

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

ORLANDO LISITA JÚNIOR

**Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Estudo de caso
- 3 kWp instalados no estacionamento do IEE-USP**

São Paulo

2005

ORLANDO LISITA JÚNIOR

**Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Estudo de caso
- 3 kWp instalados no estacionamento do IEE-USP**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Instituto de Física / Faculdade de Economia e Administração) para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

São Paulo

2005

AUTORIZO A REPRODUÇÃO PARCIAL E DIVULGAÇÃO TOTAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Catálogo na Publicação

Serviço de Documentação do Programa Interunidades de Pós-Graduação em
Energia

Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Faculdade de Economia e
Administração / Instituto de Física

Lisita Júnior, Orlando

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Estudo de caso de 3 kWp instalados no estacionamento do IEE-USP / Orlando Lisita Júnior; Orientador Roberto Zilles. São Paulo, 2005.
81 f.: 29 fig.

Dissertação (Mestrado - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Física da Universidade de São Paulo.

1. Sistemas Fotovoltaicos. 2. Conexão à rede. 3. Geração distribuída

FOLHA DE APROVAÇÃO

Orlando Lisita Junior

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Estudo de caso - 3 kWp
instalados no estacionamento do IEE-USP

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Instituto de Física / Faculdade de Economia e Administração) para obtenção do título de Mestre em Energia.

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr. Roberto Zilles, IEE/USP

Prof. Dr. Murilo Tadeu Werneck Fagá, IEE/USP

Prof. Dr. Sérgio Henrique Ferreira de Oliveira, UFMA

Para Cyro Lisita.

Para os homens e às mulheres que trabalham para que a implantação da produção de energia solar fotovoltaica se torne uma realidade no Brasil.

Agradecimentos

Gostaria de registrar meus agradecimentos a todas as pessoas que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste estudo:

- Ao professor Dr. Roberto Zilles, pela orientação sempre disponível, segura, competente e amiga.
- Aos professores do Instituto de Eletrotécnica e Energia (IEE-USP), pelos momentos de aprendizagem e crescimento profissional.
- À Alaan Brito, Federico Moranti, Ivo Salazar, Luis Oliveira, Miguel Salcedo e, em especial, Wilson Macedo, colegas de Mestrado e Doutorado do Instituto de Eletrotécnica e Energia (IEE-USP), por compartilharem interesses e estudos sobre Energia Solar.
- A Universidade Católica de Goiás e aos professores do Departamento de Arquitetura, pela licença concedida.
- Aos meus pais Orlando Lisita e Francisca Lisita, pela presença constante e pelo apoio incondicional.
- Às minhas irmãs e aos meus sobrinhos, Alessandra, Carmem, Thomas, Ciro Filho, Giordano e Horácio.
- Aos meus amigos, em particular Gerson Antônio, Ciro Arantes, Francisco, Horácio, Benaias, Cláudia, Rosane, Romualdo, Selma, Kátia, Anselmo, Maristela, Dalva, Sandra, Nilo, Ana Lúcia, Lana, Libâneo e Madalena, pela amizade.
- À Verbena Lisita, pela felicidade construída no dia a dia.

SUMÁRIO

| | |
|--|----|
| Lista de Figuras | 3 |
| Lista de Tabelas..... | 6 |
| Resumo..... | 7 |
| Abstract | 8 |
| | |
| INTRODUÇÃO | 9 |
| | |
| Capítulo 1 - SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE..... | 13 |
| 1.1 Grandes centrais..... | 13 |
| 1.2 Produção distribuída | 18 |
| | |
| Capítulo 2 - GUIA DE INSTALAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE | 25 |
| 2.1 Estrutura de suporte | 25 |
| 2.2 Cabeamento | 26 |
| 2.3 Proteção | 27 |
| 2.4 Tipos de conexão dos módulos..... | 29 |
| 2.5 Inversor | 30 |
| 2.6 Ponto de interconexão..... | 32 |
| | |
| Capítulo 3 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE 3 kWp INSTALADO NO ESTACIONAMENTO DO IEE-USP | 35 |
| 3.1 Introdução | 35 |
| 3.2 Escolha do local | 35 |
| 3.3 Estrutura de suporte | 37 |
| 3.4 Escolha dos módulos | 38 |
| 3.5 Escolha dos inversores..... | 39 |
| 3.6 Tipo de ligação..... | 40 |
| 3.7 Escolha dos condutores..... | 43 |

| | | |
|---|---|----|
| 3.7.1 | Trecho em corrente contínua (cc) | 43 |
| 3.7.2 | Trecho em corrente alternada (ca) | 44 |
| 3.8 | Proteção | 44 |
| 3.8.1 | Trecho em corrente contínua (cc) | 44 |
| 3.8.2 | Trecho em corrente alternada (ca) | 45 |
| 3.9 | Aterramento | 45 |
| 3.10 | Medidores | 46 |
| 3.11 | Visão global do sistema | 48 |
| | | |
| Capítulo 4 - ANÁLISE ECONÔMICA: ESTUDO DE CASO (3 kWp | | |
| CONECTADO À REDE DO LSF)..... | | 49 |
| 4.1 | Introdução | 49 |
| 4.2 | Cálculo dos módulos..... | 50 |
| 4.3 | Cálculo da estimativa de energia a ser produzida pelos módulos..... | 51 |
| 4.4 | Cálculo da energia economizada | 55 |
| 4.5 | Gastos de instalação | 57 |
| 4.6 | Análise econômica | 58 |
| 4.7 | Comparação com a Espanha | 65 |
| 4.8 | Comparação com a Alemanha | 66 |
| 4.9 | Resultados | 67 |
| | | |
| CONCLUSÃO | | 74 |
| | | |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | | 78 |
| | | |
| TRABALHOS PUBLICADOS DURANTE A ELABORAÇÃO DESTA | | |
| MONOGRAFIA..... | | 81 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 - Foto da central fotovoltaica do Centro de Feiras e Comércio de Munique (Alemanha). Fonte: Cunow (2001)..... | 16 |
| Figura 2 - Esquema de uma casa com instalação fotovoltaica conectada à rede elétrica de baixa tensão: com painéis, medição e equipamentos de consumo. (Fonte: Ecopower - Itália)..... | 19 |
| Figura 3 - Curva de carga de uma residência (em vermelho), contrastada com a curva de produção de um sistema fotovoltaico com 700 Wp instalados (em verde). Fonte: Oliveira (2002) | 22 |
| Figura 4 - Curva de carga de prédio comercial com o consumo de energia (azul traço fino), Energia fotogerada (em vermelho) e Energia comprada da concessionária (azul traço grosso). Fonte: Oliveira (2002) | 23 |
| Figura 5 - Instalação de inversores com a alimentação separada por pólo positivo e negativo em eletrodutos. Foto Lisita Jr. (2004)..... | 27 |
| Figura 6 - Sistema de proteção com chave fusível para cc e conectores. Foto Lisita Jr. (2004)..... | 28 |
| Figura 7 - Esquema com Interconexão entre a medição e o consumo – adaptado. Fonte: Zilles (2002) | 32 |
| Figura 8 - Esquema com Interconexão antes da medição – adaptado. Fonte: Zilles (2002)..... | 33 |
| Figura 9 - Quadro de distribuição com a interconexão do sistema fotovoltaico. Foto Lisita Jr (2004)..... | 34 |
| Figura 10 - Fachada frontal do novo prédio do IME/USP. Foto: L. G. Oliveira (2004) | 36 |

| | |
|---|----|
| Figura 11 - Esquema de sustentação | 37 |
| Figura 12 - Estrutura de suporte. Foto Lisita Jr. (2004)..... | 38 |
| Figura 13 - Diagrama esquemático do sistema | 40 |
| Figura 14 - Inversores instalados na estrutura de suporte dos módulos, ao tempo. Foto Lisita Jr. (2004)..... | 41 |
| Figura 15 - Configuração das conexões..... | 42 |
| Figura 16 - Detalhe da ligação elétrica entre os módulos. Foto Lisita Jr (2004)..... | 43 |
| Figura 17 - Detalhe da proteção em cc e ca. Foto: Lisita Jr (2004)..... | 44 |
| Figura 18 - Detalhe da medição. Foto Lisita Jr (2004)..... | 46 |
| Figura 19 - Esquema da ligação dos inversores monofásicos ao medidor trifásico..... | 47 |
| Figura 20 - Esquema de ligação dos medidores com a carga | 47 |
| Figura 21 - Sistema completo. Foto Zilles (2005) | 48 |
| Figura 22 - Irradiação solar diária média na cidade de São Paulo..... | 53 |
| Figura 23 - Produção mensal de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico de 2,5 kWp | 68 |
| Figura 24 - Produção diária de energia elétrica do sistema de 2,5 kWp, mês maio..... | 69 |
| Figura 25 - Produção diária de energia elétrica do sistema de 2,5 kWp, mês junho..... | 69 |
| Figura 26 - Produção diária de energia elétrica do sistema de 2,5 kWp, mês julho..... | 70 |
| Figura 27 - Produtividade mensal do sistema de 2,5 kWp..... | 71 |

Figura 28 - Fator de capacidade mensal do sistema de 2,5 kWp 72

Figura 29 - Produção mensal de energia elétrica estimada e realmente
produzida pelo sistema fotovoltaico de 2,5 kWp 72

LISTA DE TABELAS

| | | |
|--------------|---|----|
| Tabela I. | Maiores centrais fotovoltaicas da Alemanha..... | 15 |
| Tabela II. | Tipos de inversores e principais características. Fonte: Caamaño (1998)..... | 31 |
| Tabela III. | Dados elétricos e físicos dos módulos APX-50 | 39 |
| Tabela IV. | Dados elétricos e físicos dos inversores SB1100U | 42 |
| Tabela V. | Irradiação em superfície horizontal..... | 52 |
| Tabela VI. | Irradiação em superfície inclinada de 23° em relação ao equador | 52 |
| Tabela VII. | Cálculo mensal da energia produzida por meio de um sistema de 3 kWp com módulos fotovoltaicos, em São Paulo..... | 54 |
| Tabela VIII. | Cálculo do fator de recuperação do capital | 60 |
| Tabela IX. | Análise do custo do ciclo de vida para um SFCR de 3 kWp | 61 |
| Tabela X. | Tarifa da energia fotovoltaica na Alemanha dividida por tipo de instalação e potência. Fonte: “il sole a 360° janeiro de 2004” | 67 |
| Tabela XI. | Produção mensal e produtividade do sistema fotovoltaico de 2,5 kWp | 70 |

RESUMO

O presente trabalho investiga a viabilidade econômica da instalação de um sistema de 3 kWp, conectada à rede elétrica de baixa tensão no Laboratório de Sistemas de Fotovoltaicos do Instituto de Eletrotécnica e Energia - Universidade de São Paulo, LSF-IEE/USP. Considerando que a barreira técnica para a disseminação dessa forma de produção de energia elétrica de maneira descentralizada já foi superada, estudar as barreiras econômicas poderá auxiliar na propagação dessa tecnologia no país.

