caso de uma carga L fixa, como, por exemplo, num sistema tipo SIGFI, então considera-se na Equação 6.3 apenas este valor fixo L , de forma que a potência do painel P_m será correspondente ao mês de pior irradiação, que passa automaticamente a ser o mês crítico.

Dimensionamento considerando controlador de carga convencional

Com a utilização de um controlador de carga convencional (sem SPPM), a determinação do número de módulos em série (Equação 6.4), deve considerar, além da tensão do sistema (V_{sist}), a tensão de máxima potência dos mesmos quando estiverem operando na temperatura mais elevada prevista para o módulo em uma dada localidade (V_{mpTmax}).

$$N^{\circ} \text{ módulos_série} = \frac{1,2 \cdot V_{sist}}{V_{mpTmax}} \quad (6.4)$$

O coeficiente 1,2 na Equação 6.4 considera que um módulo fotovoltaico tem que carregar uma bateria até uma tensão 20% acima da nominal (por exemplo, uma bateria de 12V de Pb-ácido tem uma tensão de carregamento em torno de 14,4 V e de equalização de 14,7 V) e considera, ainda, alguma perda ôhmica. Considerando-se que um módulo de 36 células em climas quentes perde entre 2 e 3 V devido ao aumento da temperatura, é necessário dispor de um módulo que forneça uma tensão nominal de potência máxima, nas condições padrão de teste, de aproximadamente 17 V.

Ressalta-se que o valor obtido para o número de módulos em série deve ser arredondado para maior, respeitando a tensão máxima de entrada do controlador de carga. Caso este arredondamento seja superior a 0,5 (parte decimal de $N^{\circ} \text{módulos_série}$ inferior a 0,5), recomenda-se que seja selecionado outro módulo para compor o gerador FV, evitando sobredimensionamento.

Ressalta-se, ainda, que utilizando-se controladores convencionais, é recomendado que o módulo a ser escolhido tenha o número de células adequado à tensão de operação do sistema (V_{sist}). Por exemplo, para um sistema de 12 V, utiliza-se um módulo de 36 células (que são fabricados especificamente para o uso neste tipo de SFI), para um sistema de 24 V, utilizam-se dois módulos em série de 36 células ou um módulo de 72 células, e assim sucessivamente.

A partir da potência P_m calculada, obtém-se, a seguir, por meio da Equação 6.5, a corrente que deve ser gerada pelo painel fotovoltaico.

$$I_m = \frac{P_m}{V_{sist}} \quad (6.5)$$

Onde:

I_m (A_{cc}) – corrente do painel fotovoltaico;

P_m (W_p) - potência do painel fotovoltaico (calculada pela Equação 6.3);

V_{sist} (V_{cc}) - tensão nominal do sistema (é igual à tensão nominal do banco de baterias), que é igual ao número de baterias conectadas em série vezes a tensão nominal da bateria V_b . Para SFIs no Brasil são adotados bancos com tensões nominais de 12 V, 24 V e 48 V, seja utilizando elementos de 2 V ou monoblocos de 12 V.

O valor obtido I_m para a corrente pela Equação 6.5 é o valor mínimo da corrente no ponto de máxima potência – I_{mp} que o gerador fotovoltaico deve fornecer. Pode-se então calcular o número de módulos a serem conectados em paralelo pela Equação 6.6:

$$N^{\circ} \text{módulos}_{\text{paralelo}} = \frac{I_m}{I_{mp}} \quad (6.6)$$

Na Equação 6.6 I_{mp} representa a corrente de cada módulo no ponto de máxima potência, nas condições-padrão de ensaio. O resultado obtido para o número de módulos em paralelo deve ser arredondado para maior. Caso este arredondamento seja superior a 0,5 (parte decimal de $N^{\circ} \text{módulos}_{\text{paralelo}}$ inferior a 0,5), recomenda-se que seja selecionado outro módulo para compor o gerador FV. Desta forma, aproxima-se o valor calculado do valor arredondado, evitando-se o sobredimensionamento excessivo da capacidade de geração. De qualquer forma, geralmente a escolha do módulo é muito mais condicionada por outros fatores, como a qualidade e o custo do que propriamente por considerações deste tipo.

Dimensionamento considerando controlador de carga SPPM

Atualmente os preços dos módulos de 60 ou mais células, normalmente utilizados em sistemas conectados a rede, estão mais atrativos que os dos módulos de 36 células voltados para sistemas isolados. Dessa forma pode ser interessante a utilização daqueles módulos combinados com controlador de carga com seguimento do ponto de potência máxima (SPPM). Neste caso, o número de módulos em série deve ser tal que a tensão de saída do painel fotovoltaico esteja dentro da faixa ótima de operação do controlador recomendada pelo fabricante.

$$\frac{V_{SPPMmin}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}} < \frac{V_{SPPMmax}}{V_{mpTmin}} \quad (6.7)$$

onde $V_{SPPMmax}$ é a máxima tensão de operação e $V_{SPPMmin}$ é a mínima tensão de operação do SPPM do controlador; V_{pmTmax} e V_{pmTmin} são as tensões de máxima potência do módulo fotovoltaico nas suas máxima e mínima temperaturas de operação, respectivamente.

Para o cálculo do número de fileiras em paralelo, deve-se considerar a potência total do gerador (P_m) e a potência de cada fileira, conforme a Equação 6.8:

$$N^{\circ} \text{módulos}_{\text{paralelo}} = \frac{P_m}{N^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}} \cdot P_{mod}} \quad (6.8)$$

onde P_{mod} é potência (W_p) nominal do módulo adotado.

Para confirmação da adequação do painel fotovoltaico com o controlador, recomenda-se verificar se a corrente do painel (I_m), calculada usando a Equação 6.9, está de acordo com as especificações do fabricante do controlador para operação do SPPM.

$$I_m = N^{\circ} \text{módulos}_{\text{paralelo}} \cdot I_{mp} \quad (6.9)$$

onde I_{mp} representa a corrente do módulo no ponto de máxima potência, nas condições-padrão de ensaio.

Ressalta-se que os módulos do tipo silício cristalino são os mais utilizados atualmente devido à boa relação custo-benefício, ao longo tempo de mercado e à grande quantidade de oferta. Caso sejam usados módulos de filmes finos, deve ser estudado o valor de *derating* (R_{ed1}) adequado a ser adotado, pois suas características em relação a coeficientes de temperatura, degradação, etc. diferem daquelas dos módulos de silício cristalino. Maiores detalhes sobre características de módulos fotovoltaicos podem ser consultados nos Capítulos 3 e 4.

Dimensionamento do Banco de Baterias

De posse da energia corrigida solicitada pelas cargas a cada mês, resultante da Equação 6.2, escolhe-se o valor máximo (L_m) para o cálculo da capacidade do sistema de acumulação segundo as Equações 6.10 a 6.12.

$$L_m = \max_{i=1}^{12}(L_i) \quad (6.10)$$

$$CB_{C20}(Wh) = \frac{L_m \cdot N}{P_d} \quad (6.11)$$

$$CBI_{C20}(Ah) = \frac{CB_{C20}}{V_{sist}} \quad (6.12)$$

onde CB_{C20} é a capacidade do banco de baterias em Wh para o regime de descarga em 20 horas (C20) e CBI_{C20} é a respectiva capacidade em Ah; N o número de dias de autonomia (o qual varia em função da região onde se instala o sistema), tipicamente entre 2 e 4, e não deve ser menor que 2; P_d a máxima profundidade de descarga da bateria, considerando o período de autonomia. Os valores típicos de profundidade de descarga utilizados para baterias de ciclo raso são entre 20 e 40 % e, para as de ciclo profundo, de 50 a 80 %. Para maiores detalhes consultar o capítulo 4. A eficiência global da bateria já foi considerada no cálculo de L_m .

Na medida em que há maior disponibilidade de radiação solar em um dado local, estabelece-se um número menor de dias para o valor da autonomia, N . Já em regiões com longos períodos de chuva, o valor de N é maior. O número de dias de autonomia necessários para sistemas não críticos³ pode ser calculado a partir da Equação 6.13. Com base nessa formulação empírica, para um dado local, conhecendo-se o número horas de sol pleno para o pior mês de radiação solar (HSP_{min}), é possível estimar a autonomia do sistema de acumulação, N . Salienta-se que a Equação 6.13 deve ser utilizada como alternativa para se estimar os dias de autonomia somente quando este parâmetro não tenha ainda sido determinado experimentalmente para a localidade em questão.

$$N = -0,48 \times HSP_{min} + 4,58 \quad (6.13)$$

³ Sistemas não críticos são sistemas cujo desempenho proporciona uma probabilidade maior de falha; são empregados para o suprimento de cargas que necessitam ser atendidas por pelo menos 95 % do tempo, ao passo que as cargas denominadas de críticas necessitam ser atendidas por pelo menos 99 % do tempo.

Alguns autores do exterior recomendam 2 a 3 dias de autonomia para cargas comuns e 5 a 7 dias para cargas consideradas críticas. Conforme já mencionado, no Brasil, normalmente se considera autonomia de 2 a 4 dias.

No que se refere à máxima profundidade de descarga, ressalta-se que esta depende também da radiação solar da região, do tipo de bateria, do modo como a descarga é realizada etc. Para todas as baterias, é comum a característica de que, quanto maior a profundidade de descarga menor sua vida útil.

Por vezes o catálogo do fabricante de bateria não apresenta a capacidade C20 e sim em regime C10 ou C100. Neste caso pode-se utilizar as seguintes expressões para conversão, já apresentadas no Capítulo 4.

$$CB_{C20}(Wh) = 1,1 \cdot CB_{C10} \quad (6.14)$$

$$CB_{C20}(Wh) = 0,9 \cdot CB_{C100} \quad (6.15)$$

Após o cálculo da capacidade do sistema de acumulação, a determinação do número de baterias em paralelo realiza-se pela Equação 6.16.

$$N^{\circ} \text{ baterias paralelo} = \frac{CBI}{CBI_{bat}} \quad (6.16)$$

onde CBI_{bat} representa a capacidade da bateria selecionada, em Ah, no mesmo regime de descarga do valor calculado para CBI .

O mesmo critério utilizado para arredondar para maior o número de módulos em paralelo e em série pode ser utilizado para a quantidade de baterias. É importante observar que deve ser utilizado o menor número possível de baterias em paralelo, sendo que os fabricantes recomendam um máximo entre 4 e 6, de forma que deve-se adotar modelos de maior capacidade se este número for superado. Conforme o Capítulo 4, no caso de baterias convencionais em monoblocos de 12V, as capacidades comercialmente disponíveis no Brasil atingem 220Ah (@C/20), enquanto que outros tipos (OPzS etc.) tem uma faixa de disponibilidade bem maior.

Já a combinação em série de baterias depende da tensão nominal do sistema (normalmente, no Brasil, 12V, 24V ou 48V) e pode ser obtida pela Equação 6.17.

$$N^{\circ} \text{ baterias série} = \frac{V_{sist}}{V_{bat}} \quad (6.17)$$

onde V_{bat} é a tensão nominal da bateria selecionada, em Volts.

Assim, caso se adote monoblocos de 12V, o número de baterias em série é de 1, 2 e 4, para sistemas com tensão nominal de 12V, 24V e 48V, respectivamente. Por outro lado, caso sejam adotados os elementos de 2V, então os números de elementos em série são de 6, 12 e 24.

Ressalta-se que o tipo de bateria mais utilizado devido à relação custo-benefício é a bateria Chumbo-ácido. Não são recomendadas baterias automotivas para uso em sistemas fotovoltaicos. Maiores detalhes sobre características de baterias podem ser consultadas no Capítulo 4.

Dimensionamento do Controlador de Carga

O dimensionamento do controlador de carga deve levar em conta os limites máximos do controlador, seja ele convencional ou SPPM, com relação à tensão c.c. do sistema e aos níveis de corrente elétrica, tanto na entrada do painel fotovoltaico quanto na saída para as baterias, além do tipo de bateria.

Para o dimensionamento da corrente máxima do controlador (I_c) é considerada a corrente de curto circuito do painel fotovoltaico acrescida de um fator mínimo de segurança de 25%, assumindo que o painel pode receber uma irradiância de até 1.250 W/m² (ainda que por curtos períodos). A corrente de curto circuito do painel é a corrente de curto circuito do módulo (I_{sc}) vezes o número de módulos em paralelo.

$$I_c = 1,25 \cdot N^{\circ} \text{módulos_paralelo} \cdot I_{sc} \quad (6.18)$$

Há modelos de controladores que permitem a operação em paralelo. Isso pode ser necessário se a corrente I_c for elevada para apenas um controlador. A Equação 6.19 permite obter o número necessário de controladores em paralelo, considerando a corrente máxima do controlador I_{ctl} .

$$N^{\circ} \text{controladores_paralelo} = \frac{I_c}{I_{ctl}} \quad (6.19)$$

A máxima tensão de operação do controlador de carga ($V_{c_{max}}$) deve sempre ser maior do que a tensão máxima de saída do painel fotovoltaico. .

$$N^{\circ} \text{módulos série} \cdot V_{ocTmin} < V_{c_{max}} \quad (6.20)$$

onde V_{ocTmin} é a tensão de circuito aberto do módulo, na menor temperatura de operação prevista.

Dimensionamento do Inversor

Para estabelecer a demanda máxima de potência para dimensionamento do inversor, é preciso definir ou estimar o período do dia em que os equipamentos estarão funcionando para o levantamento da curva de carga. A potência do inversor deve ser igual ou superior a potência máxima da curva de carga. No exemplo das Figuras 6.5 e 6.6, a potência do inversor deve ser no mínimo de 4.5 kW. De forma mais conservadora, a potência do inversor pode ser especificada igual ou superior à potência

instalada, que é o somatório da potência de todas as cargas do usuário, se houver grande probabilidade de que estas possam operar simultaneamente.

Recomenda-se a escolha de inversores que apresentem alta eficiência em toda a sua faixa de operação, de modo a minimizar as perdas do sistema, principalmente quando se prevê que a operação das cargas, na maior parte do tempo, corresponderá a uma pequena fração da potência nominal do inversor, faixa na qual, este, em geral, este apresenta menor eficiência.

Para cargas que demandam potência de pico, como motores elétricos durante a partida, é preciso também ter conhecimento dessa potência, juntamente com a respectiva duração, para definir a capacidade de surto necessária no inversor. Deve-se ainda observar considerações relacionadas à temperatura de operação. Mais detalhes são disponíveis no Capítulo 4.