A questão da busca de fontes alternativas e renováveis de produção de energia elétrica, que não ocasionem graves problemas ambientais, há muito deixou de ser um sonho de idealistas. Já é uma realidade concreta e confiável, sendo visível em muitos países. Hoje em dia, é possível encontrar os aerogeradores espalhados pelos campos e orlas de vários países, além dos telhados fotovoltaicos em várias edificações de diversos centros urbanos dos países mais ricos do mundo gerando eletricidade limpa.

No Brasil, a tecnologia fotovoltaica ainda não conseguiu superar sua principal barreira, a econômica, pois a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos continua possuindo um custo muito superior à gerada pelas hidrelétricas, principal fonte da matriz elétrica nacional. Esse custo elevado também está presente em outros países como a Espanha e a Alemanha, com matrizes energéticas diversas da brasileira, sendo que isso não se constituiu em fator impeditivo para que nesses países se desenvolvesse um forte mercado fotovoltaico. Isso se deve à adoção de programas de incentivos que os governos locais deram para o crescimento da indústria e depois para os consumidores.

Comparando os dados coletados neste estudo com a realidade dos países citados, este trabalho mostra que a produção de eletricidade fotovoltaica, mesmo considerando suas vantagens e seus benefícios, só se tornará viável e encontrará um ambiente favorável para sua expansão no país se forem concedidos incentivos para que a indústria fotovoltaica se desenvolva e se houver o pagamento de subsídios para que o consumidor tenha interesse em investir nesse tipo de produção de energia elétrica. O valor do subsídio calculado, visando apenas recompor o investimento inicial, é de R\$ 1,74 (um real e setenta e quatro centavos) para cada unidade de energia produzida.

ABSTRACT

This research project investigates the economic viability of installing a 3-kWp system, connected to the low voltage electrical network at the University of São Paulo's Electrotechnical and Energy Institute's Photovoltaic System Laboratory (Laboratório de Sistemas de Fotovoltaicos do Instituto de Eletrotécnica e Energia - Universidade de São Paulo, LSF-IEE/USP). Since the technical barrier to disseminate this type of electric energy production in a decentralized manner has been overcome, studying the economic hurdles may help propagate this technology in the country.

The search for alternative, renewable sources of electric energy production that do not cause severe environmental problems has long gone beyond being an idealistic dream. This is already a concrete and reliable reality in several of the world's rich countries, where one can now find aerogenerators covering fields and coastal areas, and photovoltaic roofs installed in several buildings in many urban centers, generating clean electricity.

In Brazil, photovoltaic technology has not overcome its main hurdle yet: the price tag. The power generated by the photovoltaic modules is still much more expensive than the one that is generated by the hydroelectric plants, the main source for the national power grid. This cost is also high in other countries, such as Spain and Germany, where the power matrices differ from the Brazilian one; but this was no impediment for a strong photovoltaic market to be developed there, where local governments adopted incentive programs to grow the industry and to encourage consumers.

Comparing the data collected in this study to the reality in the above-mentioned countries, this research project shows that the production of photovoltaic electricity, even taking its advantages and benefits into account, will only be viable and find an environment that will favor its expansion in the country if incentives are granted to develop the photovoltaic industry and if subsidies are paid for the consumer to be interested in investing in this type of energy. The value of the subsidy, aiming only at recomposing the initial investment, has been calculated at R\$1.74 (one Real and seventy-four cents) for each energy unit produced.

INTRODUÇÃO

A atual crise do petróleo com os preços subindo a cada dia, chegando a ultrapassar a barreira dos U\$ 70,00 (setenta dólares); a crise do gás natural na Bolívia (principal fornecedora desse produto ao Brasil)¹; a escassez de recursos para a construção de grandes obras civis (barragens); e os problemas ambientais causados pelo alagamento de grandes áreas são fatos que motivam utilizar novas tecnologias para a produção elétrica, de forma a reduzir a dependência externa (petróleo e gás natural) e preservar o meio ambiente (usinas hidrelétricas), utilizando fontes renováveis de energia.

A produção de energia elétrica utilizando a energia solar através dos módulos fotovoltaicos, e a sua conexão com a rede elétrica de distribuição, é uma realidade em diversos países e vem crescendo e se consolidando como uma forma limpa de se produzir eletricidade.

Um exemplo disso, segundo a revista *Era Solar* (nº 126, 2005), é a União Européia, que terminou o ano de 2004 com uma potência instalada, contando apenas sistemas conectados à rede elétrica, de aproximadamente 920,0 MW. Desse total, 43,76% (402,66 MW) foi instalado naquele ano. Ainda segundo essa publicação,

¹ Em agosto de 2005, o preço do barril de petróleo ultrapassou a barreira dos U\$ 70,00 devido ao nível baixo dos estoques americanos, próximo ao inverno no hemisfério norte, e a passagem do furacão Katrina pelo Golfo do México, que fez com que as companhias petrolíferas fechassem suas explorações na região. A crise do gás natural na Bolívia está relacionada à nova lei de hidrocarbonetos naquele país que aumentou a taxaçoão sobre as empresas estrangeiras.

outro dado que demonstra o crescimento dessa indústria no mundo é a expansão da produção de células fotovoltaicas que finalizou o ano de 2004 com uma fabricação de 1.194,0 MWp, representando um acréscimo de 60,5 % em relação ao ano de 2003.

Entretanto no Brasil, a produção fotovoltaica conectada à rede elétrica (de alta ou de baixa tensão) permanece restrita, não tendo ainda conseguido extrapolar os muros dos laboratórios e dos centros de pesquisas. Isso se deve a existências de barreiras de diversas ordens: econômica, financeira, políticas (falta de regulamentação) e cultural (no país, quase a totalidade da produção elétrica é centralizada e por meio de grandes barragens). A barreira técnica (montagem do sistema, operação e a conexão com a rede elétrica de distribuição) pode ser considerada vencida, pois como será demonstrado, tais questões não apresentam complicações na sua execução.

Uma das vantagens da produção de energia elétrica por meio de módulos fotovoltaicos é a possibilidade de se construir desde grandes usinas geradoras – em se tratando de produção fotovoltaica –, próximas aos centros urbanos, como por exemplo, a de Mühlhause (Baviera-Alemanha) de 6,3 MWp, até pequenas instalações, conhecidas como produção distribuída, situadas nas coberturas dos edifícios urbanos. Estas, principalmente, dispensam as longas e caras Linhas de Transmissão (LT) que, além disso, ainda provocam impactos ambientais.

Assim como estas, outras vantagens serão discutidas neste trabalho, ressaltando as principais barreiras que persistem e bloqueiam o desenvolvimento do mercado ainda marginal e inexpressivo dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede no país.

Neste trabalho, apresenta-se o detalhamento de um sistema fotovoltaico, com potência de 3,0 kWp, que foi instalado no Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE-USP) como cobertura de parte de um estacionamento. São apresentados os custos totais de instalação, a estimativa de produção de eletricidade, os cálculos de avaliação da viabilidade financeira e o valor do subsídio necessário para cobrir os gastos de instalação. O subsídio deverá ser

pago ao investidor sobre a produção de eletricidade fotogerada ao longo da vida útil do sistema. Adicionalmente, são apresentados os resultados da produção mensal de energia obtidos entre os meses de janeiro a julho de 2005.

O presente trabalho está dividido em quatro capítulos e uma conclusão, que abordam os seguintes assuntos:

- Capítulo 1 – apresenta a situação atual da produção de eletricidade com sistemas fotovoltaicos conectados à rede, separada em grandes centrais e produção distribuída, com ênfase nesta, que são os sistemas conectados à rede elétrica de baixa tensão montados em edificações urbanas.
- Capítulo 2 – traz um guia de instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão, no qual são apresentadas informações sobre estrutura de suporte, sobre a escolha do tipo de cabeamento no circuito de corrente contínua e na parte de corrente alternada e também sobre os sistemas de proteção que devem ser utilizados para garantir a segurança do usuário e das instalações; é abordada ainda a questão do inversor que transforma a corrente contínua (cc), entregue pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada (ca) para ser injetada na rede elétrica de distribuição; e por último indicam-se as possíveis formas de interconexão, apresentando as vantagens e desvantagens.
- Capítulo 3 – faz a descrição do novo sistema de 3,0 kWp, que foi instalado em forma de cobertura de parte do estacionamento e alimentou o Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do IEE-USP, com a definição do local; detalhamento da estrutura de suporte com a apresentação do material empregado; apresentação dos módulos fotovoltaicos e dos inversores cc/ca que foram utilizados nessa instalação; os tipos de ligação série e paralelo empregados nesse novo sistema; e finalmente é apresentada a interconexão e o sistema de medição que é feita tanto da energia fotogerada como da energia consumida.
- Capítulo 4 – apresenta a análise econômica do sistema fotovoltaico descrito no capítulo anterior com base na estimativa de produção elétrica

do sistema; demonstra a forma de calcular o número de módulos, a partir da qual faz a estimativa da energia que pode ser produzida por estes, considerando a irradiação solar no local e calculando assim a produtividade e o fator de capacidade do sistema; prosseguindo, apresenta-se o cálculo da energia economizada, ou seja, a energia que deixará de ser comprada da concessionária. Com a demonstração dos custos da instalação do sistema fotovoltaico de 3,0 kWp, é analisada a viabilidade econômica e o valor do subsídio que deve ser pago para que a energia elétrica produzida, ao longo de sua vida útil, cubra o investimento feito na instalação do sistema. Neste capítulo, ainda é feita uma comparação do valor do subsídio calculado com o que é pago na Espanha e Alemanha, países que empregam esse instrumento. Por fim, são apresentados os resultados da operação do sistema de janeiro a julho de 2005 e comparados com a estimativa inicial.

- Conclusão – discute os resultados do sistema fotovoltaico implantado e apresenta algumas sugestões para futuros trabalhos.

Capítulo 1

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser de grande porte (as centrais fotovoltaicas) ou de pequeno porte (descentralizada e instalada em edificações urbanas).

1.1 Grandes centrais

Essa foi a forma inicial de fazer os sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Seguiu a tradição da produção elétrica convencional, ou seja, grandes centrais gerando grandes quantidades de energia. Nesses sistemas, a energia é entregue em alta tensão e transmitida até os centros consumidores da mesma forma que nos sistemas convencionais. Entre estas, podemos citar: Carrisa com 5,2 MWp (Califórnia – EUA – 1985); Rancho Seco com 2,0 MWp (Califórnia – EUA – 1984/86); Saijo com 1,2 MWp (Japão – 1985); Hespéria com 1,1 MWp (Califórnia – EUA – 1982)².

A construção dessas centrais seguiu o padrão das usinas hidrelétricas, ou seja, quanto maior a capacidade de produção da usina menor é o preço da energia produzida. Acreditava-se que isso também ocorreria nas centrais fotovoltaicas. Após

² Disponível no site www.pvportal.com.

os estudos dos dados obtidos nessas experiências, isso se provou equivocado, pois essas grandes construções não fizeram o preço da energia fotovoltaica produzida diminuir. Isso porque o rendimento dos módulos não está relacionado com o tamanho da instalação e sim com o desenvolvimento tecnológico da produção das células e com a economia de escala dessa fabricação. A quantidade de energia elétrica produzida depende da quantidade de módulos instalados e o preço destes não varia de forma significativa para uma grande instalação, não afetando o valor da energia produzida.

Além disso, nesse tipo de produção de energia, não são aproveitadas algumas das características importantes dos módulos fotovoltaicos, tais como:

- Possibilidade de instalar junto à carga, evitando assim perdas com a transmissão e distribuição de energia;
- Possibilidade de utilização de telhados e a integração à edificação, fazendo com que a produção de energia elétrica ocupe espaços já utilizados;
- Modularidade.

Apesar de não ter conseguido diminuir o preço da energia elétrica fotovoltaica nessas experiências iniciais, o apelo por uma produção limpa, sem poluição do ar com a queima de combustíveis fósseis e sem resíduos radioativos das centrais nucleares, fez com que as grandes centrais fotovoltaicas voltassem a ser implementadas. Isso ocorre principalmente na Alemanha que promete acabar com suas usinas nucleares até 2010 e quer ampliar seu parque de produção de energia elétrica com fontes renováveis de energia.

Como consequência do incentivo do governo às fontes renováveis de energia, a Alemanha, que já era a maior produtora de energia eólica, se tornou, em 2004, o país com maior número de instalações fotovoltaicas em um ano³. Além disso, as maiores centrais fotovoltaicas do mundo estão sendo construídas nesse país, conforme se pode perceber pela tabela I.

³ Dados do sitio www.energias-renovables.com, consultado em 11/08/2005.

Ademais, a entrada de grandes companhias petrolíferas no ramo da energia fotovoltaica tem ajudado a impulsionar o mercado de grandes centrais. Exemplo disso é a multinacional inglesa British Petroleum (BP), que vem investindo na construção de grandes centrais fotovoltaicas, tais como: a Central de Toledo com 1,0 MWp (Espanha – 1994) e mais recentemente a de Twenty-nine Palms, com 1,3 MWp (Califórnia – Estados Unidos – 2003).

Tabela I. Maiores centrais fotovoltaicas da Alemanha.

| LOCAL | POTÊNCIA | INÍCIO DA OPERAÇÃO |
|-------------------------------------|-----------------|---------------------------|
| Mühlhause (Baviera) | 6,3 MWp | Dezembro 2004 |
| Bürstadt | 5,0 MWp | Fevereiro 2005 |
| Espenhain | 5,0 MWp | Agosto 2004 |
| Hemau (Hamburgo) | 4,0 MWp | 2003 |
| Neustad | 2,0 MWp | 2002 |
| Munique | 2,1 MWp | 2002 |
| Sonnen (Hamburgo) | 1,75 MWp | 2002 |
| Oberötzdorf-Untergriesbach (Passau) | 1,7 MWp | 2003 |

Fonte: PV Resources.⁴

Outra empresa do setor petrolífero que investe em sistemas fotovoltaicos é a anglo-holandesa Shell que recentemente comprou a divisão de energia solar da Siemens e criou a Shell Solar. Essa nova divisão construiu as seguintes centrais: Vijfhuizen com 2,3 MWp (Holanda – 2002), Rotterdam com 500 kWp (Holanda – 2004), além da de Munique citada na tabela I.

O interesse das companhias petrolíferas advém da necessidade de se buscar alternativas energéticas aos combustíveis fósseis (principalmente ao petróleo), cujas reservas estão se esgotando.

Outros exemplos de grandes centrais fotovoltaicas são: Serre com 3,3 MWp (Salerno – Itália – 1994) e as recentemente montadas Tudela com 1,18 MWp (Navarra – Espanha – 2002); Rancho Seco com 3,9 MWp (Califórnia – EUA – 2000); Tucson com 3,78 MWp (Arizona – EUA – 2003).

⁴ Disponível no sitio www.pvresources.com/top5pvsystems, consultado em 23/11/2004

A seguir, serão apresentados alguns dados de algumas dessas centrais.

A central de Munique, Figura 1, é o maior exemplo de instalações fotovoltaicas em telhados em todo o mundo. Localiza-se sobre o Centro de Feiras e Comércio de Munique. Segundo Cunow (2001), essa central conta com 7.812 módulos de silício (Si) monocristalino de 130 Wp.



Figura 1. Foto da central fotovoltaica do Centro de Feiras e Comércio de Munique (Alemanha).

Fonte: Cunow, 2001.

Toda energia produzida é consumida pelo Centro, assim o sistema é livre de perdas de transmissão e distribuição. Cabe ressaltar que em 2002 a Shell Solar ampliou essa central com mais 1.058 kWp, passando assim para aproximadamente 2,1 MWp.

A central de Serre, na Itália, foi durante muitos anos a maior do mundo, já que a central de Carrisa (EUA) foi desmontada antes que essa estivesse totalmente instalada. Serre possui dez campos de 330 kWp: nove fixos com módulos de Si policristalino e um com seguimento solar com módulos de Si monocristalino. Os quase 60.000 módulos ocupam uma área de 26.500m².

A central de Toledo⁵, na Espanha, tem uma potência instalada de 1,1 MWp, distribuída em 7.936 módulos de células de Si monocristalino e policristalino, divididos em três subsistemas: dois com potência de 450 kWp e um de 100 kWp, sendo que este se encontra instalado em uma estrutura com seguimento solar eixo norte-sul. Essa central ocupa uma área de 30.000 m².

A mais recente e maior central fotovoltaica da Espanha é a de Tudela, na região de Navarra. Com potência instalada de 1,18 MWp, ela possui 10.080 módulos ocupando uma área de 60.000 m². Seus arranjos possuem sistema de seguimento solar eixo leste-oeste para otimizar a captação de luz solar⁶.

A maior central fotovoltaica do mundo está localizada em Mühlhausen na Baviera, Alemanha⁷, e possui uma potência total instalada de 6,3 MWp. Essa central faz parte do Parque Solar da Bavária, o maior do mundo, que conta ainda com outras duas centrais com potência nominal de 1,9 MWp cada, situadas em Günching y Minihof, totalizando 10,1 MWp. Possui sistema de seguimento solar e os 57.600 módulos fotovoltaicos ocupam uma área de aproximadamente 250.000 m².

Com relação ao seguimento solar, presente em todas as novas grandes centrais fotovoltaicas, Lorenzo (2004) afirma que o uso de seguimento solar melhora o rendimento energético e econômico dos sistemas onde estão instalados, como média estima um ganho de cerca de 35%. Ele cita ainda quatro tipos de seguimento solar:

- em dois eixos – a superfície se mantém sempre perpendicular ao Sol;
- em um eixo polar – a superfície gira sobre um eixo orientado ao norte e inclinado em um ângulo igual à latitude;
- em um eixo azimutal – a superfície gira sobre um eixo vertical e o ângulo de inclinação da superfície é constante e igual ao da latitude;
- em um eixo horizontal – a superfície gira sobre um eixo horizontal e orientado em direção norte-sul.

⁵ Dados do sitio www.toledopv.com, consultado em 06/03/2004.

⁶ Dados do sitio www.ehn.es, consultado em 06/03/2004.

⁷ Dados do sitio www.energias-renovables.com, consultado em 10/07/2005.

1.2 Produção distribuída

Como a proposta deste trabalho está relacionada à produção de energia conectada à rede elétrica de baixa tensão, será apresentada uma análise mais detalhada desse tipo de produção aplicada a pequenas instalações.

A chamada produção distribuída é constituída pelos módulos fotovoltaicos montados diretamente nas edificações ou em outros locais, tais como coberturas de estacionamentos, áreas livres etc. Essas edificações serão alimentadas pela energia elétrica produzida por esses módulos, através de um inversor cc/ca, concomitantemente com a rede elétrica de distribuição em baixa tensão na qual estão interligadas. Esse sistema de produção de energia elétrica geralmente está presente em residências e em pequenos comércios.

A produção distribuída é a forma de instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede que mais tem se desenvolvido no mundo ultimamente e vem contando com auxílio governamental em vários países como, por exemplo, o *Ato que concede prioridade a fontes de energia renováveis* na Alemanha⁸ e o *Real Decreto na Espanha*⁹. A viabilidade dessas instalações pode ser comprovada, de acordo com o Guia Solar – Greenpeace Espanha (2003), pelo êxito do programa alemão que teve início em 1999 e terminou em junho de 2002, antes do previsto, com um total de 300 MW instalados.

Na Figura 2, encontram-se todos os elementos que são utilizados em uma instalação solar fotovoltaica conectada à rede. Verificam-se os módulos onde ocorre a transformação de luz em energia elétrica, o inversor, a rede elétrica de distribuição, os medidores de energia e alguns exemplos de equipamentos de uso final de energia elétrica.

⁸ Conhecido como projeto dos 100.000 telhados solares - Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources; Renewable Energy Act, Germany, 2000

⁹ Real Decreto 2818/1998 y su posterior modificación del 2 de agosto de 2002 en el artículo 12 del Real Decreto 841/2002 que actualiza la normativa existente al respecto y regula las relaciones entre el productor de energía renovable y las compañías eléctricas.

As principais vantagens desses sistemas são:

- A energia é produzida junto à carga, diminuindo assim as perdas nas redes de transmissão e distribuição;
- A produção de energia elétrica ocupa um espaço já utilizado, uma vez que esta é integrada à edificação;
- Existe a coincidência no consumo, principalmente em se tratando de prédios comerciais onde a maior utilização acontece no horário de maior produção de energia pelos módulos;



Figura 2. Esquema de uma casa com instalação fotovoltaica conectada à rede elétrica de baixa tensão: com painéis, medição e equipamentos de consumo.

Fonte: Ecopower - Itália¹⁰

- O sistema possui modularidade, ou seja, pode ser ampliado conforme haja aumento da carga da edificação, se houver espaço para isso;
- A montagem do sistema pode substituir materiais de revestimento e de cobertura;

¹⁰ Disponível em: www.adriaticateam.com/ecopower/fotovoltaico/07_tetti.htm.

- É uma fonte de produção de energia elétrica inesgotável, que está disponível praticamente em todos os locais, e produz energia limpa, silenciosa e renovável, sem emitir gases causadores do efeito estufa.

Nos sistemas interligados à rede elétrica de distribuição, os geradores (módulos fotovoltaicos) podem ser dimensionados para atender parte ou toda demanda da edificação. Essa produção de energia elétrica ocorre em cc e a utilização de eletricidade é feita em ca. Assim, é necessário um inversor que irá transformar cc em ca.