O inversor deve apresentar a tensão de entrada igual à tensão c.c. do sistema (tensão do banco de baterias) e tensão c.a. de saída conforme a necessidade, normalmente 127 ou 220 V, 60 Hz. Em geral, inversores até 5 kW são monofásicos. Alguns modelos permitem a operação em paralelo de mais de uma unidade, além de poder ser integrados para criar circuitos bifásicos ou trifásicos. É recomendável a utilização de inversores de forma de onda senoidal, principalmente no caso de cargas eletrônicas que são sensíveis a ondas com distorção harmônica. Para atendimento da RN Aneel 493/2012 é exigida a saída senoidal pura (ver item 6.2.1).

Outra condição que dever ser verificada é a compatibilidade entre inversor e controlador, pois alguns modelos não aceitam trabalhar com fabricantes distintos.

O Apêndice 4 apresenta sugestões de especificações para os principais componentes: módulo FV, inversor, controlador e baterias em sistemas fotovoltaicos.

6.2.1 – Projeto de Sistemas Isolados para Geração de Energia Elétrica Segundo a RN 493/2012

Como explicado anteriormente, no projeto de SFIs é necessário identificar os equipamentos de consumo e o respectivo regime de utilização, montando-se, a partir destas informações, a curva de carga prevista. Além disso, precisa-se dimensionar o sistema armazenamento de energia elétrica. As configurações podem abranger o atendimento das cargas em c.c e/ou c.a. O dimensionamento de um SFI deve levar em conta robustez e facilidade de instalação e manutenção, visto que, na maioria dos casos, eles são utilizados em locais remotos e inóspitos. Duas situações especiais são os SIGFIs e os MIGDIs, regulamentados pela Resolução Normativa ANEEL N° 493/2012.

6.2.1.1 – SIGFI

A concessionária de energia elétrica pode utilizar, no atendimento de unidades consumidoras, um sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente (SIGFI). As categorias de SIGFIs, definidas na Tabela 6.4, possuem especificações que incluem:

- disponibilidade média mensal garantida (kWh/mês), que se reflete num consumo diário de referência (Wh/dia);
- autonomia mínima (horas);
- potência mínima disponibilizada (W);
- atendimento em corrente alternada senoidal⁴, embora acessórios em c.c. possam ser incluídos no projeto com a concordância do usuário;
- limites de interrupção (indicador DIC) por unidade consumidora: 216 horas mensais e 648 horas anuais.

Tabela 6.4 – Disponibilidades mensais de energia por unidade consumidora. Fonte: (RN ANEEL N° 493/2012).

Disponibilidade Mensal Garantida (kWh/mês)	Consumo de Referência (Wh/dia)	Autonomia Mínima (horas)	Potência Mínima (Watts)
13	435	48	250
20	670	48	250
30	1.000	48	500
45	1.500	48	700
60	2.000	48	1.000
80	2.650	48	1.250

No caso de atendimento pela concessionária de energia, há necessidade do enquadramento da *disponibilidade mensal garantida*⁵ da unidade consumidora. O valor do consumo de referência diário (L_{crd}) deve ser igual ou maior que a maior carga diária calculada na Equação 6.10 ou conforme critério da concessionária.

$$L_{crd} \geq L_m \quad (6.21)$$

De posse dessas informações pode se utilizar a mesma metodologia descrita no item 6.2 ou uma ferramenta computacional de dimensionamento, tais como as apresentadas no final deste capítulo, para o dimensionamento do SIGFI.

⁴ Deve-se observar as disposições do PRODIST relativas à contratação da tensão, à classificação da tensão de atendimento e à instrumentação e metodologia de medição da tensão em regime permanente.

⁵ Conforme a RN Aneel 493/2012, a distribuidora de energia deve atender o consumidor, sem ônus para este, com um sistema isolado de até 80 kWh/UC de disponibilidade mensal. Inclusive no caso do consumidor ter sido atendido com um sistema menor e requerer um aumento de carga para a disponibilidade anteriormente citada.

6.2.1.2 – MIGDI

O dimensionamento de um microssistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica - MIGDI segue a mesma lógica do dimensionamento do SIGFI. As demandas das unidades consumidoras são somadas e o dimensionamento do sistema é feito para a carga total. As perdas na rede de distribuição devem ser computadas, se for o caso. Tipicamente, este tipo de atendimento destina-se a uma aldeia ou vilarejo contemplando algumas dezenas de residências num raio máximo de cerca de 1 km.

A resolução ANEEL N° 493/2012 abre a possibilidade de que o atendimento seja feito por até dois intervalos diários, cuja soma seja inferior a 24 horas. As unidades consumidoras atendidas por um MIGDI devem também ser enquadradas em uma das categorias de disponibilidade mensal garantida definidas na Tabela 6.4.

No caso de MIGDI, torna-se necessário elaborar um projeto específico para a edificação onde ficarão os componentes eletrônicos, proteções e banco de baterias, assim como para a estrutura de suporte do arranjo fotovoltaico. Deve ser decidido ainda se o arranjo fotovoltaico será colocado sobre telhado ou sobre estrutura sobre o solo.

Diferentemente do SIGFI, há necessidade no MIGDI, quando instalado pela concessionária de energia, de um Sistema de Coleta de Dados Operacionais – SCD, conforme definido na Resolução Normativa ANEEL n° 427/2011. O SCD é constituído por um conjunto de equipamentos responsáveis pela medição, registro, armazenamento e disponibilização dos dados de operação das usinas referentes às grandezas elétricas. No caso de sistemas híbridos com geração a óleo, com potência nominal acima de 1 MW, há também a exigência de medição do consumo de combustível. Os dados desse monitoramento são utilizados pelo agente gerador para solicitar ressarcimento de parte dos seus custos totais de geração no Sistema Isolado, conforme Lei 12.111/2009.

No caso do MIGDI, deverá ser verificada ainda a necessidade de licenças ambientais locais para a instalação, se for o caso, e a disponibilidade do terreno para o microssistema de geração.

6.3 - Projeto de Sistemas Fotovoltaicos para Bombeamento de Água

Sistemas fotovoltaicos para bombeamento (SBFV) devem ser considerados com especial atenção, devido ao seu amplo potencial de aplicação no Brasil. As ferramentas de dimensionamento permitem a inclusão de uma bomba d'água como uma carga adicional (c.a. ou c.c.) de um sistema com armazenamento de energia elétrica. No entanto, o foco da abordagem realizada neste manual está voltado para sistemas com acoplamento direto, quando o painel fotovoltaico alimenta diretamente o conjunto motobomba, como mostrado na Figura 6.7. As características únicas desta aplicação justificam o desenvolvimento de procedimentos diferenciados para o seu dimensionamento. Um

sistema de bombeamento fotovoltaico convencional é constituído de gerador fotovoltaico, equipamento de controle e condicionamento de potência (sistema que, além de regular o acionamento da bomba de acordo com o nível de água, pode conter um seguidor de ponto de máxima potência, que mantém os módulos operando sempre em seu ponto ótimo), grupo motobomba, reservatório de água e pontos de consumo (bebedouros, chafariz), conforme ilustra a Figura 6.7.

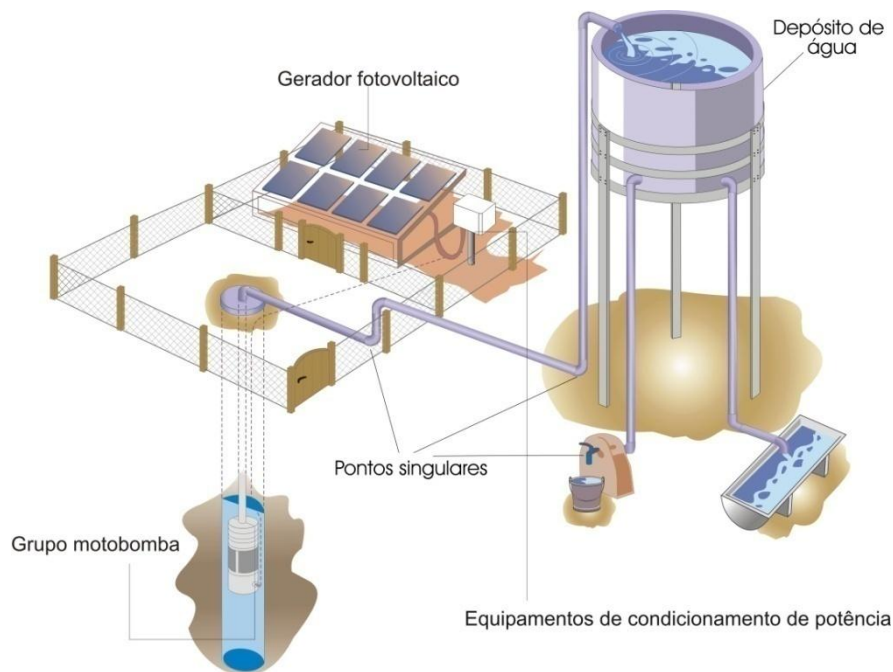


Figura 6.7 – Configuração básica de um sistema fotovoltaico de abastecimento de água.

Diferentemente dos sistemas domiciliares de geração isolada, em sistemas de acoplamento direto não são utilizadas baterias para o armazenamento de energia elétrica nos horários de maior radiação solar para sua posterior utilização. Como regra geral, nos períodos de maior radiação a água é bombeada e armazenada em reservatórios.

A melhor maneira de se dimensionar sistemas deste tipo é seguindo os procedimentos indicados pelos fabricantes das motobombas. Estes procedimentos baseiam-se em avaliação do desempenho sob diversas condições de operação. O projetista deve obter informações sobre altura manométrica e vazão do poço, quando for o caso, além do recurso solar. De posse desses dados, ele identifica o sistema mais adequado, dentro da linha de produtos do fabricante, e verifica a potência necessária para o painel fotovoltaico, com base no ábaco e outras informações disponíveis para o produto. Contudo, os cálculos teóricos como aqueles apresentados nas seções seguintes são importantes para comprovar que a informação fornecida pelo fabricante é pertinente.

6.3.1 - Estimativa de Consumo de Água

A primeira etapa em um projeto de SBFV é a estimativa do consumo diário de água, sendo equivalente ao consumo de energia elétrica em um projeto para eletrificação. Essa etapa é imprescindível para o correto dimensionamento do sistema de geração, especificação da bomba, reservatórios e tubulações.

O bombeamento pode ser utilizado para diversos fins, como o fornecimento de água para consumo humano e animal, ou irrigação para cultivos. Cada finalidade, assim como as características de uso próprias de cada local, apresenta necessidades variadas. Quando não se dispõe de um valor exato de consumo de água, uma alternativa que fornece bons resultados é a utilização de informações de consumo por atividade, como mostrado na Tabela 6.5. Vale ressaltar que a necessidade de água para cultivo pode variar bem mais que as necessidades humana e animal, em função do clima, tipo de solo, períodos de safra etc. Sugere-se maior cuidado na utilização dos dados para cultivo disponíveis em tabelas, recomendando-se um estudo criterioso anterior à etapa de projeto.

Tabela 6.5 – Estimativa de consumo médio de água por uso final. Fontes: CE DGXII (1996); FAO (1977)

Consumo humano⁶	litros/(pessoa.dia)
Sobrevivência	5
Pequenas propriedades rurais	40 - 70
Grandes centros urbanos	100 - 400
Consumo animal⁷	litros/(cabeça.dia)
Gado (leite)	70
Gado (corte)	40
Ovinos/caprinos	5
Suínos	15
Equinos	40
Frango (corte)	0,15
Cultivo⁸	litros/(ha.dia)
Horta para subsistência	25.000
Banana	46.500
Milho	50.000
Feijão	48.000
Amendoim	47.000
Cebola	45.000
Ervilha verde	68.500
Abacaxi	23.000

⁶ Adaptado de: Comisión Europea DG XII, “Manual de Energización Rural Mediante Energía Fotovoltaica”, 1996. Os valores apresentados para consumo humano em pequenas propriedades rurais assumem que existe uma rede de distribuição de água até as residências. No caso do sistema se limitar a disponibilizar um chafariz comunitário, onde os moradores vão buscar sua água, o consumo é menor, de 15 a 20 litros/(pessoa.dia).

⁷ Adaptado de: Comisión Europea DG XII, “Manual de Energización Rural Mediante Energía Fotovoltaica”, 1996.

⁸ Adaptado de: Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación – FAO, “Las Necesidades de Agua de los Cultivos - Caderno Técnico No. 24”, 1977.

Supondo a necessidade de um sistema para suprir o consumo de uma pequena comunidade residente em zona rural (composta por 50 pessoas) além de uma criação de suínos (100 animais), a demanda diária total (Q) seria, então, de:

$$Q = (50 \times 70 \text{ L/dia}) + (100 \times 15 \text{ L/dia})$$

$$Q = 5.000 \text{ L/dia.}$$

Sabendo-se que 1.000 L de água correspondem a 1 m³, a vazão calculada acima pode também ser expressa como 5 m³/dia.

A capacidade de armazenamento do sistema, ou o tamanho do reservatório, deve ser proporcional ao número de dias de autonomia solicitado pelo usuário, de forma análoga aos sistemas para eletrificação.

Seguindo o exemplo anterior e considerando-se dois dias de autonomia, a capacidade mínima do reservatório seria de 10.000 L. Vale ressaltar que no mercado os reservatórios disponíveis encontram-se normalmente em faixas de capacidade de 250, 500, 1.000, 2.000, 5.000, 10.000 L etc.

6.3.2 - Dimensionamento do Sistema de Geração

Para uma melhor compreensão das etapas de dimensionamento descritas a seguir, a Figura 6.8 apresenta um esquema típico de um SBFV para um poço, sendo em seguida definidos os conceitos relacionados aos parâmetros de interesse.