Uma das dificuldades de implementação desses sistemas é a oposição das concessionárias de energia, pois estas temem a perda de faturamento. Essa dificuldade é encontrada em várias partes do mundo. Um exemplo é Hong Kong, onde o monopólio da rede de distribuição local cria obstáculos à entrada de produção distribuída, afirma Yang (2003, p. 56):

Para sistemas conectados, um dos obstáculos para seu uso em Hong Kong é o controle de monopólio da rede de distribuição local através de duas companhias de energia.

O guia Solar do Greenpeace da Espanha (2003, p. 41) também denuncia essa situação:

Infelizmente a atitude das companhias elétricas não são muito receptivas. Na maioria dos casos o serviço de atendimento ao público não reconhece nem a existência dos sistemas distribuídos de produção de eletricidade (particularmente fotovoltaicos) conectados à rede.

Lorenzo (2003) fala da resistência das poucas companhias de distribuição espanholas em aceitar a entrada dos sistemas fotovoltaicos, pois estes tendem a reduzir o faturamento dessas empresas.

Porém, um dos fatores que mais influencia na dificuldade de uma maior popularização desse tipo de produção de eletricidade é o alto preço dos módulos fotovoltaicos. Por isso, é necessário que se institua algum tipo de subsídio que incentive o desenvolvimento dessa tecnologia e favoreça a redução de preços por meio do aumento do volume das vendas.

Esses subsídios devem ser voltados para incentivar a criação de empresas nacionais com geração de empregos no país. A Alemanha, por meio de um outro programa intitulado *1.000 telhados fotovoltaicos*, que determinava que “os módulos fotovoltaicos serão preferencialmente de fabricação alemã”, foi o primeiro país em adotar essa estratégia.

Os subsídios concedidos pelo governo da Alemanha contemplavam 50% dos gastos com os módulos, os suportes e a fixação destes ao telhado, os dispositivos de proteção, os cabos dos circuitos de corrente contínua e de corrente alternada, o inversor e a instalação do sistema. Os estados também poderiam dar uma subvenção de até 20%. O que totalizaria 70% do valor da instalação. Além disso, segundo Oliveira (2002), o valor pago pela energia produzida pelos módulos fotovoltaicos (0,5051 €/kWh para instalações feitas até dezembro de 2001) era o maior valor entre todas as fontes renováveis de energia.

Nas instalações residenciais conectadas à rede, pode-se utilizar tanto a energia fotogerada como a convencional. Nesse tipo de conexão, não há a necessidade de acumuladores de energia (baterias), pois quando se tem um consumo elétrico maior que a eletricidade produzida pelos módulos fotovoltaicos (isto ocorre normalmente ao amanhecer, durante a noite e nos dias sem ou com baixa radiação solar), a rede irá fornecer a energia necessária para o perfeito funcionamento da edificação. Ao contrário, quando se tem um consumo elétrico baixo ou quando os módulos produzem eletricidade acima do que está sendo consumido pela edificação, o excesso de energia elétrica é injetado na rede de distribuição da concessionária. A legalização desses sistemas no nosso país ainda depende de regulamentação.

A demonstração do descrito acima se encontra na Figura 3, sendo que no período das 18h às 5h (noite e amanhecer), em que não se tem radiação solar, o consumidor irá utilizar a energia da concessionária. No outro período, a residência irá consumir a energia fotovoltaica que necessita e o restante da energia produzida será vendida à concessionária.

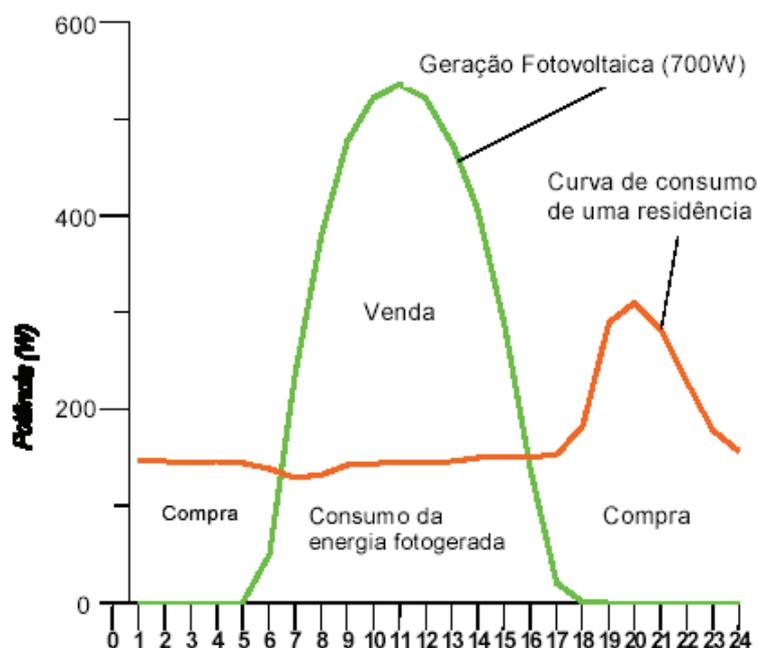


Figura 3. Curva de carga de uma residência (em vermelho), contrastada com a curva de produção de um sistema fotovoltaico com 700 Wp instalados (em verde).

Fonte: Oliveira, 2002.

Isso comprova que, dependendo do tamanho da instalação fotovoltaica, do tipo de conexão à rede e dos hábitos de consumo do morador da residência, ele pode deixar de pagar energia para a concessionária e passará a receber desta.

O balanço da compra e venda de energia pode ser feito mês a mês ou ao final de um período de 12 meses, dependendo de como se estabeleça a regulamentação desse tipo de comércio. No capítulo 3, será analisada a questão do ponto de conexão, com as vantagens para os consumidores e para as concessionárias em cada tipo de conexão. No Brasil, como os registradores de energia consumida adotados são bidirecionais e, frente à ausência de regulamentação, tem-se, nos sistemas fotovoltaicos em operação (todos em instituições de ensino/pesquisa), o que se chama de *netmetering*. Trata-se de um sistema em que o disco do medidor de energia possui dois tipos de rotação:

- rotação horário (o consumidor comprando energia da concessionária);
- anti-horário (o consumidor vendendo energia elétrica na rede de distribuição da concessionária).

Outra forma de medição é com a instalação de dois medidores: um que mede a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos e o outro que registra o consumo da energia recebida da concessionária. Dessa forma, pode-se oferecer incentivo sobre toda a energia fotovoltaica produzida.

Nas instalações comerciais, de qualquer porte, há ainda uma vantagem adicional que é a coincidência de produção e consumo de energia elétrica. Ou seja, no período que mais se consome eletricidade é justamente o período que os módulos fotovoltaicos estão produzindo energia elétrica. Com isso, dependendo do tamanho da instalação, o consumo via concessionária poderá ser reduzido substancialmente. Isso pode ser mais bem visualizado por meio da curva de carga, mostrada na Figura 4, do prédio administrativo do Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP, onde se encontra instalado um sistema que possuía uma potência de 6,3 kWp (atualmente o sistema possui uma potência aproximada de 12 kWp). Nessa figura, pode-se ver que a produção de eletricidade pelos módulos fotovoltaicos supriu aproximadamente 17% (dezessete por cento) do consumo elétrico desse prédio em um dia.

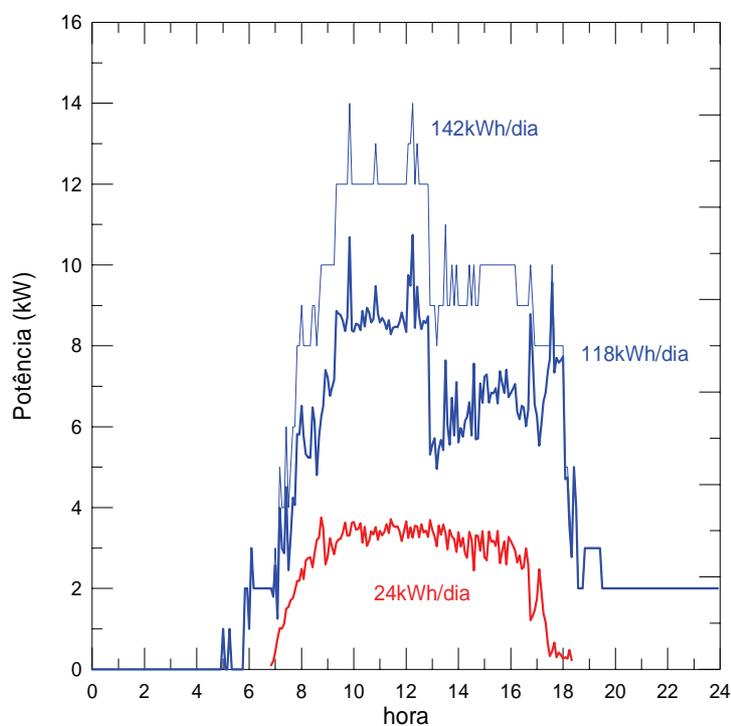


Figura 4. Curva de carga de prédio comercial com o consumo de energia (azul traço fino), energia fotogerada (em vermelho) e energia comprada da concessionária (azul traço grosso).

Fonte: Oliveira, 2002.

O traço fino em azul demonstra o consumo de energia elétrica de um dia típico do local. A linha vermelha demonstra a energia elétrica produzida pelos módulos fotovoltaicos instalados no referido prédio. A linha grossa azul mostra a energia que foi comprada da concessionária, isto é, a diferença entre o que seria consumido em um dia típico e o que foi produzido pelos módulos fotovoltaicos.

Nesse exemplo, visualiza-se a complementaridade entre a produção fotovoltaica e o consumo elétrico da edificação. Se a potência instalada dos módulos for aumentada, ocorrerá à diminuição da dependência da concessionária.

Capítulo 2

ORIENTAÇÕES BÁSICAS PARA A INSTALAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Ao se definir pela instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, deve-se escolher um local que possua incidência de radiação solar na maior parte do dia e que não tenha sombras provenientes de árvores, de tubulações de ventilação e de estruturas existentes.

Deve ser, preferencialmente, voltado para o norte e os módulos deverão ter uma inclinação igual à da latitude do local. Isso para se obter a maior produtividade possível. Cabe aqui ressaltar que se trata de sistemas conectados à rede, pois se fosse com sistema de acumulação, através de baterias, deveria ser a latitude mais 10° (dez graus) para se ter um aproveitamento melhor nos meses com menor incidência da radiação solar.

2.1 Estrutura de suporte

A estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos deve ser montada de forma a facilitar tanto a instalação como a manutenção. Também deve ser projetada para não ferir a estética e não quebrar a harmonia arquitetônica da edificação onde vai ser montada. Sempre que possível, recomenda-se ser instalada o mais próximo do

ponto de conexão para diminuir o comprimento dos cabos elétricos que conduzirão a energia produzida em corrente contínua até o inversor.