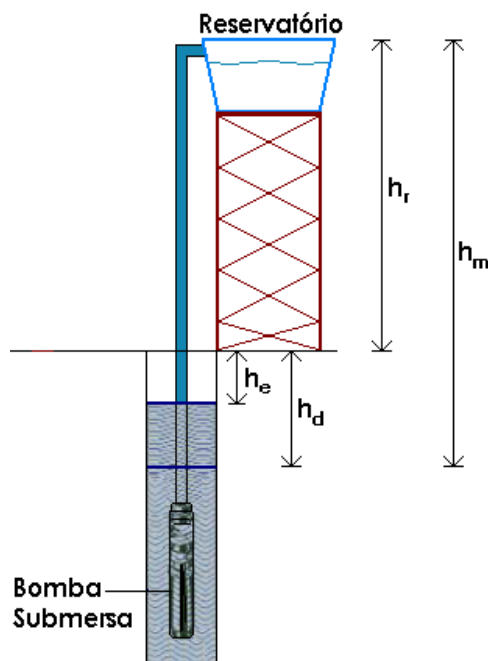


Figura 6.8 - Níveis de interesse em um SBFV.

- (1) **Altura estática (h_e):** distância entre o nível do solo e o nível da água em repouso (nível estático);

- (2) **Altura dinâmica (h_d):** distância entre o nível do solo e nível da água durante o bombeamento (nível dinâmico), resultante do rebaixamento do nível de água no poço; o nível dinâmico é proporcional à vazão bombeada, dependendo de fatores como a permeabilidade do solo e diâmetro do poço, e geralmente é medido em testes de vazão na ocasião da perfuração do poço;
- (3) **Altura do reservatório (h_r):** distância entre o nível do solo e o ponto mais alto do reservatório;
- (4) **Altura manométrica (h_m):** soma da altura do reservatório e da altura dinâmica.

A etapa seguinte é a definição da altura manométrica corrigida (h_{mc}), dada em metros (Equação 6.22), que corresponde à altura manométrica somada às perdas de carga nas tubulações (h_t) e conexões (h_c), ambas dadas em metros. Tais perdas variam em função da vazão média requerida, do material de fabricação e dos diâmetros das tubulações e são normalmente fornecidos pelos fabricantes dos tubos e conexões. Valores típicos podem ser encontrados nas Tabelas 6.6 e 6.7.

$$h_{mc} = h_m + h_t + h_c \quad (6.22)$$

Tabela 6.6 - Perda de carga em tubulações de PVC. Fonte: Adaptado de (Creder, 2006).

Perdas de Carga (perda equivalente em metros de altura manométrica para cada 100 m de tubulação)							
Vazão (L/h)	Diâmetro interno da tubulação (mm)						
	19	26	32	38	50	63	75
500	1,15						
1.000	4,65	1,15	0,23				
2.000	22,40	5,30	1,43	0,55			
3.000		9,90	2,50	1,00	0,50	0,18	
4.000		16,25	4,55	2,00	0,83	0,38	0,14
5.000			6,45	2,60	1,15	0,48	0,17
6.000			9,25	4,30	1,55	0,58	0,20
7.000			12,85	5,45	2,00	0,68	0,25
8.000			16,60	7,50	2,50	0,90	0,30
9.000				9,45	3,05	1,13	0,40
10.000				12,50	4,25	1,40	0,58
12.000				15,45	5,45	1,90	0,75
15.000				23,50	8,10	3,00	1,18

Tabela 6.7 - Perdas de carga em conexões de PVC. Fonte: Adaptado de (Creder, 2006).

Perdas de Carga (m) por tipo de conexão – Equivalência em metros lineares de tubulação de mesmo diâmetro interno			
Conexão	Diâmetro interno da tubulação (mm)		
	32	50	63
Joelho 45°	0,274	0,457	0,610
Joelho 90°	0,457	0,762	1,067
T	0,762	1,067	1,524
Válvula Globo	7,620	13,716	16,764
Válvula Gaveta	0,183	0,305	0,396
Válvula de Retenção	0,914	1,524	2,134

Sempre que possível, é indicado que se disponha do teste de capacidade do poço, que fornece o valor de sua capacidade máxima disponível (Q_{Max}). Esse valor é utilizado para se determinar a altura total equivalente (H_{TE}), dada em metros, que pode substituir a altura manométrica corrigida, nos cálculos de projeto. Esse procedimento é tomado para que seja respeitado o limite máximo de extração de água do poço, em função de seu regime de reposição. Dessa forma, evita-se uma situação não indicada para bombas submersas, na qual o rebaixamento do poço atinge a tomada de água da bomba, de forma que esta aspira uma mistura de ar e água, resultando em danos por superaquecimento.

De acordo com o exposto e considerando os parâmetros da Figura 6.8, a Equação 6.23 permite o cálculo da altura total equivalente.

$$H_{TE} = h_e + h_r + \left(\frac{h_d - h_e}{Q_{Max}} \right) Q_m + h_t(Q_m) + h_c(Q_m) \quad (6.23)$$

onde Q_m , dado em m^3/h , é a vazão média para se obter o volume diário, Q , e os termos h_t e h_c são as perdas na tubulação e conexões associadas à vazão média, dados em metros.

O valor das alturas manométrica corrigida e total equivalente igualam-se apenas quando a vazão média, Q_m , e a capacidade máxima do poço, Q_{Max} , são iguais. Essa situação não deve ser verificada na prática, pois faria com que a bomba trabalhasse frequentemente a seco.

De posse da vazão de água requerida, em m^3/dia , e da altura manométrica corrigida (ou altura total equivalente), em metros, a energia hidráulica mínima necessária para o bombeamento, E_H , é dada, em Wh/dia, pela Equação 6.24.

$$E_H = g \times h_{mc} \times \rho_a \times \frac{Q}{3600} \quad (6.24)$$

onde, g é a aceleração da gravidade ($9,81 \text{ m/s}^2$) e ρ_a é a massa específica da água (1.000 kg/m^3). Substituindo os valores típicos para esses dois parâmetros, obtém-se uma expressão muito prática de ser utilizada, tal como mostra a Equação 6.25.

$$E_H = 2,725 \times Q \times h_{mc} \quad (6.25)$$

Aproveitando o exemplo iniciado no item anterior, onde um volume diário de 5.000 L/dia (ou 5 m³/dia) é necessário para atender uma dada demanda rural, e considerando-se que a entrada do reservatório encontra-se a uma altura manométrica de 13 m ($h_d = 6$ m e $h_r = 7$ m), com 15 m de tubulação de 32 mm de diâmetro, uma válvula de retenção e um joelho de 90°, pode-se calcular a altura manométrica corrigida. Para tal, faz-se necessário estimar primeiramente uma vazão média, Q_m , do SBFV, o que pode ser realizado com base nas HSP. Considerando-se um dia médio anual com 5 HSP é possível estimar-se para a vazão média diária o valor de 1.000 L/h, de modo a se obter o volume diário de 5.000 L.

As perdas na tubulação e conexões podem ser desprezadas em situações com baixos volumes de água bombeados e curtas extensões de tubulação, o que é o caso do exemplo em questão, onde segundo a Tabela 6.7, o valor atingido para este parâmetro pode ser calculado seguindo os passos listados abaixo. Primeiro calcula-se o comprimento total equivalente:

$$L_{\text{corrigido}} = L_{\text{Tubulação}} + L_{\text{Válvula}} + L_{\text{Joelho}} = 15 + 0,914 + 0,457 = 16,371\text{m}$$

onde $L_{\text{corrigido}}$ é o comprimento equivalente total linear levando em consideração as perdas nas conexões.

Com base na vazão média (1000L/h) e na bitola escolhida para a tubulação (32mm) podemos consultar a Tabela 6.6 para estimar a perda de carga, lembrando que os valores listados são para 100 metros de comprimento.

$$h_{mc} (mca) = 0,23 \times \frac{16,371}{100} = 0,0377\text{m}$$

Verifica-se que a perda calculada é pouco significativa quando comparada com a altura manométrica total de 13 metros. A energia hidráulica mínima necessária pode, então, ser calculada (Equação 6.25), resultando em:

$$E_H = 2,725 \times 5,0 \times 13,0377 = 177,6 \text{ Wh/dia}$$

A energia elétrica diária necessária (E_{EL}) para o processo de bombeamento, dada em Wh, é obtida através da relação entre a energia hidráulica e a eficiência do conjunto motobomba, η_{mb} , juntamente com seus eventuais equipamentos auxiliares, como mostra a Equação 6.26.

$$E_{EL} = \frac{E_H}{\eta_{mb}} \quad (6.26)$$

Finalmente, a potência do gerador FV (P_{FV}), dada em Wp, é calculada a partir da Equação 6.27, considerando-se o número de HSP médio anual de radiação no plano do gerador FV.

$$P_{FV} (Wp) = 1,25 \times \frac{E_{EL}}{HSP} \quad (6.27)$$

Considerando a eficiência típica do conjunto motobomba quando trabalhando com energia solar FV, de 25 %, a energia elétrica mínima necessária do exemplo em questão é calculada utilizando-se a Equação 6.26, resultando em:

$$E_{EL} = \frac{177,6 \text{ Wh/dia}}{0,25} = 710 \text{ Wh/dia}$$

Supondo a instalação do sistema em uma localidade onde valores médios anuais de $HSP = 5,0$ h são facilmente atingidos no plano do painel fotovoltaico, a potência FV necessária, de acordo com a Equação 6.27, é de:

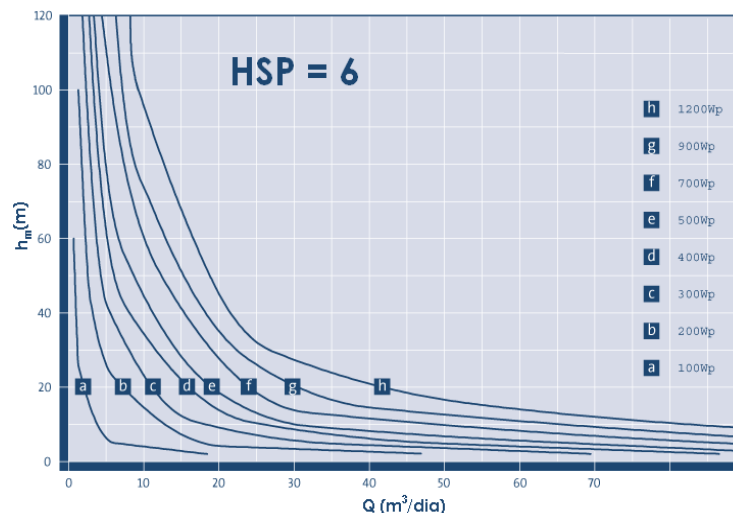
$$P_{FV} (Wp) = 1,25 \cdot \frac{710 \text{ Wh}}{5,0 \text{ h}} = 178 \text{ Wp}$$

A Tabela 6.8 apresenta valores de eficiência para diferentes configurações de SBFVs.

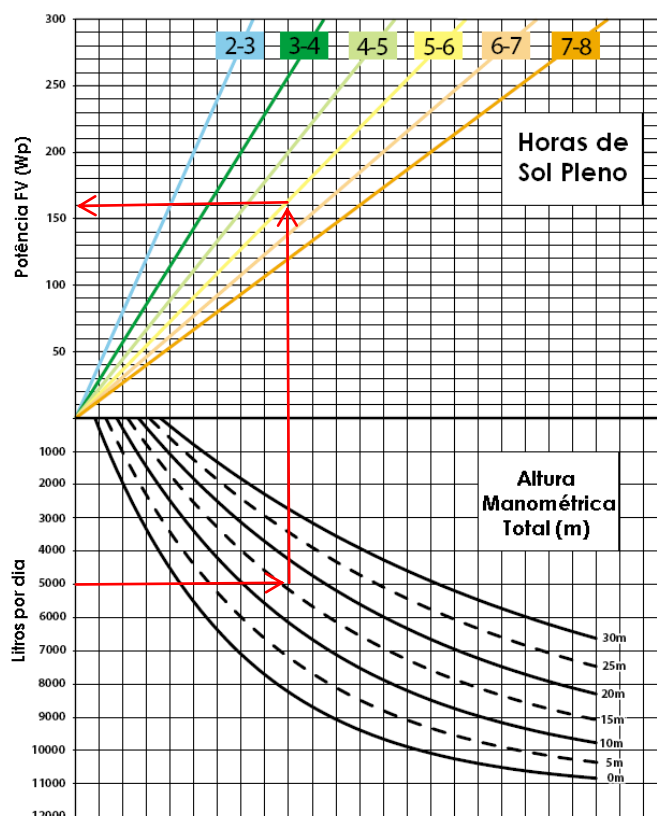
Tabela 6.8 – Eficiências de SBFVs. Fonte: (Sandia, 1991)

Altura (m)	Tipo de motobomba	Eficiência
5	centrífuga de superfície	25%
20	centrífuga de superfície	15%
20	submersível	25%
100	submersível ou deslocamento positivo	35%
> 100	deslocamento positivo	45%

A partir dos dados calculados, a última etapa é a determinação dos equipamentos a serem utilizados. O método de dimensionamento pode ser confirmado através de gráficos fornecidos pelo fabricante da bomba (Figura 6.9), caso esta tenha sido especificada previamente. A Figura 6.9(b), por exemplo, apresenta um gráfico para o cálculo da potência FV a ser instalada, de acordo com os parâmetros discutidos no presente item, para uma determinada família de bombas.



(a) Kyocera, “Solar Water Pumping Application Guide - SD 12-30 Performance Graph.”



(b) Grundfos, “SQFlex Solar Performance”. Fonte: (<http://www.grundfos.com/products/find-product/sqflex.html#cases>).

Figura 6.9 – Exemplos de gráficos fornecidos por fabricantes para determinação da potência FV necessária para cada aplicação. Fonte: Manuais de fabricantes.

Nota-se que a potência do gerador indicado para uma altura manométrica de 15 m (altura mais próxima da altura manométrica corrigida calculada no exemplo, de 13 m), corresponde a um valor de aproximadamente 160 Wp, próximo ao valor obtido através do cálculo teórico, indicando que essa bomba pode ser empregada no exemplo usado neste item. Para se chegar neste resultado, basta seguir a indicação das setas no gráfico da Figura 6.9(b). Os ábacos de dimensionamento apresentados como exemplo na Figura 6.9 são específicos de um determinado fabricante, sendo que outros fabricantes apresentarão metodologias próprias, com diferentes tipos de gráficos, tabelas etc.