Independente do modelo, essas estruturas necessitam fazer frente a algumas exigências que, segundo Lorenzo e Zilles (1994, p. 115-116), são as seguintes:

- Suportar ventos de até 150 km/h.
- Posicionar os módulos a uma altura de no mínimo 1 (um) metro do solo.
- Ser fabricada com materiais não corrosivos, como o ferro galvanizado e o alumínio.
- Estar aterrada eletricamente, de acordo com as normas vigentes.
- Assegurar que as estruturas dos painéis tenham um bom contato com o aterramento.
- Propiciar a integração estética com a edificação onde vai ser instalado.

2.2 Cabeamento

Quanto aos cabos que farão a condução da corrente contínua, é necessário utilizar os que limitem ao máximo a queda de tensão e, para uma maior segurança das instalações, eles devem:

- ser unipolares;
- possuir duplo isolamento;
- estar separados por pólos (positivo e negativo) e em eletrodutos distintos (Figura 5);
- possuir caixas de passagem e de conexão, com boa vedação e isolamento, e também separada por pólos;
- possuir isolamento que suporte temperaturas elevadas.

Esses requisitos asseguram uma maior confiabilidade ao sistema fotovoltaico, pois diminuem as chances de ocorrer curtos-circuitos entre os potenciais positivo e negativo decorrente de possíveis falhas. Além disso, ao se dimensionar esses cabos,

não se pode esquecer que a temperatura dos módulos fotovoltaicos pode ultrapassar os 50°C e, nessas condições, pela Norma Brasileira (NBR5410), a capacidade de condução de corrente fica limitada a aproximadamente 40% daquela a 30°C.



Figura 5. Instalação de inversores. A alimentação elétrica é em corrente contínua separada por pólo positivo e negativo em eletrodutos diferentes.

Foto: Lisita Jr., 2004.

Quanto aos cabos que farão a condução da corrente alternada, deve-se seguir o que determina essa mesma norma (NBR5410) para instalações elétricas de baixa tensão.

2.3 Proteção

Após a passagem dos cabos em eletrodutos separados por pólos (positivo e negativo), os condutores de corrente contínua (cc) devem chegar a uma proteção

antes de serem conectados ao inversor. Essa proteção serve para seccionar o circuito de alimentação em cc, seja para a manutenção ou para qualquer ajuste no inversor.

O elemento de proteção utilizado nessa posição, normalmente, é o fusível de cc, pois proporciona segurança ao usuário, quando instalado como chave seccionadora, e possui um custo bem mais baixo que os disjuntores de cc (Figura 6).

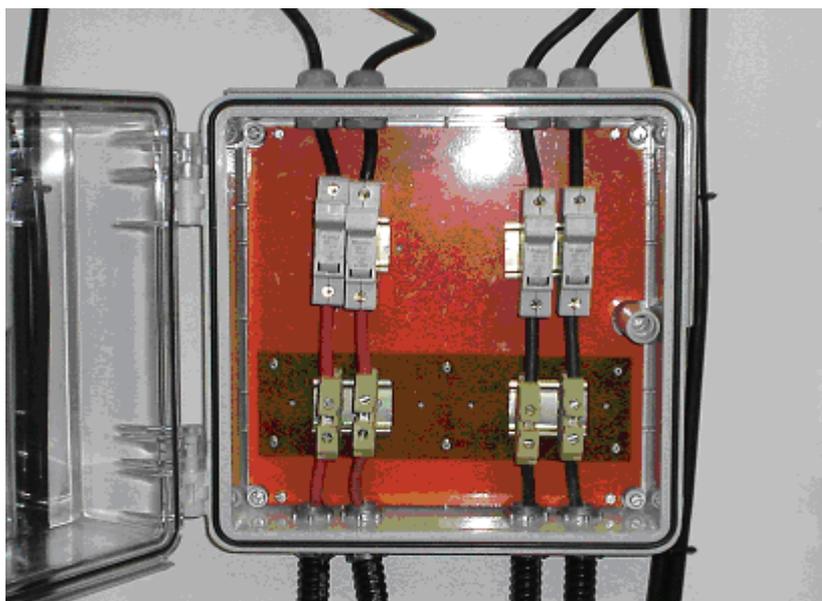


Figura 6. Sistema de proteção com chave fusível para cc e conectores.

Foto: Lisita Jr., 2004.

Um dos principais riscos das instalações elétricas é o de contato com as partes energizadas, que a NBR5410 classifica como:

Contatos diretos – que consistem no contato com partes metálicas normalmente sob tensão (partes vivas);

Contatos indiretos – que consistem no contato com partes metálicas normalmente não energizadas (massas), mas que podem ficar energizadas devido a uma falha de isolamento.

As medidas de proteção descritas na NBR5410, para ambos os casos, podem ser:

Medidas ativas – que consistem na utilização de dispositivos e métodos que proporcionam o seccionamento automático do circuito quando ocorrerem situações de perigo para os usuários;

Medidas passivas – que tratam da utilização de dispositivos e métodos que limitem a corrente elétrica que pode atravessar o corpo humano ou impedir o acesso às partes energizadas.

As proteções necessárias para evitar acidentes na parte da instalação em corrente alternada já estão muito difundidas e definidas na norma supracitada com destaque para a utilização dos dispositivos diferencial-residual (DR), que se tornaram obrigatórios no Brasil apenas em 1997 com a revisão da norma NBR5410 e, mesmo assim, apenas para áreas molhadas e/ou áreas externas (banheiros, cozinhas, áreas de serviço etc.).

2.4 Tipos de conexão dos módulos

Os módulos fotovoltaicos podem ser conectados de duas formas:

- em série;
- em paralelo.

Na ligação em série, a conexão dos módulos é feita ligando-se o pólo positivo de um módulo com o pólo negativo do outro e a saída é feita tomando o positivo do primeiro módulo e o negativo do último módulo do conjunto em série. Nesse tipo de conexão de módulos, a corrente total do conjunto é igual à corrente de um módulo, porém a tensão do conjunto é igual à soma da tensão de cada um dos módulos do conjunto, assim:

$$I_{\text{total}} = I_1 = I_2 = I_n$$

$$V_{\text{total}} = V_1 + V_2 + V_n$$

Na ligação em paralelo, a conexão dos módulos é feita ligando-se o pólo positivo de um módulo com o positivo do outro e a saída é feita tomando o pólo positivo e o negativo do último módulo do conjunto em paralelo. Nesse tipo de conexão de módulos, a corrente total do conjunto é igual à soma das correntes de cada módulo, porém a tensão do conjunto é igual à tensão de cada um dos módulos do conjunto, assim:

$$I_{\text{total}} = I_1 + I_2 + I_n$$

$$V_{\text{total}} = V_1 = V_2 = V_n$$

O número de módulos que podem ser ligados em cada um dos dois tipos irá depender do modelo do módulo e da faixa de tensão de entrada do inversor. Um cuidado que deve ser tomado é para não ultrapassar a máxima tensão de circuito aberto que o inversor possui.

A potência do sistema fotovoltaico é determinada pelos arranjos de módulos conectados em paralelo, ou seja, quanto maior o número de arranjos em paralelo maior será a potência do sistema.

2.5 Inversor

O inversor cc-ca de conexão à rede é responsável por transformar a energia de corrente contínua entregue pelos módulos fotovoltaicos para corrente alternada senoidal. O inversor proporciona a energia em sincronismo de tensão e frequência com a existente na rede de distribuição.

Segundo Caamaño (1998), os inversores podem ser divididos em dois grupos:

- pelo funcionamento;
- pelo dispositivo de interrupção.

Quando se analisa do ponto de vista do funcionamento, os inversores são subdivididos em operação como fontes de tensão ou fontes de corrente; os inversores podem, ainda, ser comutados pela rede (que são aqueles utilizados nas instalações conectadas à rede elétrica de distribuição e que garantem o sincronismo com esta) ou autocomutados, que independem dos parâmetros da rede.

Como os inversores são equipamentos de pequeno porte, não possuem partes móveis e não produzem ruídos, podem ser instalados na parte interna da edificação, sem com isso provocar grandes interferências no ambiente onde será instalado, apenas estética (a esse respeito, consultar a Figura 5 na página 29).

Os inversores podem ainda ser instalados junto aos módulos fotovoltaicos, na estrutura de suporte, por exemplo, desde que protegidos das intempéries ou tenham índice de proteção (IP) adequado. A vantagem de colocá-los nessa posição é diminuir a rede elétrica em corrente contínua dentro do ambiente interno da edificação, diminuindo assim os riscos de acidentes.

A Tabela II mostra as principais características desses inversores.

Tabela II. Tipos de inversores e principais características.

| Fontes de corrente | Fontes de tensão |
|---|--|
| Simplicidade | Tendência a melhorar a qualidade da rede |
| Tolerância a qualidade da rede | Flexibilidade para operação com baterias |
| | Mal funcionamento com rede defeituosa |
| Comutados pela rede | Autocomutados |
| Simplicidade e robustez | Tamanho relativamente pequeno |
| Elevada eficiência | Corrente com pouca distorção |
| Impossibilidade de funcionamento em ilha | Fator de potência elevado (próximo a 1) |
| Harmônicos de corrente elevados | Compromisso eficiência ⇔ qualidade da onda de corrente |
| Exigem compensação reativa | Possibilidade de funcionamento em ilha |
| Não recomendado para redes de baixa qualidade | |

Fonte: Caamaño, 1998.

2.6 Ponto de interconexão

Uma posição ideal de interconexão entre a rede de distribuição da concessionária e a saída do inversor é em um ponto entre o disjuntor geral da edificação, junto à medição, e o quadro geral de distribuição (Figura 7). Em alguns países, esse segundo ponto é antes do diferencial-residual geral. Como no Brasil esse dispositivo não é obrigatório, como já mencionado, deve ser antes da proteção do quadro de distribuição. A vantagem dessa posição é que, quando atua a proteção geral da instalação (disjuntor termomagnético), isola o sistema fotovoltaico da rede de distribuição e a atuação desse disjuntor do quadro geral isola o usuário do sistema fotovoltaico (LORENZO, 2000).