6.4 – Projeto de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

As principais diferenças entre o projeto de um sistema conectado à rede e de um sistema isolado são:

- Em sistemas conectados à rede não há necessidade de armazenamento de energia elétrica;
- Os sistemas operam obrigatoriamente em c.a., na mesma frequência e tensão da rede local;
- Quando não há tensão na rede, o sistema fica inoperante mesmo com irradiação solar presente;

- Os inversores incorporam dispositivos seguidores de potência máxima (SPPM);
- A rede local deve ser capaz de receber a energia elétrica gerada;
- A qualidade da energia da rede pode comprometer a transferência de energia do sistema;
- O gerador FV pode ser integrado à estrutura de edificações, implicando a análise da resistência mecânica e carga máxima admissível, entre outros fatores;
- Em sistemas instalados em ambiente urbano é mais provável a existência de perdas por sombreamento, inclusive sombreamento parcial, e interferência de superfícies reflexivas próximas;
- Questões estéticas podem ser determinantes nos projetos, contribuindo para a escolha do tipo de módulo e tecnologia das células, bem como do posicionamento do painel.

A Seção 3.7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) refere-se ao acesso à rede por micro e minigeração distribuída e deve ser respeitada de forma cuidadosa por quem elabora projetos de SFCRs. A instalação de um sistema conectado à rede deve seguir a norma específica da concessionária local de distribuição de energia elétrica, que de acordo com o PRODIST deve estar acessível na página da empresa na internet, em um processo que se inicia pela solicitação de acesso.

O item 2.5.2 da Seção 3.7 do PRODIST estabelece que “compete à distribuidora a realização de todos os estudos para a integração de micro e minigeração distribuída, sem ônus ao acessante, devendo informar à central geradora a relação de dados necessários à elaboração dos estudos que devem ser apresentados quando da solicitação de acesso”.

As Tabelas 6.9 e 6.10, extraídas do PRODIST, dão uma idéia das condicionantes impostas aos projetos de sistemas conectados à rede. Cabe lembrar que no caso da microgeração, muitos inversores comerciais já possuem incorporadas algumas das proteções listadas na Tabela 6.10.

Tabela 6.9 – Níveis de tensão considerados para conexão de micro e minicentrals geradoras. Fonte: (PRODIST, 2012).

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
10 a 100 kW	Baixa Tensão (trifásico)
101 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 1 MW	Média Tensão

Nota: O nível de tensão de conexão da central geradora será definido pela distribuidora em função das limitações técnicas da rede.

Tabela 6.10 – Requisitos mínimos em função da potência instalada. Fonte: (PRODIST, 2012).

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Até 100 kW	101 kW a 500 kW	501 kW a 1 MW
Elemento de desconexão (1)	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção (2)	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim (3)	Sim (3)	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim (3)	Sim (3)	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Estudo de curto-circuito	Não	Sim (4)	Sim (4)
Medição	Medidor Bidirecional (6)	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes
Ensaio	Sim (5)	Sim (5)	Sim (5)

Notas:

- (1) Chave seccionadora visível e acessível, que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.
- (2) Elemento de interrupção automático acionado por proteção, para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção, para minigeradores distribuídos.
- (3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.
- (4) Se a norma da distribuidora indicar a necessidade de realização de estudo de curto-circuito caberá à acessada a responsabilidade pela sua execução.
- (5) O acessante deve apresentar certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante que os equipamentos foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras, ou, na sua ausência, normas internacionais.
- (6) O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

6.4.1 - Dimensionamento do gerador fotovoltaico

Para o dimensionamento da potência do sistema, é importante ter o entendimento do sistema de compensação regulamentado na região. No Sistema de Compensação de Energia (*net metering*) adotado pelo Brasil (Resolução Normativa ANEEL 482/2012), quando o SFV gerar mais energia do que a demandada pela instalação consumidora, a energia excedente é entregue à rede elétrica e o medidor registra essa energia. O contrário ocorre quando a edificação consome mais energia do que a gerada pelo sistema FV, fazendo com que, neste caso, o medidor registre o fluxo em seu sentido convencional (ver figura 5.22).

No fim do mês, caso o balanço energético seja positivo (consumidor gerou mais energia elétrica que a consumida), a distribuidora disponibilizará um crédito energético referente ao excedente, que

será compensado nas faturas subsequentes, em um prazo de até 36 meses. Caso existam postos tarifários (tarifa horo-sazonal ou bandeiras tarifárias), o crédito da energia ativa injetada levará em conta a tarifa de energia do horário de injeção.

Ressalta-se que no caso em que a energia gerada é maior que a consumida, a distribuidora cobrará, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B (baixa tensão), ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A (alta tensão)⁹. Ressalta-se ainda que as unidades consumidoras do grupo B não podem ser cobradas pelo excedente de reativos devido ao baixo fator de potência, de acordo com a Resolução Normativa da Aneel N° 569, de 23 de julho de 2013.

Os créditos de energia ativa que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades, previamente cadastradas e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, possuidor do mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. No caso de consumo por outra unidade consumidora (que não é a geradora), haverá incidência de impostos sobre a energia consumida

Em virtude deste sistema de compensação de energia que foi definido pelo órgão regulador, pode não ser interessante que o sistema FV gere, ao longo do ano, mais energia do que a consumida pela unidade consumidora-geradora. Se forem consideradas outras unidades consumidoras para consumo da energia gerada, é recomendável que se calcule o custo de geração contabilizando os impostos incidentes na energia gerada excedente consumida pelas unidades não geradoras.

Logo, para se dimensionar o gerador FV de forma otimizada, deve-se levantar o consumo médio diário anual da edificação (Wh/dia) descontado o valor da disponibilidade mínima de energia¹⁰. Este dado pode ser calculado pelo histórico de faturas mensais de consumo de energia elétrica emitidas pela distribuidora local.

A potência de um microgerador que compõe um SFCR pode ser calculada pela Equação 6.28, onde se pode escolher uma fração da demanda de energia elétrica consumida que se pretende suprir com o SFCR.

⁹ A classificação do consumidor é estabelecida pela Aneel em sua Resolução Normativa N° 414.

¹⁰ “O custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento mensal de consumidor responsável por unidade consumidora do grupo B, é o valor em moeda corrente equivalente a:

I – 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores;

II – 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou

III – 100 kWh, se trifásico.

§ 1º O custo de disponibilidade deve ser aplicado sempre que o consumo medido ou estimado for inferior aos referidos neste artigo, não sendo a diferença resultante objeto de futura compensação.

§ 2º Para as unidades consumidoras classificadas nas Subclasses.” (RN Aneel 414/2010; Seção V; Art. 98).

$$P_{FV}(Wp) = \frac{(E/TD)}{HSP_{MA}} \quad (6.28)$$

Onde:

P_{FV} (Wp) - Potência de pico do painel FV;

E (Wh/dia) - Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;

HSP_{MA} (h) - Média diária anual das HSP incidente no plano do painel FV;

TD (adimensional) - Taxa de desempenho.

O desempenho de um SFV é tipicamente medido pela Taxa de Desempenho (PR - *Performance Ratio*), que é definida como a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível. Essa relação é um parâmetro para avaliar a geração de energia elétrica de um dado SFV, por levar em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, descasamento (*mismatch*) entre módulos de mesmo modelo (diferenças entre as suas potências máximas), resposta espectral, temperatura operacional, dentre outras. A Figura 6.10 mostra os resultados de uma avaliação de 527 SFCRs, que, em sua maioria, se situam na Alemanha e possuem potência menor que 10 kWp. Pode-se observar uma tendência média de TD entre 70 e 75 % para os anos entre 2001 e 2005.

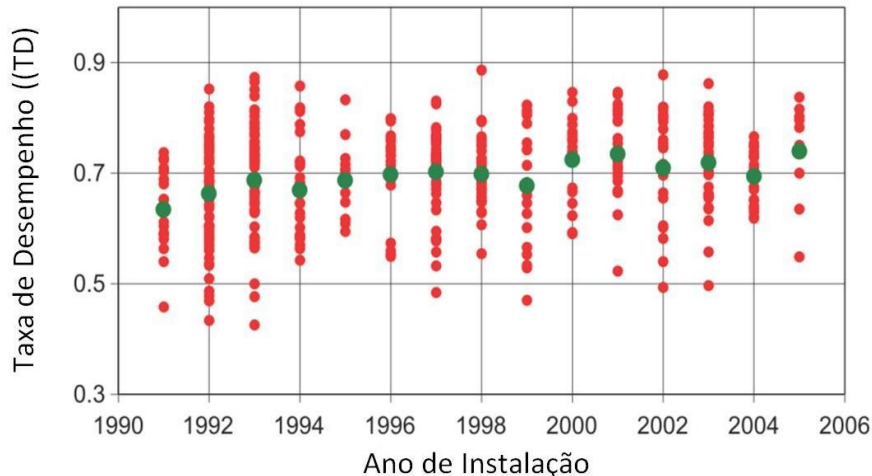


Figura 6.10 - Taxa de desempenho (TD) de 527 SFCRs instalados na Europa ocidental entre 1991 e 2005. Fonte: Adaptado de (IEA, 2007).

Para SFCRs residenciais, bem ventilados e não sombreados, uma TD entre 70 e 80 % pode ser obtida nas condições de radiação solar encontradas no Brasil. Contudo, o desempenho do sistema FV é fortemente influenciado pela temperatura ambiente e pela tecnologia FV utilizada. Geralmente, de modo a se reduzir a incerteza na estimação da TD do sistema FV, são utilizados programas de dimensionamento como aqueles listados no final deste capítulo. No caso de instalações maior porte, como UFVs (Usinas Fotovoltaicas), o dimensionamento deve ser feito com auxílio de tais programas.

De qualquer forma, normalmente o dimensionamento de um SFCR é condicionado pelos recursos financeiros disponíveis para investimento e pela área disponível para sua instalação, muito mais do que propriamente pelas questões técnicas ou de desempenho.

Após o dimensionamento do gerador FV, deve-se avaliar qual tecnologia melhor atende ao projeto, levando-se em conta o custo da energia gerada pelo sistema e as vantagens arquitetônicas e elétricas de cada tecnologia. A escolha de um fabricante também deve levar em consideração a credibilidade da empresa no que diz respeito à garantia dos módulos (20 a 25 anos) e às características do produto em termos dos parâmetros elétricos e eficiência e pós-venda.

Quanto à importante questão da área ocupada pelo painel, o item 3.3.5 (Capítulo 3) mostra a área média ocupada pelas diversas tecnologias. O custo do módulo FV é função da sua potência e não da sua área. Módulos menos eficientes (filmes finos) podem eventualmente possuir melhor relação R\$/m², ocupando uma maior área de cobertura, porém com um menor investimento. Os módulos de c-Si, por sua vez, em função de sua maior eficiência, levam a sistemas com menor custo de estruturas metálicas e cabeamento. Recomenda-se, então, realizar a avaliação considerando todos os componentes do sistema de geração (estruturas, proteção, cabeamento etc) pois neste caso pode haver perda da vantagem econômica do filme fino.

Outra característica dos módulos de filmes finos, como no caso das tecnologias de a-Si:H e a-Si/ μ -Si, é ter geralmente um menor coeficiente de temperatura, o que resulta em menor perda de desempenho devido à temperatura. Todavia, atualmente (2013), mais de 95% do mercado são de módulos de tecnologia de c-Si, com oferta em torno de 5.000 modelos por centenas de fabricantes.

Enfatiza-se ainda que o gerador FV impõe uma carga mecânica na cobertura à qual está fixado. Esta carga é função do somatório do peso de todos os componentes do gerador FV que são instalados sobre tal cobertura (módulos, estruturas metálicas de fixação, cabos etc.). A Figura 6.11 mostra a carga que três tipos distintos de módulos FV impõem a uma cobertura. Pode-se observar que mesmo para estruturas de pouca resistência mecânica, existem módulos FV que podem atender às restrições arquitetônicas de baixa carga adicional. Recomenda-se que a verificação de uma cobertura que irá receber um SFCR seja realizada por um engenheiro civil habilitado em análise estrutural.

Tecnologia	Integração	Configuração do sistema	Eficiência da tecnologia	kgf/m ² (Módulo Fotovoltaico)	kgf/m ² (Estrutura)	kgf/m ² (Sistema)
a-Si		Sanduíche Vidro/ Vidro fixado em estrutura de alumínio	6-8%	20	5	25
a-Si		Módulo flexível colado em manta impermeabilizante	6-8%	3,6	3,4	7,0
c-Si		Vidro com Moldura fixado em estrutura de alumínio	14-18%	12	5	17

Figura 6.11 - Exemplos de cargas mecânicas impostas por três módulos FV distintos Fonte: Adaptado de (DGS, 2008)

6.4.2 - Dimensionamento do inversor

O dimensionamento de um inversor depende da potência do gerador FV e tecnologia e características elétricas do módulo escolhido para compor o gerador, características ambientais do local, além da topologia de instalação escolhida (ex.: inversor central, inversor descentralizado, micro-inversor, instalação interna ou externa etc.).

Assim como na escolha do fabricante dos módulos FV, a seleção por um fabricante de inversores também deve levar em consideração a credibilidade da empresa no que diz respeito à garantia do equipamento (tipicamente cinco a dez anos), assim como sua capacidade produzida acumulada e assistência técnica no território brasileiro.

Fator de dimensionamento de inversores (FDI)

Os módulos FV vêm apresentando acentuada redução de custo nos últimos anos. Os inversores, apesar de também terem apresentado redução de custos, não têm acompanhado o mesmo nível de redução apresentado pelos módulos FV. Isto vem levando a uma tendência de otimizar ao máximo o inversor utilizado, de modo a se obter um custo final de energia produzida mais competitivo. O dimensionamento do sistema deve ser realizado de maneira que o inversor não trabalhe por muito tempo em potências demasiadamente abaixo da nominal nem seja sobrecarregado. Utilizando-se um inversor de menor capacidade (e, portanto, menor custo) para um mesmo gerador FV sem impactar na quantidade de energia e na confiabilidade do sistema, a energia gerada tende a ser mais barata. Contudo, de uma forma conservadora a potência do inversor pode ser igual à potência nominal da geração P_{FV} .

Devido ao coeficiente de temperatura negativo das tecnologias FV, ou seja, redução da potência do módulo FV com o aumento de temperatura, costuma-se dimensionar o gerador FV com potência nominal superior à do inversor, pois, mesmo quando a irradiância está próxima de 1.000 W/m², a potência do gerador FV dificilmente se aproxima de sua potência nominal. Esta característica física do dispositivo, associada à otimização econômica do sistema, leva a se subdimensionar os inversores de SFCRs. Contudo, muitos inversores, em situações em que a potência gerada pelo painel FV ultrapassa a máxima potência de entrada do equipamento, ajusta seu SPPM de modo a limitar sua potência de entrada, desprezando toda potência acima deste limite.

Os inversores de SFCRs podem estar sujeitos a elevadas temperaturas devido ao local onde estão instalados, como, por exemplo, montagem em telhados ou lajes. Neste caso específico, recomenda-se uma potência do inversor igual ou mesmo superior à potência do gerador fotovoltaico.

O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) representa a relação entre a potência nominal c.a. do inversor e a potência de pico do gerador FV, como mostra a Equação 6.29.

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}(Wp)} \quad (6.29)$$

onde:

FDI (adimensional) - Fator de dimensionamento do inversor;

P_{Nca} (W) - Potência nominal em corrente alternada do inversor ;

P_{FV} (Wp) - Potência pico do painel fotovoltaico.

A potência do gerador FV e do inversor devem ser ajustadas de modo que o *FDI* do inversor tenha a melhor relação custo/benefício. O *FDI* depende do inversor selecionado, da tecnologia do módulo FV, da orientação e inclinação do painel, além das condições ambientais, como temperatura e radiação local. A otimização do *FDI* exige simulação numérica, que deve ser realizada utilizando-se dados horários de radiação e temperatura ambiente.

Análise de literatura mostra que os valores inferiores de *FDI* recomendados por fabricantes e instaladores situam-se na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto que o limite superior é de 1,05.

Tensão de entrada

A tensão de entrada do inversor é a soma das tensões dos módulos associados em série. Como a tensão possui forte dependência da temperatura, as condições extremas de inverno e verão deverão ser utilizadas no dimensionamento. A Figura 6.12 mostra, assim como já apresentado nos Capítulos 3 e 4, como a curva I-V de um gerador FV varia em função de sua temperatura de operação. Portanto, deve-se garantir a compatibilidade entre as tensões do gerador FV com a faixa de tensão de operação do inversor.

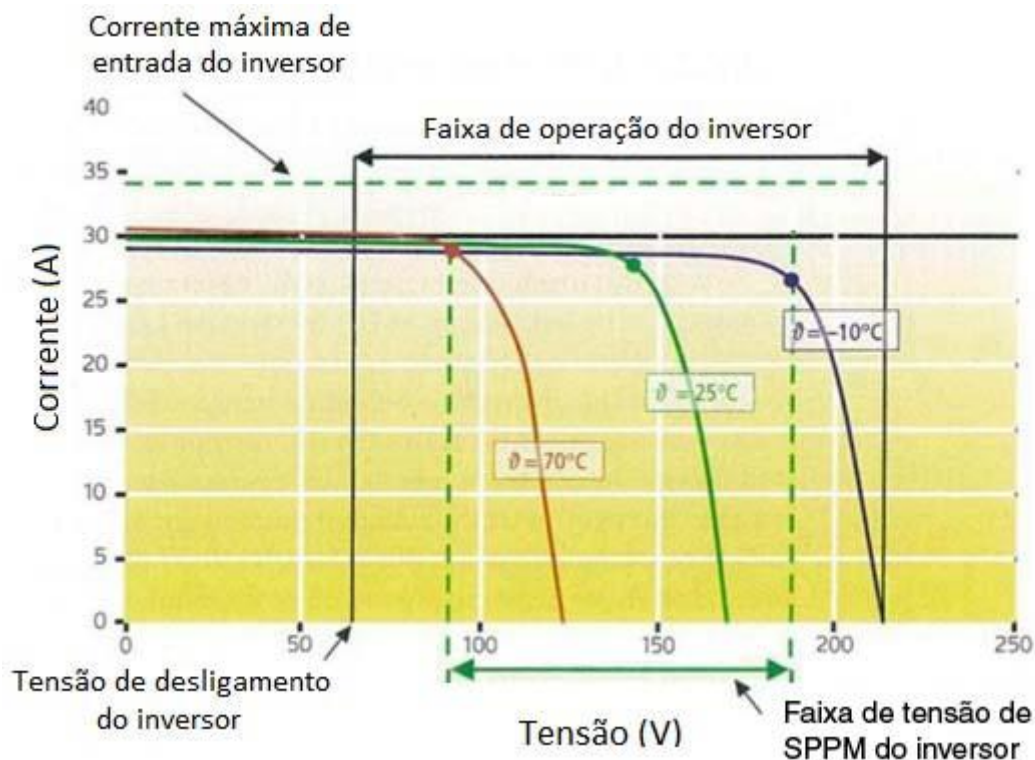


Figura 6.12 - Curvas I-V de um gerador FV em função da temperatura e a compatibilidade, com as janelas de tensão do SPPM e de operação do inversor. Fonte: Adaptado de (DGS, 2008).

O cálculo da máxima tensão de entrada deve ser realizado com cuidado e atenção, pois ela nunca deve ser ultrapassada, sendo este um dos maiores riscos de se danificar o equipamento.

A máxima tensão do sistema ocorre quando o painel FV está ainda em circuito aberto (V_{oc}) em baixas temperaturas. Isto pode acontecer durante o período de inverno, ainda no nascer do sol, quando a tensão do sistema se eleva em função da baixa temperatura do gerador FV, e o inversor ainda não se conectou à rede, em virtude da baixa irradiância, ou em função de uma falha na rede, que automaticamente desconecta o sistema deixando os módulos em circuito aberto. O máximo número de módulos em série que pode ser conectado ao inversor é calculado pela Equação 6.30, pela razão da máxima tensão de entrada do inversor e da tensão de circuito aberto para as baixas temperaturas de inverno. O número máximo de módulos em série também deve respeitar a tensão máxima suportável pelo módulo, a qual é informada nas folhas de dados técnicos do fabricante e normalmente é em torno de 1.000V.

$$N^{\circ} \text{módulos_série} \cdot V_{ocTmin} < Vi_{max} \quad (6.30)$$

onde:

Vi_{max} (V) - Máxima tensão c.c. admitida pela entrada do inversor;

V_{ocTmin} (V) - Tensão em circuito aberto (V_{oc}) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista.

Conforme já alertado no Capítulo 3, módulos de filme fino (ex.: a-Si:H), devido a uma particularidade do material semiconductor com o qual são produzidos, podem apresentar, nos primeiros meses de operação, valores de potência, corrente e tensão maiores que seus valores nominais. Para

dimensionamento de inversores com esta tecnologia, os valores máximos de tensão devem ser consultados na folha de dados do fabricante.

Para se determinar a tensão do módulo em temperaturas diferentes da nominal (25 °C), deve-se consultar sua folha de dados, para se verificar qual é o seu coeficiente de temperatura (β) da tensão V_{oc} . A informação pode estar disponível em mV/°C ou em valores percentuais %/°C, sendo esta última a geralmente utilizada nas formulações. A Equação 4.2 (Capítulo 4) permite calcular a tensão de circuito aberto em função da temperatura. Deve-se lembrar que os coeficientes de temperatura possuem sinal negativo, ou seja, a tensão V_{oc} é inversamente proporcional à temperatura, o que deve ser considerado na equação.

Faixa de tensão de operação do SPPM do inversor

O número de módulos conectados em série deve resultar em tensões que atendam à faixa de tensão SPPM do inversor, mostrada na figura 6.12, conforme indicado na Equação 6.31. Durante o verão, no Brasil a temperatura dos módulos dos SFVs pode atingir valores superiores a 70 °C, tendo como consequência a redução da tensão c.c. do sistema, em virtude do coeficiente negativo de temperatura. Deve-se, portanto, avaliar se o SFCR possui número suficiente de módulos conectados em série, de modo que a tensão do painel FV seja superior à mínima tensão de SPPM do inversor. Caso a tensão do painel se reduza abaixo da mínima tensão de SPPM do inversor, a sua eficiência ficará comprometida e poderá provocar a sua desconexão. Da mesma forma nos períodos frios, a tensão de potência máxima da série FV na mínima temperatura de operação prevista deve ser inferior a tensão máxima de operação do SPPM do inversor.

$$\frac{V_{iSPPMmin}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ} \text{módulos_série} < \frac{V_{iSPPMmax}}{V_{mpTmin}} \quad (6.31)$$

Onde:

$V_{iSPPMmin}$ (V) – Mínima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;

$V_{iSPPMmax}$ (V) – Máxima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;

V_{mpTmin} (V) - Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista.

V_{mpTmax} (V) - Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na maior temperatura de operação prevista.

As tensões de máxima potência do módulo para diferentes temperaturas podem ser estimadas pela Equação 4.2, substituindo os parâmetros referentes à tensão de circuito aberto (V_{oc}), pelos da tensão de máxima potência (V_{mp}).

Corrente máxima c.c. do inversor

O inversor FV possui uma corrente máxima de entrada c.c. Para garantir que este valor não seja ultrapassado, pode-se calcular o número máximo de fileiras das séries fotovoltaicas, conectadas em paralelo, com auxílio da Equação 6.32.

$$N^{\circ} \text{ seriesFV_paralelo} = \frac{I_{i_{max}}}{I_{sc}} \quad (6.32)$$

Onde:

$I_{i_{max}}$ (A) - Corrente máxima c.c. admitida na entrada do inversor;

I_{sc} (A) - Corrente de curto circuito do módulo FV nas STC.

Observar ainda se o fabricante indica o número máximo de séries fotovoltaicas em paralelo que pode ser utilizada. Há casos ainda que o inversor disponibiliza mais de uma entrada independente com seguidor de ponto de potência máxima. Neste caso o fabricante indica os limites ($I_{i_{max}}$) que devem ser observados para cada seguidor (podem ser iguais ou não).

Otimização da tensão de operação

A eficiência de um inversor pode ser influenciada pelas características do arranjo FV. Estes fatores são principalmente a tensão do gerador FV e o FDI do inversor. Um projeto otimizado leva em consideração estas características, de modo a aumentar a taxa de desempenho do sistema. A Figura 6.13 ilustra curvas de eficiência para um inversor em função destes parâmetros de projeto. É possível observar que, levando-se em conta somente a tensão de operação do gerador FV, tem-se uma influência de cerca de 2 % na eficiência do inversor para potência de saída acima de 50% da potência nominal. Nem todos os fabricantes de inversores disponibilizam os gráficos de como a tensão do painel FV influencia o dispositivo. Porém, quando disponível, esta informação deve ser utilizada de maneira a aumentar a TD do sistema, projetando-se um gerador FV que trabalhe com um nível de tensão que priorize a curva de eficiência de melhor desempenho. Quando esta informação não é disponível, sugere-se trabalhar com a maior tensão c.c. possível.

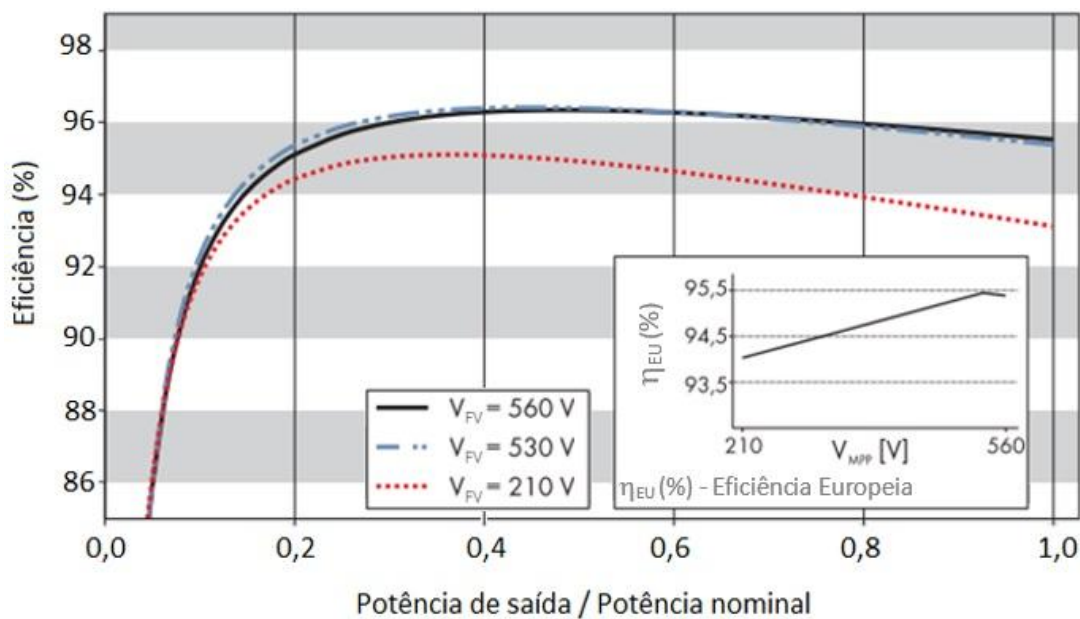


Figura 6.13 - Gráfico de eficiência do inversor em função do nível de carga e da tensão de operação (Modelo Sunny Boy 3000HF). Fonte: (SMA, 2011).

6.4.3 - Compromisso entre forma e função dos SFCRs

Um gerador FV comprometido com sua forma (estética) e sua função é capaz de gerar energia elétrica com bom desempenho e ainda agregar beleza à edificação a que está integrado. No entanto, em muitas ocasiões os SFVs são apenas agregados a projetos que não foram originalmente concebidos para isso. Às vezes, o resultado pode ser interessante e agradável, mas, muitas vezes, o sistema FV interfere negativamente na arquitetura. Esta situação ocorre quando a única preocupação da instalação FV é em relação à sua função, ou seja, a maximização da geração de energia elétrica. Pelo contrário, quando a tecnologia FV é integrada de uma maneira elegante e esteticamente agradável a uma edificação, esta se torna um exemplo que pode ser utilizado para convencer clientes, arquitetos e o público em geral quanto ao papel que um sistema FV pode desempenhar, tanto em termos de geração energética quanto como elemento construtivo de um edifício.

Como já observado no Capítulo 2, baixas latitudes (região entre os Tópicos e o Equador) são pouco sensíveis a desvios azimutais e de inclinação. Logo, nesta situação, SFCRs integrados à edificação (SFIEs – Sistemas Fotovoltaicos Integrados a Edificações), mesmo em orientações não ideais, possuem pequenas perdas associadas a esta não idealidade.