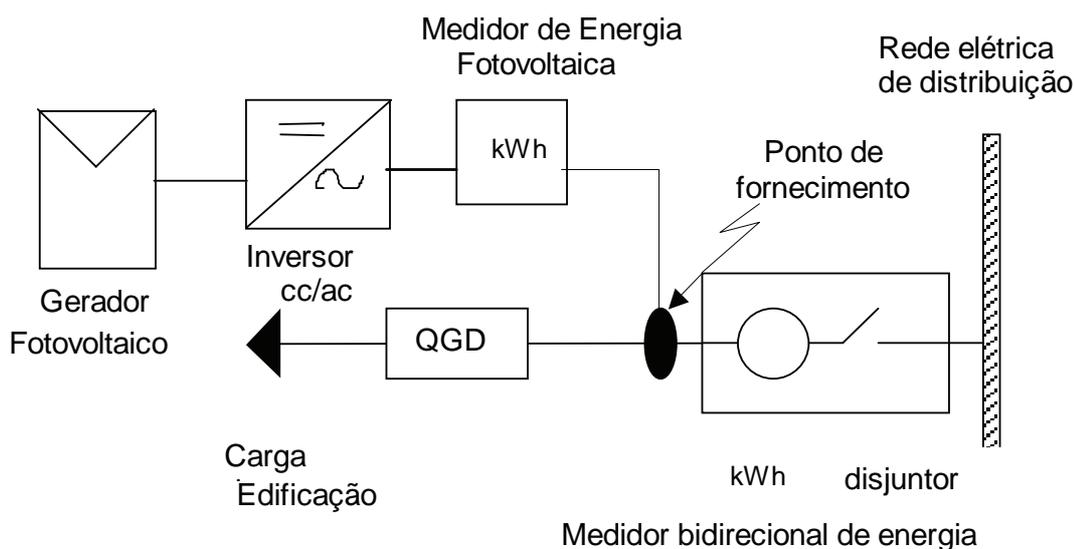


Figura 7. Esquema com Interconexão entre a medição e o consumo – adaptado.

Fonte: Zilles, 2002.

Na interconexão apresentada na Figura 7, observa-se que a energia fotogerada que não for consumida na própria edificação será entregue à rede de distribuição, descontando o consumo acumulado no medidor, pois os medidores de consumo de energia em baixa tensão no Brasil são bidirecionais.

Dependendo de como for regulamentada a comercialização dos fluxos de energia, haverá desvantagem para o consumidor, pois quando consome da rede de

distribuição, a energia é mais barata (hidrelétrica) que o excedente entregue à rede. Para a concessionária, essa configuração também será desvantajosa, pois isso representa uma perda de faturamento, uma vez que parte da energia consumida será dos módulos fotovoltaicos e só uma parte passará pelo medidor e será faturada. Além disso, quando a produção fotovoltaica for superior ao consumo da edificação, o medidor da concessionária irá girar ao contrário, descontando a energia consumida.

Outra posição possível para se fazer a interconexão é antes do disjuntor geral da medição (Figura 8). Nesse caso, será necessário colocar outro disjuntor para isolar o sistema fotovoltaico da rede de distribuição.

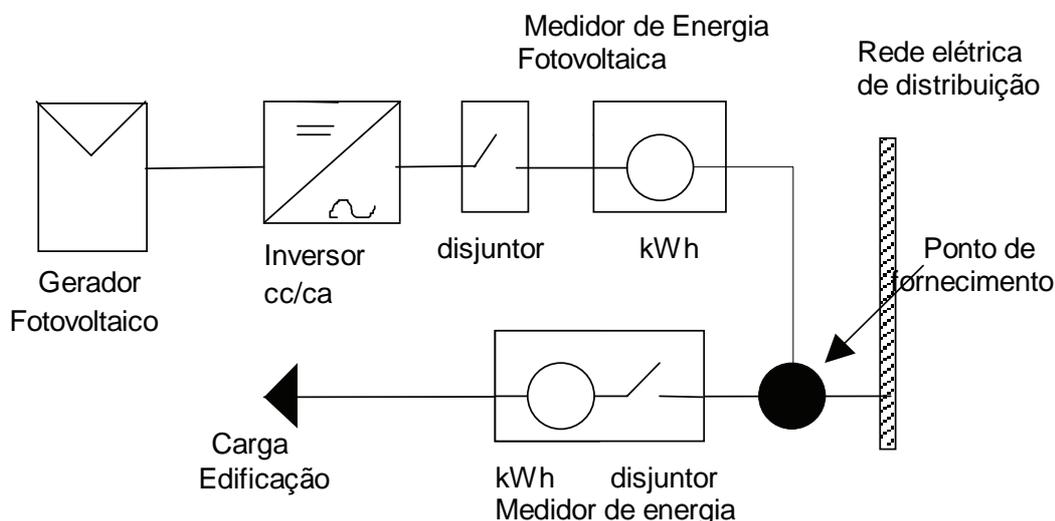


Figura 8. Esquema com Interconexão antes da medição – adaptado.

Fonte: Zilles, 2002.

Com essa configuração e fazendo novamente a análise sob a ótica da tarifação, teremos que a energia fotogerada será toda entregue à rede de distribuição e será desvantajosa para o consumidor, a não ser que haja uma remuneração sobre o total da energia fotogerada produzida (como ocorre hoje na Espanha). Do ponto de vista da concessionária, não há perda, uma vez que toda energia consumida será tarifada.

Um exemplo de como pode ser feita a conexão de um sistema fotovoltaico à rede elétrica de baixa tensão pode ser visto na Figura 9. Nesse sistema, instalado no

prédio administrativo do Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP, há uma potência de 12 kWp de módulos fotovoltaicos alimentando oito inversores cc-ca (Figura 5) e a interconexão com a rede de distribuição acontece no Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT), localizado dentro da edificação e após a medição, conforme apresentado no esquema da Figura 7.



Figura 9. Quadro de distribuição com a interconexão do sistema fotovoltaico.

Foto: Lisita Jr., 2004.

A conexão do sistema fotovoltaico, da Figura 9, ocorre através dos três primeiros fusíveis NH localizados do lado esquerdo do QGBT, que recebem os condutores elétricos, com corrente alternada, provenientes dos inversores.

Capítulo 3

DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE 3 kWp INSTALADO NO ESTACIONAMENTO DO IEE/USP

3.1 Introdução

Neste capítulo, será apresentada a descrição da instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão, realizado pelo LSF (Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos) do IEE – USP que realizou a elaboração do projeto; cotação e compra dos materiais (estrutura de suporte, módulos, cabos elétricos, inversores, disjuntores, fusíveis cc etc.); e montagem e instalação dos módulos fotovoltaicos com as ligações em série e paralelo, dos inversores e a conexão com a rede elétrica de baixa tensão existente. Inicia-se com a escolha do local para a implementação do projeto, prossegue analisando a estrutura de suporte, os módulos, os inversores, a proteção, o sistema de medição e a conexão.

3.2 Escolha do local

Inicialmente, avaliou-se a instalação do sistema com potência nominal de 3 kWp na fachada do novo prédio administrativo/didático do Instituto de Matemática e Estatística da USP (IME-USP), com as seguintes coordenadas: latitude: 23° 30' S e

longitude: 46° 37' W, situado à Rua Professor Luciano Gualberto, dentro do campus na cidade de São Paulo.

Esse prédio possuía as características necessárias para a instalação de um sistema fotovoltaico, como foi descrito no início do capítulo 2, pois a fachada do edifício é voltada, com um pequeno desvio, para o norte geográfico e não possui obstáculos para a incidência da radiação solar. Além disso, como a fachada é voltada para uma rua de grande fluxo de pessoas e automóveis, haveria a vantagem do efeito de divulgação da instalação.

A Figura 10 apresenta o prédio do IME-USP, ainda em construção, que possui térreo e dois pavimentos e na parte superior do segundo pavimento uma platibanda, detalhe arquitetônico para esconder o telhado. A proposta era instalar os módulos com sua estrutura de suporte nessa platibanda. Entretanto, ao vistoriar a edificação, constatou-se que a platibanda era de alvenaria e não de concreto conforme suposição inicial e, por isso, não suportaria o peso dos módulos e sua estrutura de suporte. Sendo assim, essa alternativa foi abandonada.



Figura 10. Fachada frontal do novo prédio do IME/USP.

Foto: L. G. M. Oliveira, 2004.

Outros estudos foram feitos e por fim decidiu-se pela instalação do sistema no estacionamento do LSF do IEE – USP, dentro do campus na cidade de São Paulo.

Para esse sistema, optou-se por uma instalação diferente das demais existente no IEE e da que seria executada no prédio do IME, ou seja, integrada à edificação. Assim, a escolha foi por fazer uma cobertura de parte do estacionamento do IEE, em frente ao LSF. Para tanto, na fase de elaboração do projeto, atentou-se para que o sistema possuísse as características necessárias para a instalação de um sistema fotovoltaico, como foi descrito no início do capítulo 2.

3.3 Estrutura de suporte

O material escolhido para a estrutura de suporte foi o alumínio, pois como a instalação seria exposta diretamente às condições meteorológicas, necessitava de um material que não sofresse danos com a ação da chuva e do Sol. Assim, toda a estrutura é em alumínio, desde os postes de sustentação, tubos de 3", passando pelas barras de suporte transversais, perfis em "U" de 1½" x 2" x 1½" x ¼", até os perfis longitudinais, também em "U" e de dimensões 1¼" x 1¼" x 1/8". Na Figura 11, tem-se o esquema de sustentação.

A estrutura foi projetada com uma área de 40 m², ou seja, comprimento de 10 metros e largura de 4 metros, possibilitando assim cobrir quatro vagas do estacionamento com 2,5 metros de largura cada uma.

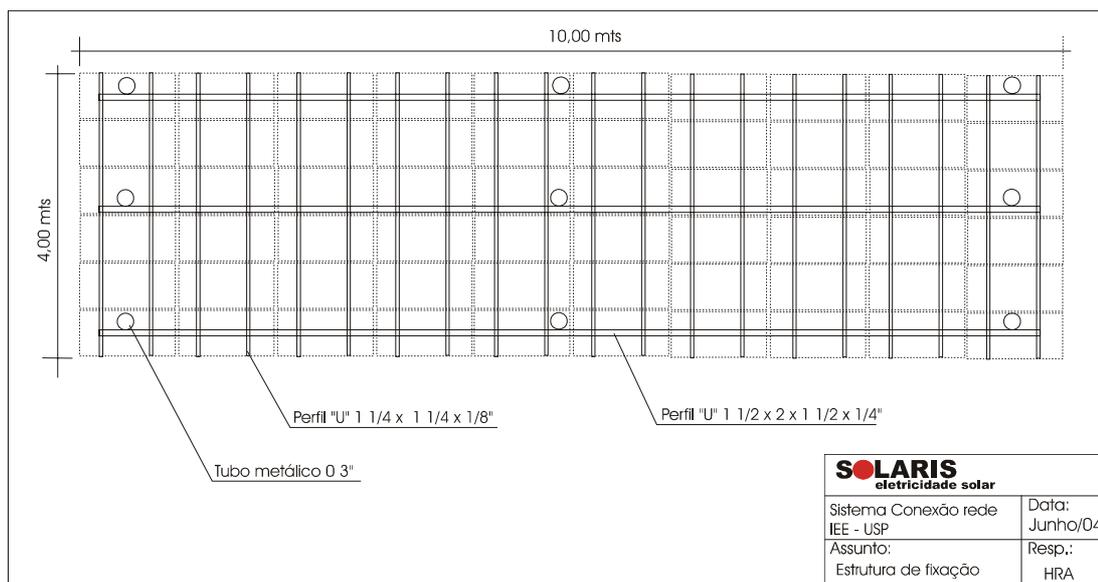


Figura 11. Esquema de sustentação

Os postes de sustentação foram enterrados em aproximadamente 80 centímetros e chumbados com concreto, garantindo assim sua estabilidade. Estes possuem diferentes tamanhos para proporcionar à estrutura uma inclinação de 23°, que corresponde à latitude da cidade de São Paulo.