Um estudo de caso do compromisso entre a forma e a função de um sistema FV é monitorado pela Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, em Florianópolis-SC. O sistema fica instalado na sede da Eletrosul e é apresentado na Figura 6.14. O painel FV é curvo e utiliza módulos flexíveis (filme fino) que, como se pode ver na Figura 6.15, possuem diferentes orientações (Nordeste e Sudoeste).



Figura 6.14 - Planta Piloto do Megawatt Solar - Eletrosul - Florianópolis - 11,97 kWp - em operação desde Fev/2009.

Fonte: (ZOMER et al., 2012).



Figura 6.15 – Vista em planta da distribuição elétrica dos geradores fotovoltaicos da planta-piloto. Fonte: (ZOMER et al., 2012).

O sistema curvo e não idealmente orientado foi comparado com outro sistema FV, que utiliza os mesmos modelos de módulos FV e inversores e fica localizado a cerca de 600 metros de distância deste. Este sistema, por ter inclinação e orientação ideais para uma instalação FV no local, pode ser caracterizado como um sistema de referência (Figura 6.16).



Figura 6.16 - Sistema FV plano inclinado a 27°N, com 10,24 kWp, integrado ao Centro de Cultura e Eventos da UFSC (Sistema de referência). Fonte: Grupo Fotovoltaica/UFSC.

A Figura 6.17 mostra os resultados da comparação entre a produtividade dos dois sistemas. Mesmo com os diferentes desvios azimutais e curvaturas, nos três subsistemas da Planta Piloto houve meses do ano em que a produtividade foi superior à produtividade do Sistema de Referência. Os melhores desempenhos da Planta Piloto ocorreram nos meses próximos ao solstício de verão (novembro, dezembro, janeiro e fevereiro), chegando a superar o Sistema de Referência em até 30 % no mês de dezembro de 2010. Considerando todo o período analisado, a Planta Piloto teve uma produtividade média 15 % inferior ao Sistema de Referência. Para um sistema onde o bom compromisso arquitetônico é indispensável, perdas deste nível podem ser aceitáveis, sendo que este tipo de análise deve incluir a parte financeira do projeto.

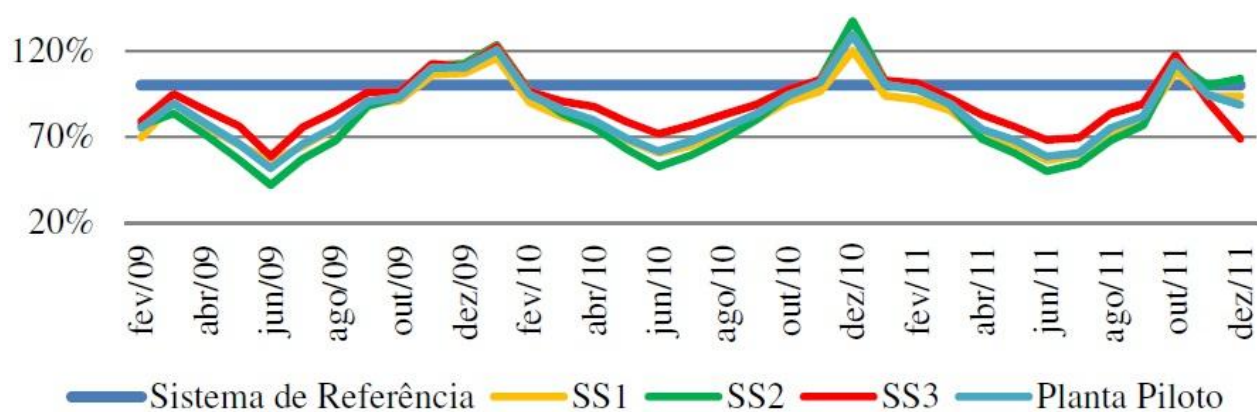


Figura 6.17 - Comparação da produtividade entre a Planta Piloto (subsistemas 1, 2 e 3) e o Sistema de Referência.

Fonte: (ZOMER et al., 2012).

6.5 – Projeto Elétrico

Outros desafios para o projetista durante o dimensionamento de um SFV são:

- Planejamento da interconexão dos diversos componentes do sistema de forma eficiente, evitando perdas de energia;

- Adequação do projeto aos requisitos de segurança, visando torná-lo seguro sob o ponto de vista elétrico, contemplando-se segurança do próprio sistema e do usuário, bem como da rede elétrica, se for o caso;
- Verificação da obediência às normas e aos regulamentos técnicos aplicáveis para instalações elétricas (ABNT, Aneel, distribuidora local etc.).

Os pontos mencionados constituem o que se chama de projeto elétrico, que inclui desde a escolha dos condutores até o dimensionamento/especificação de dispositivos de proteção. Tipicamente os projetos com conexão em baixa tensão devem respeitar as condicionantes da Norma NBR5410 - Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Devem ser consideradas as perdas relativas aos componentes que, embora não sejam considerados básicos, são de igual importância para o funcionamento adequado do sistema. Trata-se do chamado Balanço do Sistema (BOS), derivado da expressão em inglês *Balance of System*. O BOS envolve os condutores, diodos de bloqueio, proteções, etc.

Diodos de desvio e de bloqueio e fusíveis de proteção

Diodos e/ou fusíveis são incluídos em SFVs com os objetivos de proteção apresentados no Capítulo 4.

Os diodos de desvio são especialmente importantes nos SFCRs instalados em áreas urbanas, por serem seus painéis fotovoltaicos instalados em telhados e fachadas e normalmente mais sujeitos a sombreamentos parciais. Os módulos fotovoltaicos atuais já incluem um ou mais diodos de desvio, evitando que o projetista tenha que adicioná-los em seu projeto. Abrindo-se a caixa de conexão do módulo, pode-se constatar visualmente a presença dos diodos (ver Figura 4.6).

A especificação dos diodos é feita através da determinação da corrente máxima de operação (função do número de módulos em paralelo) e da tensão reversa máxima (função do número de módulos em série), que depende da tecnologia e do material de fabricação dos módulos FV.

Além dos diodos de bloqueio pode-se ainda utilizar fusíveis fotovoltaicos. O fusível é um componente de proteção usado para proteger a série fotovoltaica do fluxo de corrente reversa de um fileira (série) com tensão maior para uma com tensão menor. Deve ser dimensionado para correntes menores que a corrente reversa suportável pelo módulo. Os fusíveis só são necessários se houver mais de duas séries fotovoltaicas. Devem ser para corrente contínua e ser colocados na saída de cada série tanto no polo positivo quanto no polo negativo. Recomenda-se a utilização do tipo gPV, que é apropriado para operação em sistemas fotovoltaicos (mais detalhes são disponibilizados no Capítulo 4).

Os fusíveis têm substituídos os diodos de bloqueio em alguns projetos, com base em experiências indicando que estes são mais frágeis e apresentam maior índice de falhas.

Cabeamento

Planilhas que auxiliam na escolha da bitola dos condutores são apresentadas no Apêndice 4 e referem-se a limites de queda de tensão de 1 % e 3 % em sistemas em corrente contínua com tensões nominais de 12, 24 e 48 V. A NBR 5410 ou algum programa de escolha da bitola do cabeamento podem ser utilizados e indicam a bitola adequada para os condutores em função do comprimento do ramal, da tensão nominal e do nível de perdas pretendido. De forma alternativa, utiliza-se a Equação 6.33 para determinar a seção mínima de condutor S , necessária para uma determinada instalação em corrente contínua.

$$S (\text{mm}^2) = \rho \left(\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{d (\text{m}) \times I (\text{A})}{\Delta V (\text{V})} \quad (6.33)$$

Onde:

ρ - resistividade do material do condutor, geralmente cobre;

d - distância total do condutor, considerando o trecho de retorno (ida e volta);

I - corrente que passa pelo condutor;

ΔV - queda de tensão tolerada no cabeamento para o trecho analisado.

Nas instalações de sistemas fotovoltaicos utiliza-se condutores de cobre, material que a 20 °C apresenta tipicamente uma resistividade $\rho_{cu} = 0,01724 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ e coeficiente de variação com a temperatura de $\alpha_{cu} = 0,0039/^\circ\text{C}$, que permite determinar a influência da temperatura na resistividade dos materiais através da Equação 6.34. Os parâmetros reais a serem aplicados para a fiação utilizada devem ser obtidos na documentação do respectivo fabricante.

$$\rho(T) = \rho(20^\circ\text{C}) \times (1 + \alpha(T - 20^\circ\text{C})) \quad (6.34)$$

Assim como no caso das estruturas metálicas, é importante que os cabos utilizados nessas instalações estejam preparados para suportar as mais adversas condições climáticas, pois estarão expostos a intensa radiação, calor, frio e chuva por um longo período de tempo. Recomenda-se o dimensionamento de cabos da instalação de acordo com a temperatura efetiva de trabalho e o método escolhido de proteção dos condutores utilizando-se o fator de correção de temperatura contido na NBR5410. Além disso, o material de proteção e isolamento do condutor também deve ser resistente às condições climáticas, especialmente à radiação ultravioleta.

Há uma extensa faixa de tensão c.c. utilizada em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. A utilização de tensões maiores ou menores está muitas vezes relacionada ao tipo de inversor utilizado, o que implica algumas vantagens e desvantagens no que se refere à instalação, proteção e redução de perdas em c.c.

Níveis baixos de tensão c.c. têm a vantagem de serem mais seguros e mais apropriados para baixas potências. Por outro lado, quanto maior a tensão de entrada do inversor, mais simples se torna a

instalação, sendo os inversores mais compactos e mais eficientes. Contudo, ressalta-se que a elevação do nível de tensão c.c. requer cautela, tanto na instalação quanto na operação, uma vez que a tensão de operação torna-se mais perigosa. Atualmente, as faixas de tensão c.c. mais praticadas nos inversores variam entre 100 e 1.000 volts, dependendo do tipo e porte do sistema, e o cabeamento deve ter o isolamento adequado ao nível de tensão utilizado.

Proteções adicionais

A especificação dos dispositivos adicionais de proteção (varistores, disjuntores, aterramento, proteção contra descargas atmosféricas etc.) passa por procedimentos já normatizados e similares aos relacionados com sistemas elétricos em geral. Deve-se lembrar, no entanto, que muitos elementos dos SFVs operam em corrente contínua.

Apresenta-se no Capítulo 7 informações necessárias para a correta instalação de um SFV. Os dispositivos de proteção também são abordados nesse Capítulo.

6.6 – Ferramentas Computacionais para Projeto de Sistemas Fotovoltaicos

Como não há padronização de características de saída dos módulos fotovoltaicos, e suas especificações elétricas dependem até mesmo da tecnologia das células, a escolha de uma ferramenta computacional adequada pode ser determinante na análise de viabilidade técnica e econômica de um projeto. A geração fotovoltaica caracteriza-se por um elevado investimento inicial, que pode ser significativamente reduzido com um projeto bem feito. A variabilidade e imprevisibilidade do recurso solar também exigem um maior cuidado no dimensionamento.

Ferramentas computacionais, quando bem utilizadas, podem gerar bons resultados. Pode-se até utilizar mais de uma ferramenta, a primeira dando uma idéia preliminar, indicativa, e a segunda dando resultados mais precisos, com a simulação da operação do sistema. É de fundamental importância que os dados de entrada sejam de boa qualidade e que a pessoa responsável pelas simulações tenha clareza das limitações da ferramenta selecionada. As ferramentas são, em geral, projetadas para algumas situações específicas; ignorá-las pode levar a resultados incorretos.

As ferramentas disponíveis podem ser divididas em diversas classes. Para cada classe existe uma oferta ampla de ferramentas livres ou proprietárias, que podem ser escolhidas em função das especificidades dos projetos. De uma forma geral, os softwares relacionados com projeto de sistemas fotovoltaicos podem ser aplicados para:

- **Análise de viabilidade:** A partir de informações gerais e consolidadas, dão uma indicação da viabilidade técnica e econômica do projeto.

- **Dimensionamento:** Auxiliam o projetista na escolha dos componentes e configuração do sistema, indicam a melhor orientação dos painéis, dentre outras funções.
- **Simulação de operação:** A partir da descrição fidedigna da configuração e equipamentos escolhidos, permite a simulação da operação do sistema, dando idéia de variações sazonais, por exemplo. Alguns fabricantes dispõem de programas que já incorporam modelos de seus equipamentos. As simulações podem ocorrer com bases de tempo que vão de minutos a meses.
- **Localização:** Em função das variações do recurso solar de local para local e influência de objetos e prédios vizinhos, com o conseqüente sombreamento do gerador fotovoltaico, é importante fazer uso de programas que permitam a análise da incidência da radiação solar sobre o plano considerado. Esses programas são especialmente úteis para sistemas instalados em ambiente urbano e/ou que ocupam áreas extensas.
- **Monitoramento e controle:** Sistemas de comunicação entre os sistemas fotovoltaicos e centrais de controle permitem que os dados de desempenho sejam analisados, em alguns casos, inclusive em tempo real, e ações sejam tomadas. Os programas de monitoramento e controle permitem a análise das informações provenientes da planta monitorada e a execução de eventuais ações preventivas, corretivas ou de otimização da operação.
- **Curvas de Carga:** Programas auxiliares podem ser utilizados para uma composição da curva de carga a partir das especificações técnicas das cargas e de seus regimes de utilização.
- **Cabeamento:** Em função das correntes que circulam em cada parte do circuito, das características dos condutores, dos circuitos elétricos e do nível admissível de perdas, esses programas auxiliam na escolha da bitola dos condutores.
- **Dados meteorológicos:** Antes de iniciar qualquer análise, é importante obter-se uma fonte confiável de dados meteorológicos e climáticos, assunto já abordado no Capítulo 2. Esses programas podem auxiliar na escolha da orientação do painel.
- **Sistemas híbridos:** A geração fotovoltaica também pode estar associada a outras tecnologias de geração de energia elétrica em configurações híbridas. Ferramentas específicas estão disponíveis para a análise da integração de diversas fontes.

Existem inúmeras ferramentas específicas para dimensionamento e/ou simulação de sistemas fotovoltaicos disponíveis no mercado e em instituições de ensino e pesquisa. Enfatiza-se que essas ferramentas servem para automatizar o processo de cálculo, tornando-os mais precisos e, dessa forma, auxiliar o projetista. Contudo, elas não tornam dispensáveis os conhecimentos básicos da área, por

parte do projetista. Esse conhecimento é necessário para a correta utilização dessas ferramentas, bem como para a interpretação dos resultados por elas fornecidos.