A estrutura com os 40 m², como pode ser vista na Figura 12, possibilita a instalação dos 60 (sessenta) módulos fotovoltaicos que serão especificados a seguir.

3.4 Escolha dos módulos

Os módulos escolhidos foram os APX-50 do fabricante Astropower, que utilizam silício policristalino¹¹ em suas células e possuem uma potência nominal de 50 Wp cada. A escolha por esse tipo de material foi em virtude de questões econômicas.



Figura 12. Estrutura de suporte.

Foto: Lisita Jr., 2004.

¹¹ A diferença entre as células de silício mono e policristalino está relacionada ao processo de fabricação, no qual a da primeira é mais rigoroso, fazendo que o grau de pureza das células monocristalinas seja maior que as policristalinas, conseqüentemente possuindo uma maior eficiência.

As principais características elétricas e físicas desse modelo de módulo são apresentadas na Tabela III.

Tabela III. Dados elétricos e físicos dos módulos APX-50.

| | Módulo – Astropower / APX 50 | |
|--|------------------------------|----------------|
| Potência máxima (Pmax) | 50 | Wp |
| Tensão de máxima potência (Vmp) | 16,7 | V |
| Corrente de máxima potência (Imp) | 3,0 | A |
| Corrente de curto circuito (Isc) | 3,6 | A |
| Tensão de circuito aberto (Voc) | 21,5 | V |
| Peso | 8,5 | kg |
| Largura | 661 | mm |
| Comprimento | 994 | mm |
| Área | 0,65 | m ² |
| Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT) | 45 | °C |

Fonte: Catálogo da fabricante Astropower.

3.5 Escolha dos inversores

Como a instalação tem 60 módulos de 50 Wp e a potência nominal instalada é de 3,0 kWp, decidiu-se por instalar três inversores, cada um com potência nominal de 1,0 kW.

A relação potência nominal do inversor e a potência nominal dos módulos ligados a ele é de aproximadamente 1. Nesse caso, não foi feito um subdimensionamento do inversor, como ocorre em regiões de baixa irradiação solar em que essa relação é de aproximadamente 0,7.

Na Figura 13, pode-se ver o diagrama unifilar da instalação dos três inversores.

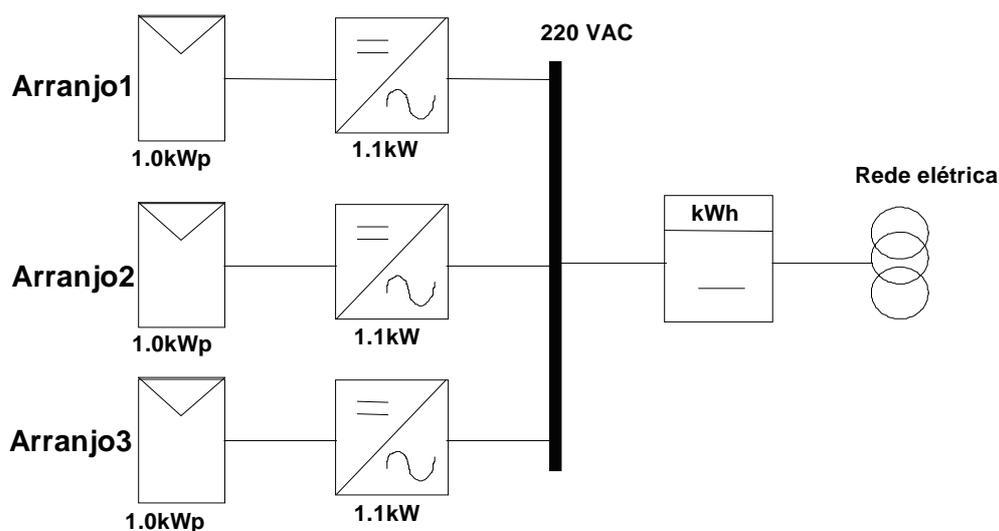


Figura 13. Diagrama unifilar do sistema.

Fonte: Zilles e Oliveira, 2001.

O inversor escolhido foi o modelo Sunnyboy 1100U da SMA. A razão da escolha se deve ao fato de já ter sido utilizado em outros projetos do LSF do IEE – USP sem terem apresentado nenhum tipo de problema, garantido assim a confiabilidade do sistema. Além disso, esse modelo de inversor possui índice de proteção (IP) que permite sua instalação externa. Como se pode ver na Figura 14, os inversores foram fixados nos perfis transversais em “U” da estrutura de suporte.

A instalação dos inversores na estrutura de suporte possibilita que a parte do sistema com corrente contínua (cc) fique reduzida ao próprio sistema fotovoltaico, diminuindo os riscos de acidentes com esse tipo de corrente elétrica que são mais difíceis de serem controlados.

As principais características elétricas e físicas desse modelo de inversor são apresentadas na Tabela IV.

3.6 Tipo de ligação

Com a definição da disposição dos módulos fotovoltaicos na estrutura, foi estudada a melhor forma de conexão entre os módulos. Após a análise de três

propostas, a escolhida foi aquela que apresentava a menor complexidade na montagem com o menor custo de execução.



Figura 14. Inversores instalados na estrutura de suporte dos módulos, exposta diretamente às condições meteorológicas.

Foto: Lisita Jr., 2004.

A configuração das conexões elétricas escolhidas está representada na Figura 15 e consta de três arranjos, com 20 módulos em cada, sendo dois conjuntos ligados em paralelo com dez módulos em série em cada conjunto.

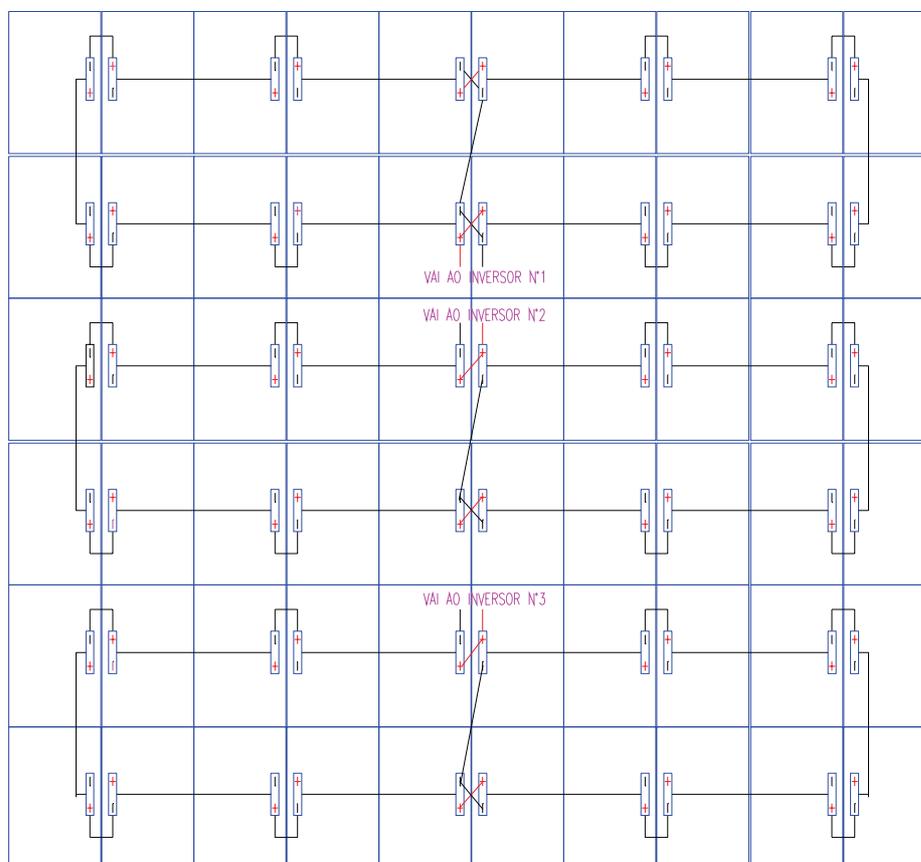
Com essa configuração, as ligações elétricas de cada um dos três arranjos têm uma potência nominal de 1 kWp e fornecem, em seu ponto de máxima potência, 167 Vcc e uma corrente contínua de 6 A. Esses valores são obtidos nas condições padrão, ou seja, irradiância incidente se 1.000 W/m² e a temperatura das células de 25°C.

Na Figura 16, tem-se o detalhe da ligação elétrica, em série, de alguns módulos que compõem o sistema de 3 kWp.

Tabela IV. Dados elétricos e físicos dos inversores SB1100U.

| ENTRADA (CC) | | |
|------------------------|-------------|---------|
| Pmax. recomendada FV | 1250 a 1400 | Wp(stc) |
| Potência máxima | 1100 | Wp(pte) |
| Tensão operação máxima | 400 | Vcc |
| Faixa Tensão FV | 129-400 | Vcc |
| Corrente entrada | 10 | A |
| Ripple Tensão | <10 | % |
| SAÍDA (CA) | | |
| Pmax. | 1100 | W |
| THD | < 4 | % |
| Tensão Rede | 213 – 262 | Vca |
| Frequência Rede | 59,3 - 60,6 | Hz |
| Corrente saída | 10 | A |
| Defasameto fase | 0 | ° |
| Eficiência | 93 | % |
| Peso | 18,5 | kg |
| Largura | 320 | mm |
| Altura | 322 | mm |
| Grau de proteção | 65IP | |

Fonte: Catálogo da fabricante SMA.

**Figura 15.** Configuração das conexões.

3.7 Escolha dos condutores

3.7.1 Trecho em corrente contínua (cc)

Os condutores utilizados para a ligação dos módulos, em série e depois o fechamento em paralelo, foram do tipo cabo flexível, unipolar de seção nominal de (#) 6 mm² com isolamento simples e classe de tensão de 600 V. Esses cabos foram fixados nos próprios módulos e nos perfis do sistema de sustentação por meio de braçadeiras de pvc. Como a corrente prevista para cada arranjo é de 6 A e a distância máxima de cada trecho de cabo é de aproximadamente 2,0 m, a utilização desses cabos proporciona uma queda de tensão inferior a 1%.

Na ligação entre os arranjos de módulos fotovoltaicos e a entrada dos inversores, em corrente contínua, também foram empregados os mesmos tipos de cabos.