A seguir são descritas sucintamente algumas ferramentas computacionais utilizadas para elaboração de projetos fotovoltaicos.

6.6.1 - Homer

A versão 2.0 do *Hybrid Optimization Model for Electric Renewable* (Homer) desenvolvido nos EUA, no *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), laboratório do US DoE (*Department of Energy*), foi apresentada no ano 2000. Pode simular sistemas conectados à rede, isolados ou híbridos, combinando diferentes tipos de geração: eólica, biogás, microturbinas, células a combustível, etc. Também determina o rejeito de calor gerado pelo sistema, visando atender a cargas térmicas. O Homer é muito utilizado por projetistas no Brasil para simulações de sistemas isolados pois apresenta uma interface amigável com o usuário.

O Homer possui descrições de modelos simplificados de sistemas, realiza cálculos em base de tempo horária para centenas de configurações, apresentando-os de acordo com o custo. Permite a otimização de parâmetros técnicos específicos, assim como resultados detalhados de cada configuração. Entre os resultados, o Homer apresenta gráficos de estado de carga das baterias, tensão, energia produzida e consumida etc. ao longo do tempo de simulação, que é feita em base anual.

O programa inclui os dados climatológicos de 239 localidades nos EUA, podendo-se também inserir os valores médios mensais de irradiância ou coeficiente de transparência atmosférico (k_{tm}) obtidos de outras fontes, com os quais se geram sinteticamente dados horários de radiação utilizando o método de Graham (1990). Ao selecionar a potência do painel, o usuário deve inserir um “*Derating Factor*”, que considera as múltiplas perdas que possam ocorrer nos geradores. Este fator é determinante nos cálculos e é fundamental estimá-lo adequadamente, já que, apesar de sua importância, o programa não impõe nenhuma restrição.

6.6.2 - Hybrid2

Em 1996, a universidade de Massachusetts e o NREL apresentaram a primeira versão do Hybrid2. A função principal deste programa é a simulação detalhada de sistemas isolados híbridos, diferenciando-se do Homer no refinamento do sistema e propriedades adicionais.

O programa leva a um detalhado exame da configuração do sistema. A simulação pode ser feita em base horária ou minuto a minuto. Possui uma base de dados que contém 150 tipos de geradores eólicos, módulos fotovoltaicos, baterias e geradores a diesel.

O programa não é muito “amigável” (*user friendly*) e suas principais desvantagens são: dificuldade na modelagem dos equipamentos de geração, pois nem sempre os dados necessários são

fornecidos pelo fabricante; instabilidade do programa em função dos dados de entrada, e; não há equipe de suporte do programa ou para continuidade de desenvolvimento.

6.6.3 - RETScreen

O RetScreen é um programa de análise para projetos de energias renováveis desenvolvido como planilha de cálculo no programa Excel da Microsoft, pelo *Minister of Natural Resources* do Canadá. É um aplicativo de dimensionamento de sistemas. Este programa engloba as áreas: fotovoltaica, eólica, pequenas centrais hidrelétricas, aquecimento solar de ar e água, biomassa e bombas geotérmicas.

O *software* RETScreen é utilizado para a realização de estudos preliminares. Na área fotovoltaica, pode determinar para os três tipos básicos de aplicações (sistemas conectados à rede, sistemas isolados e bombeamento de água) os custos de produção de energia e redução de gases emitidos. Configurações de sistemas híbridos simples também podem ser avaliadas. Possui base de dados de radiação para mais de 1.000 localidades no mundo, assim como dados de irradiância para localidades remotas, através de informação de satélites.

6.6.4 - Insel

Desenvolvido pela Universidade de Oldenburg (Alemanha), o *Integrated Simulation Environment Language* (INSEL), é um dos programas mais antigos no mercado.

A nova versão deste programa foi projetada para permitir a inclusão de novos blocos, especialmente na área de aquecimento e resfriamento solar. Com a ajuda de um editor gráfico, o usuário pode construir um diagrama de blocos para a configuração do sistema desejado. Durante esse processo, o usuário tem acesso a um grupo de bibliotecas disponíveis, que incluem: cálculo da radiação, de módulos, inversores, baterias, geradores eólicos e sistemas de bombeamento; além disso, possui uma base de dados que permite conhecer valores médios mensais de irradiação de aproximadamente 2.000 lugares.

6.6.5 - PV- Design Pro

O programa PV- Design Pro foi desenvolvido pela empresa *Maui Solar Energy Software Corporation*; atualmente permite a simulação de sistemas fotovoltaicos isolados, sistemas conectados à rede e sistemas para bombeamento.

Contém uma base de dados de radiação solar abrangendo mais de 2.000 lugares no mundo inteiro. Permite a utilização de um programa adicional para a conversão de dados do Meteororm. Apresenta base de dados com informação sobre inversores, baterias e módulos.

6.6.6 – PV-Sol

O programa PV-Sol Pro, desenvolvido pela empresa *Di Valentin Energy Software*, é utilizado para a análise e simulação de sistemas isolados e conectados à rede.

Permite estudar a configuração de vários geradores e possui uma ampla base de dados de módulos, baterias, inversores e grupos geradores. Permite também a criação de diferentes perfis de carga e, para ter em conta possíveis elementos que interceptem a radiação solar, possui um gerador de sombras.

6.6.7 - PVSyst

O PVSyst foi desenvolvido inicialmente pela Universidade de Genebra (Suíça) e é comercializado atualmente pela companhia PVSyst SA. Permite ao usuário trabalhar em diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um detalhado sistema de simulação. Apresenta também uma ferramenta adicional, tridimensional, que leva em conta as limitações no horizonte e aqueles objetos que possam projetar sombras.

O programa permite importar dados dos programas Meteororm e TMY2, o que facilita comparar valores simulados com valores medidos. Além disso, tem uma interface para dados e possui base de dados de irradiação de 22 localidades na Suíça e de 200 localidades do resto do mundo. Possui uma ampla base de dados de módulos e inversores. O programa apresenta as perdas do sistema fotovoltaico e a sua taxa de desempenho. É especialmente utilizado para SFCRs.

Se o usuário adicionar o custo de cada componente à base de dados existente, o programa pode projetar os custos de produção de energia em adição a uma série de parâmetros técnicos, fornecidos no fim da simulação.

6.6.8 - SolarPro

Criado em Kyoto, Japão, o programa Solar Pro é um dos poucos produtos que não apenas considera as sombras do horizonte como também bloqueio de radiação por corpos criados pelo usuário. Através de uma animação tridimensional da trajetória aparente diária do Sol e com ferramentas para desenhar objetos tridimensionais, permite considerar a geração de sombras sobre determinadas superfícies. O programa está equipado com uma base de dados de irradiância de 1.600 lugares em 151 países. Realiza um exame da produção de eletricidade, levando em consideração as sombras.

6.6.9 - SolEm

SolEm é um programa que permite simular sistemas fotovoltaicos com base de tempo horária, baseado numa planilha Excel, e permite uma análise detalhada de SFCRs. Como emprega um código

aberto, o usuário pode adaptá-lo às suas necessidades. Implementa componentes que permitem ao usuário seguir o caminho dos cálculos e um editor de sombras para diferentes porcentagens de sombreamento nos vários meses do ano e para distintos ângulos. Contém uma base de dados para 120 localidades de países europeus e também inclui uma interface para importar dados do programa Meteonorm.

6.6.10 - PV F-CHART

PV F-Chart é um programa para projetar e analisar SFVs, que realiza cálculos horários para determinar o comportamento do sistema, através de métodos desenvolvidos na *University of Wisconsin*, tendo em conta as variações da radiação e das cargas.

6.6.11 - PVSIZ

Desenvolvido na Universidade Federal do Rio Grande do Sul, é um programa de simulação de SFIs, com base horária, cuja versão mais recente permite inserir envelhecimento das baterias ao longo dos anos, e apresenta gráficos de estado de carga das baterias e tensão ao longo do tempo, dentre outros resultados.

A Tabela 6.11 mostra o endereço eletrônico para a localização na internet¹¹ dos programas citados.

Tabela 6.11 - Principais características dos programas pesquisados e suas respectivas páginas na internet.

Nome	Foco do programa	Idioma	Livre ou Pago	Intervalo de Tempo	Componentes da Base de Dados	Endereço na internet
DASTPVPS	SBFV	I	Pago	A, M, D	M, I, C	www.ibom.de
HOMER	SFI, SFCR, SFH	I	Pago	A, M, D, H	B, E, G	www.homerenergy.com
HYBRID2	SFI, SFH	I	Livre	S/I	S/I	http://www.umass.edu/windenergy/research.topics.tols.software.hybrid2.form.php
Insel	ST, SFV	I, A, E	Pago	A, M, D, S, H	M, G, B, I CC, C, D	www.inseldi.com
PV-DesignPro	SFI, SFCR, SFH	I, E	Pago	A, M, D, H	M, E, G, B, I, C	http://www.mauisolarsoftware.com

¹¹ Ressalta-se que os endereços citados estavam disponíveis durante a elaboração deste Manual, entretanto essa disponibilidade na internet é algo dinâmico e fora do controle dos autores.

Tabela 6.11 - Principais características dos programas pesquisados e suas respectivas páginas na internet (Continuação).

Nome	Foco do programa	Idioma	Livre ou Pago	Intervalo de Tempo	Componentes da Base de Dados	Endereço na internet
PV*SOL	SFI, SFCR, SFH	I, A, E, F	Pago	A, M, D, S, H	M, G, B, I, CC, C	www.valentin.de
PVSyst	SFI, SFCR, SFH	I	Pago	A, M, D, H	M, G, EA, B, I, CC, C	www.pvsyst.com
RETSscreen	SFI, SFCR, SFH	I, F	Livre	A	G	http://www.retscreen.net/
SolarPro	SFI	I, J	Pago	A, M, D, H	M, G	www.lapsys.co.jp/english/index.html
SolEm	SFCR	A	Pago	A, M, D, H	M, G, I	www.solem.de
PV F-CHART	SFI	I	Pago	H	G	http://www.fchart.com/
PVSize	SFI	P	Livre	A, M, D, S, H	M, G, T, B, I, CC, C	http://www.solar.ufrgs.br

Legenda:

S/I- Sem informação.

Idioma: I: Inglês, A: Alemão, E: Espanhol, F: Francês, J: Japonês, P: Português.

Intervalo de tempo: A: ano, M: mês, S: semana, D: dia, H: hora.

Foco do programa: SFI: sistema fotovoltaico isolado, SFCR: sistema fotovoltaico conectado à rede, SFH: sistema híbrido, SBFV: sistemas de bombeamento fotovoltaico, ST: sistemas térmicos em geral, SFV: sistemas fotovoltaicos em geral.

Base de dados de componentes: M: módulos fotovoltaicos, G: irradiância e temperatura, B: bateria, I: inversor FV, CC: controlador de carga, C: consumo, E: gerador eólico, D: gerador diesel, CS: coletores solares, BM: biomassa, A: gerador hidráulico, EA: energia auxiliar.

Outros programas para cálculo de sistemas de aproveitamento solar podem ser encontrados através dos *links* relacionados abaixo:

- NREL: pvwatts.nrel.gov (ferramenta livre, somente para SFCRs)
- NREL: <https://sam.nrel.gov> (ferramenta livre)
- CENSOLAR: <http://www.censolar.com/menu10.htm#software>
- EERE:
http://apps1.eere.energy.gov/buildings/tools_directory/subjects.cfm/pagename=subjects/pagename_menu=whole_building_analysis/pagename_submenu=renewable_energy
- PVRESOURCES: <http://www.pvresources.com/SiteAnalysis/Software.aspx>
- IN BALANCE ENERGY: http://www.inbalance-energy.co.uk/articles/free_solar_pv_calculators_tools_software.html

Estas fontes não esgotam as ferramentas disponíveis e são apenas uma tentativa de apresentar ao leitor alguns programas utilizados.

6.7 – Apresentação do projeto

A apresentação de um projeto técnico não se atém apenas ao dimensionamento do sistema. Deve-se apresentar uma lista de itens, que podem ser mais ou menos complexos em função da potência do projeto e da sua forma de execução. Um projeto que é objeto de uma licitação pública, por exemplo, deve necessariamente apresentar um projeto básico, conforme determinação da Lei 8.666. Serão descritos dois tipos de projeto: básico e executivo, nos itens 6.7.1 e 6.7.2, que são os tipos mais usuais em sistemas de engenharia. Independentemente de ser realizada licitação para compra de materiais e serviços ou apenas uma consulta a empreendedores, é comum haver um contrato entre o proprietário/usuário do sistema e o prestador do serviço. No item 6.7.3 são apresentados itens de garantia recomendados a constar num contrato desse tipo.

6.7.1 – Projeto Básico

O Projeto Básico é o conjunto de elementos necessários e suficientes, com nível de precisão adequado para caracterização da obra ou do serviço a ser executado, atendendo às normas cabíveis e à legislação, elaborado com base em estudos preliminares que assegurem a viabilidade e o adequado tratamento ambiental do empreendimento. Deve estabelecer as características, dimensões, especificações e as quantidades de serviços e de materiais, custos e tempo necessários para execução da obra.

Todos os elementos que compõem o Projeto Básico devem ser elaborados por profissional legalmente habilitado, sendo indispensável o registro da respectiva Anotação de Responsabilidade Técnica do CREA, identificação do autor e sua assinatura em cada um dos documentos produzidos.

O Projeto Básico deve compreender: desenhos (diagramas, plantas etc), memória descritiva e de cálculo, especificação técnica, orçamento e cronograma, descritos a seguir.

Desenhos: Representação gráfica do objeto a ser executado, constituída por plantas e diagramas elétricos, obedecendo às normas técnicas pertinentes. As pranchas de desenho deverão possuir identificação contendo: a) Denominação e local da obra; b) Nome da entidade executora; c) Tipo de projeto; d) Data; e) Nome do responsável técnico, número de registro no CREA e sua assinatura.

Memória descritiva e de cálculo: Descrição detalhada do sistema projetado, na forma de texto, incluindo: as condições do local e climáticas, incluindo irradiância; as soluções técnicas e as normas adotadas, bem como suas justificativas e cálculos realizados, necessários ao pleno entendimento do projeto, complementando as informações contidas nos desenhos.

Especificação Técnica: Texto no qual se fixam todas as regras e condições que se deve seguir para a execução da obra. Deve caracterizar individualmente os materiais, equipamentos, elementos componentes, sistemas construtivos e o modo como serão executados cada um dos serviços, os

critérios para a sua verificação, os requisitos de desempenho e de qualidade. Devem ser incluídos os planos de: comissionamento e testes, limpeza do local da obra, obtenção de licenças ambientais e de descarte de baterias (se for o caso). Quando solicitado pelo contratante, pode-se incluir descrição de treinamento e capacitação a serem realizados pela contratada tanto para os usuários do sistema quanto para técnicos de operação e manutenção.

Orçamento: Avaliação do custo total da obra tendo como base preços dos insumos praticados no mercado ou valores de referência. Os levantamentos de quantidades de materiais e serviços são obtidos a partir dos elementos descritos nos itens anteriores. O orçamento deverá ser apresentado em composições de custos unitários e expresso em planilhas de custos e serviços, referenciadas à data de sua elaboração. Cada *composição de custo unitário* define o valor financeiro a ser despendido na execução do serviço e seus preços coletados no mercado, devendo conter, a discriminação de cada insumo, unidade de medida, sua incidência na realização do serviço, preço unitário e custo parcial e o custo unitário total do serviço, representado pela soma dos custos parciais de cada insumo.

Cronograma físico-financeiro: Representação gráfica do desenvolvimento dos serviços a serem executados ao longo do tempo de duração da obra demonstrando, em cada período, o percentual físico a ser executado e o respectivo valor financeiro despendido.

6.7.2 – Projeto Executivo

Após a elaboração do projeto básico e antes de se iniciar a obra, deve ser elaborado o projeto executivo que apresenta o conjunto dos elementos necessários e suficientes à execução completa da obra, de acordo com as normas e legislação pertinentes. O projeto executivo pode sofrer algumas alterações (mas que não descaracterizam o projeto inicial) durante a instalação do sistema e, por isso, após o comissionamento deve ser entregue ao proprietário do sistema o projeto executivo *as built*, ou seja, o projeto executivo “conforme construído”.

O projeto executivo deve ser muito mais detalhado que o projeto básico, já que servirá como base para a execução do projeto, por isso deve apresentar plantas e diagramas detalhados de todas as estruturas e circuitos, bem como os cálculos detalhados de todo o sistema de geração, de proteção, de aterramento etc. e os cálculos estruturais de suportes e de construções civis. Ressalta-se que o detalhamento dos compartimentos, considerando distâncias e ventilação recomendadas para os equipamentos, acesso para manutenção etc., assim como o detalhamento da logística de acesso e transporte ao local são itens fundamentais e não devem ser relegados.

O Projeto executivo deve conter a listagem completa de todos os materiais e equipamentos (fabricante, modelo, norma de certificação) e seus catálogos e manuais, inclusive dos equipamentos de controle, monitoramento e medição do sistema fotovoltaico, quando houver.

É recomendável a apresentação do cronograma detalhado, ou seja, com as atividades desmembradas para facilitar o acompanhamento e supervisão dos serviços e facilitar a resolução de entraves.

6.7.3 – Termos de garantia

O contrato de serviço para instalação de qualquer sistema deve prever uma fase de garantia de funcionamento do sistema e de equipamentos. No caso de sistemas que apresentam uma disponibilidade mínima de energia, o fornecedor deve ainda apresentar garantia de desempenho. Devem ser previstas multas ou procedimentos de correções no caso das garantias não serem cumpridas.

São recomendadas as seguintes garantias:

Garantia de tempo para a conclusão da instalação

Os prazos previstos para conclusão das obras e início da operação da planta devem ser garantidos pelo fornecedor contratado. No caso dos prazos para cada marco do projeto não serem cumpridos, deve ser prevista “multa por atraso”. Em contrapartida, também devem ser previstas multas e correções monetárias no caso do fornecedor entregar o serviço no prazo, mas o contratante atrasar o pagamento.

Garantias de fábrica

Deve ser previsto que o fornecedor do serviço/instalação, quando da entrega do sistema ao proprietário, apresente os certificados de garantia de fábrica para os equipamentos do sistema de geração (incluindo o sistema de monitoramento, controle e medição, se houver), considerando os prazos especificados a partir do comissionamento do sistema.

Durante a fase de garantia do sistema, o fornecedor contratado responde por todos os problemas com equipamentos e intermedia o processo com os fabricantes. Recomenda-se que eventuais custos de transporte de equipamentos e de pessoal sejam previstos e definidos como serão rateados.

Garantia do sistema

O fornecedor contratado deve garantir por um prazo acordado não só os equipamentos mas o sistema em seu conjunto contra: erros de projeto, de instalação, de escolha de materiais ou equipamentos; incompatibilidade de funcionamento entre equipamentos; erro na coordenação da proteção; inconsistência da especificação e requisitos de projeto etc. Assim, no período de garantia do sistema deve ser de responsabilidade do fornecedor do serviço a correção de qualquer problema que não tenha sido detectado no comissionamento mas que ficou evidenciado posteriormente como erro de projeto ou de instalação.

Garantia de desempenho da planta fotovoltaica

As garantias de desempenho podem variar em função do sistema fotovoltaico ser ou não conectado à rede. Tais garantias são mais comuns em sistemas conectados à rede, especialmente em plantas comerciais para venda de energia. As garantias de desempenho da planta fotovoltaica podem incluir:

- a) Capacidade de geração fotovoltaica instalada no momento do comissionamento, onde a potência medida dos módulos e a geração verificada no comissionamento não podem apresentar valores inferiores a tolerâncias definidas em contrato.
- b) Funcionamento pleno do sistema de monitoramento.
- c) Disponibilidade mínima de funcionamento da planta durante o período de garantia, supondo que os sistemas estão sendo operados e mantidos conforme os manuais de operação e manutenção ou que não há faltas na rede (no caso de sistemas conectados à rede de distribuição).
- d) Taxa de desempenho do sistema – TD (em inglês, PR – *Performance Ratio*) durante o período de garantia pela planta. A TD é uma grandeza para a avaliação do desempenho global do sistema, descrita no item 6.4.1. Enquanto não é implantado o sistema é calculada por simulação, em alguns dos programas computacionais listados no item 6.6. A TD pode variar ao longo dos anos, mas a degradação do sistema não deve ser superior a 0,5 % ao ano. Conforme NREL (2005), a Taxa de Desempenho pode ser calculada da seguinte forma:

$$TD [\%] = \frac{(E_{FV}/I_{rT}) \cdot 100\%}{Ef_{STC}[\%]} \quad (6.35)$$

Onde:

E_{FV} (kWh/mês ou kWh/ano) - é a energia produzida pelo sistema e injetada na rede durante o período de avaliação, normalmente no mês ou no ano;

I_{rT} (kWh/mês ou kWh/ano) - é a irradiação total incidente na área do painel fotovoltaico e no plano de instalação do mesmo;

Ef_{STC} (%) - é a eficiência nominal dos módulos fotovoltaicos nas condições padrão de ensaio (STC).

6.8 – Referências

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 3, Acesso ao Sistema de Distribuição**. 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 482/2012**.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 493/2012**.

BURGER, B.; RÜTHER, R. **Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature**. Solar Energy, Issue 1, v. 80, 2006. p. 32-45.

CERON – Pregão 043/2012 - Projeto Básico do Parintins Anexo_I do Termo de Referência PE_043_2012. (Projeto básico para licitação de sistemas fotovoltaicos conectados a rede na cidade de Parintins, AM. Projeto P&D de Smart Grid em Parintins das Distribuidoras da Eletrobras.) Consultado em http://www.eletronbrasrondonia.com/www/cfms_licit/cons_edt.cfm?tipo=Preg%C3%A3o, em junho de 2013.

Comisión Europea DG XII, **Manual de Energización Rural Mediante Energía Fotovoltaica**, 1996.

CONFEA. **Resolução Nº 361**, de 10 de dezembro de 1991. Consultada em <http://normativos.confesab.org.br/downloads/0361-91.pdf>, em dezembro de 2013.

CREDER, H. **Instalações hidráulicas e sanitárias**. 6. ed. LTC, 2006.

DGS. **Planning and installing photovoltaic systems - A guide for installers, architects and engineers**. Berlin, German: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie - The German Solar Energy Society, 2008.

DIAS, J. B. **Instalação fotovoltaica conectada à rede: Estudo experimental para otimização do fator de dimensionamento**. Porto Alegre, Brasil: Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul - PROMEC/UFRGS, 2006.

DIAZ, P. **Confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos autônomos: Aplicación a la electrificación rural**. Madrid, España: Tese de Doutorado, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación del Universidad Politécnica de Madrid, 2003. 209 p.

DUFFIE, J. A.; BACKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal process**. John Wiley & Sons, 1991.

DUNLOP, J. (National Joint Apprenticeship and Training Committee for the Electrical Industry). **Photovoltaic Systems**. 1ª ed. USA: American Technical Publishers, Inc., 2007. 452 p.

EGIDO, M.; LORENZO, E. **The sizing of stand-alone PV-systems: a review and a proposed new method**. Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 26, 1992. p. 51-69.

FAO, Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, **Las Necesidades de Água de los Cultivos** - Caderno Técnico No. 24, 1977.

FILHO, G. F. P. **Ferramenta Computacional para Dimensionamento e Avaliação de desempenho e Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Belém, Brasil: Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Pará, 2012.

GTEF - Grupo de Trabalho de Energia Solar Fotovoltaica. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos** (diversos autores). 2. ed. GTEF- CRESESB/CEPEL, 1999.

HUSSIN, M. Z.; OMAR, A. M.; ZAIN, Z. M.; SHAARI, S.; ZAINUDDIN, H. **Design impact of 6.08 kWp grid-connected photovoltaic system at Malaysia Green Technology Corporation**. International Journal of Electrical and Electronic Systems Research, v. 5, 2012.

IBRAOP - Instituto Brasileiro de Auditoria de Obras Públicas. **Orientação Técnica OT - IBR 001/2006: PROJETO BÁSICO**. Primeira edição: 07/11/2006. Consultada em http://www.ibraop.org.br/media/orientacao_tecnica.pdf, em dezembro de 2013.

IEA - International Energy Agency. **Cost and performance trends in grid-connected photovoltaic systems and case studies**. 2007.

JIANG, Z.; BRUNDLINGER, R.; BETTS, T. R.; GOTTSCHALG, R. **Effect of module degradation on inverter sizing**. San Diego, California, USA: Proceedings of the 33th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2008. p. 1-6.

KNAUPP, W. **Optimizing System Planning**. Photon International, 9, 2003.

MACÊDO, W. N. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. São Paulo, Brasil: Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo. Brasil, 2006. 183 p.

MACÊDO, W. N. **Estudo de sistemas de geração de eletricidade utilizando as energias solar fotovoltaica e eólica**. Belém, Brasil: Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Pará, 2002.

MACÊDO, W. N.; ZILLES, R. **Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF)**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Issue 4, v. 15, 2007. p. 337-352.

MARINI, J. A.; ROSSI, L. A. **Suprimento de eletricidade por meio de painel fotovoltaico: Programa computacional para dimensionamento**. São Paulo, Brasil: V CLAGTEE - Congresso Latino Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, 2003.

MESSENGER, R.; VENTRE, J. **Photovoltaic systems engineering**. 2. ed. Boca Raton, Florida, USA: CRC Press LLC, 2000.

MME-ELETOBRAS-EPE. **Relatório do Grupo de Trabalho - Especificações dos Projetos de Referência no âmbito do Programa Luz para Todos**. 2013. (Relatório restrito, não publicado)

NOTTON, G.; LAZAROV, V.; STOYANOV, L. **Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations**. Renewable Energy, Issue 2, v. 35, 2010. p. 541-554.

NREL - National Renewable Energy Laboratory (Pless, S.; Deru M.; Torcellini, P.; Hayter, S.). 2005. **Technical Report NREL/TP-550-38603 Procedure for Measuring and Reporting the Performance of Photovoltaic Systems in Buildings**. October 2005. Consultado em <http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/38603.pdf>, em dezembro de 2013.

OLIVEIRA, S. H. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autônomos: Ênfase na eletrificação de residências de baixo consumo**. São Paulo, Brasil: Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, 1997.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. D.; RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos, Brasil: INPE, 2006.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

PRASAD, D.; SNOW, M. **Designing with solar power - A source Book for Building Integrated Photovoltaics (BIPV)**. Australia: Images Publishing, 2005.

PROCEL, PROCEL INFO: Dicas de economia de energia, Tabela de estimativa de consumo de eletrodomésticos, consultada em <http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View={E6BC2A5F-E787-48AF-B485-439862B17000}>, em 9 de janeiro de 2014.

PROGRAMA ALTENER. **Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. Projeto GREENPRO. Portugal. Janeiro de 2004.

RUTHER, R.; DEL CUETO, J.; TAMIZH-MANI, G.; MONTENEGRO, A. A.; RUMMEL, S.; ANDERBERG, A.; VON ROEDERN, B. **Performance test of amorphous silicon modules in different climates - year four: Progress in understanding exposure history stabilization effects**. San Diego, California, USA: Proceedings of the 33th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2008.

RUTHER, R.; NASCIMENTO, L.; JUNIOR, J. U.; PFITSCHER, P.; VIANA, T. **Long-term performance of the first grid-connected, building-integrated, thin-film amorphous silicon PV installation in Brazil**. Honolulu, HI, USA: Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2010a.

RUTHER, R.; NASCIMENTO, L.; URBANETZ, J. **Performance assessment of a microcrystalline Si PV installation in a warm climate**. Honolulu, HI, USA: Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2010b.

SANDIA - Sandia National Laboratories, Photovoltaic Design Assistance Center. **Stand-alone photovoltaic systems - A handbook of recommended design practices**. 1991.

SANTOS, J. C. V. **PV-CODE: a dedicated computer program for teaching and research purposes**. India: Sixth International Symposium on Renewable Education, 1998.

SMA. **Sunny Family - The Future of Solar Technology**. 2010/2011.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo, Brasil: Oficina de Texto, 2012.

ZOMER, C. D.; NASCIMENTO, L. R. D.; JUNIOR, J. U.; OKUDA, B.; FLORES, F.; RÜTHER, R. **Geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas: compromissos entre forma e função**. São Paulo, Brasil: Anais do IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES, 2012.