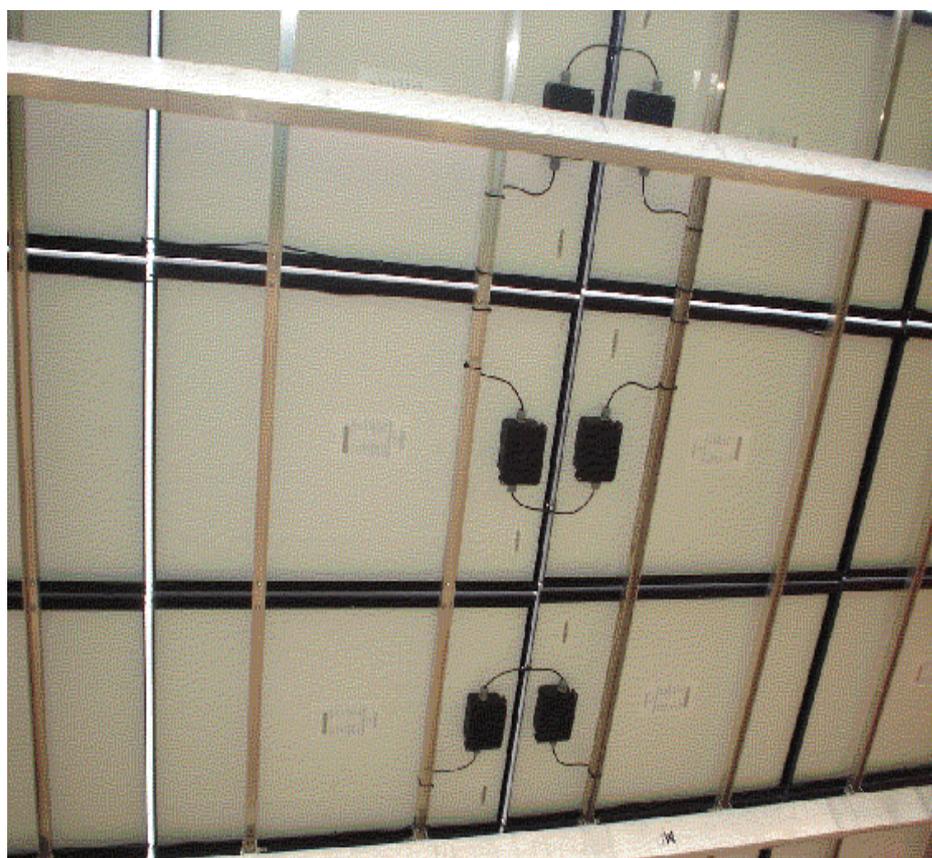


Figura 16. Detalhe da ligação elétrica entre os módulos.

Foto: Lisita Jr., 2004.

3.7.2 Trecho em corrente alternada (ca)

Os condutores utilizados para a ligação da saída dos inversores, em corrente alternada, e os medidores foram do tipo tripolar (fase, neutro e terra) com duplo isolamento e classe de tensão de 600 V, com seção nominal (#) 6,0 mm². Como a corrente de saída máxima do inversor é de 5 A e a distância entre os inversores e os medidores é de aproximadamente 40,0 m, os cabos escolhidos não proporcionam uma queda de tensão superior a 1%.

3.8 Proteção

3.8.1 Trecho em corrente contínua (cc)

A proteção utilizada entre os arranjos de módulos fotovoltaicos e cada um dos três inversores foi a chave fusível, com isolamento para 600 V, com fusível para cc de 10 A, como pode ser visto na Figura 17, que mostra a caixa geral de proteção que está fixada ao lado dos inversores na estrutura de suporte dos módulos.



Figura 17. Detalhe da proteção em cc e ca.

Foto: Lisita Jr., 2004.

Nessa figura, aparecem os cabos, três positivos (na cor vermelha) e três negativos (na cor preta), que vêm de cada um dos três arranjos já citados no item 3.6. Os cabos de pólo positivo são conectados à chave fusível e os cabos de pólo negativo são ligados aos conectores de passagem. Os seis cabos de saída vão alimentar os inversores.

Conforme já foi dito no capítulo 2, essa proteção visa possibilitar a manutenção ou retirada do inversor em segurança, já que a corrente de curto-circuito é baixa. Conforme Lorenzo e Caamaño (2000), esse valor é intrinsecamente limitado (corrente de curto-circuito) a um valor inferior a 1,2 vezes o correspondente à corrente nominal de operação.

3.8.2 Trecho em corrente alternada (ca)

A proteção utilizada entre os 3 (três) inversores e a medição, trecho do circuito em corrente alternada, foi o disjuntor termo-magnético que protege o circuito tanto contra sobrecargas quanto contra curtos-circuitos, tal como se pode observar na Figura 17.

Essa proteção também serve para se abrir o circuito, isolando a produção fotovoltaica do restante da instalação e possibilitando a manutenção na rede elétrica de distribuição em corrente alternada sem riscos para os operadores do sistema. Trata-se de um cuidado adicional, pois os inversores utilizados já possuem proteção contra o ilhamento.

3.9 Aterramento

Todo material empregado na estrutura de suporte – postes e perfis – são de alumínio e os módulos fotovoltaicos estão rigidamente fixados aos perfis de sustentação que estão presos aos postes. Como estes estão enterrados cerca de 80 centímetros no chão, pode-se considerar que todo o sistema está convenientemente aterrado, não necessitando assim de nenhum outro sistema de aterramento.

3.10 Medidores

Os medidores estão situados dentro do laboratório em uma caixa com tampa de acrílico transparente, conforme pode ser visto na Figura 18. São do tipo trifásico com trava sem serem bidirecionais, isto é, giram apenas em uma direção. Um deles mede toda a energia elétrica fotovoltaica produzida pelo sistema de 3 kWp e o outro mede o consumo de energia elétrica do laboratório que é suprido pela rede elétrica.

Para que cada um dos três inversores monofásicos (com tensão saída de 220 V entre fase-neutro) fosse ligado ao medidor trifásico (com tensão de 220 V entre fases) do LSF, na entrada deste, foi feita uma ligação em Δ (delta) com cada inversor alimentado duas fases.

O esquema dessa ligação está mostrado na Figura 19, no qual os inversores monofásicos são conectados a um medidor de energia trifásico. O inversor 1 alimenta as fases B e C, o inversor 2 alimenta as fases A e B e, por último, o inversor 3 alimenta as fases A e C.



Figura 18. Detalhe da medição.

Foto: Lisita Jr., 2004.

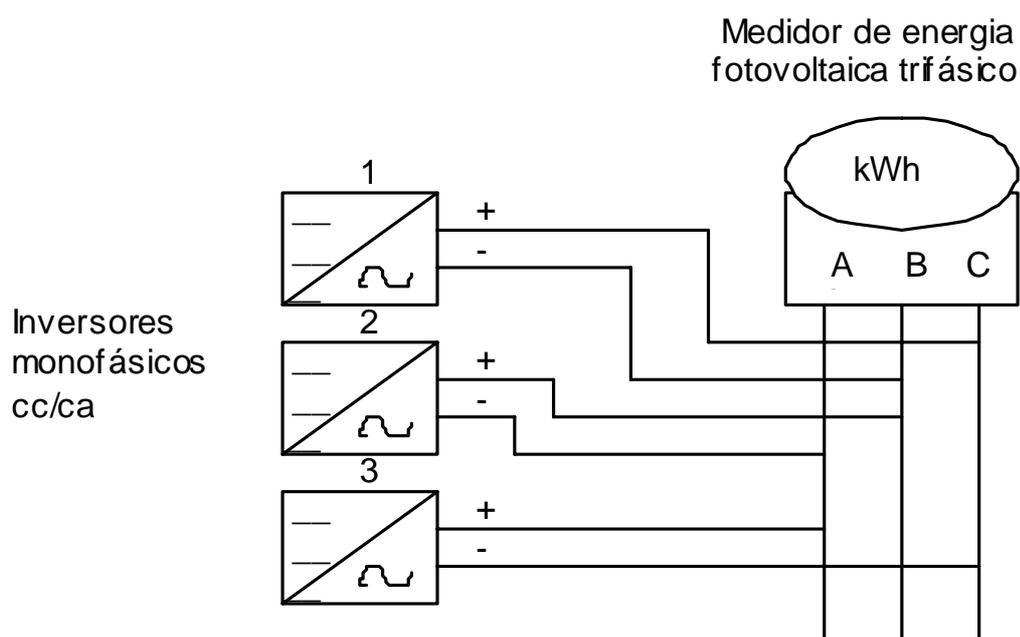


Figura 19. Esquema da ligação inversores monofásicos e medidor trifásico.

A carga do laboratório é alimentada tanto pela energia produzida pelo sistema fotovoltaico como pela rede de distribuição. O diagrama unifilar dessa alimentação com os medidores de energia é mostrado na Figura 20.

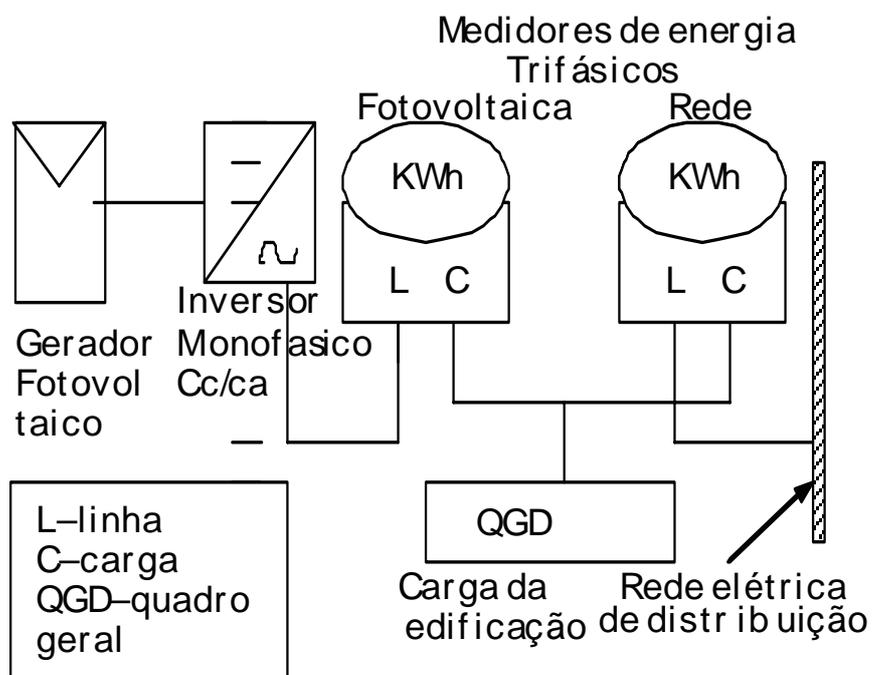


Figura 20. Diagrama unifilar dos medidores de energia e alimentação da carga.

3.11 Visão global do sistema

Para que se tenha uma visão global do sistema, a Figura 21 mostra o sistema após sua completa montagem e em pleno funcionamento.



Figura 21. Sistema completo.

Foto: R. Zilles, 2004.

Capítulo 4

ANÁLISE ECONÔMICA: ESTUDO DE CASO – 3 kWp INSTALADOS NO ESTACIONAMENTO DO IEE-USP

4.1 Introdução

A análise econômica é feita com base no projeto de 3 kWp instalados no estacionamento do IEE, conforme descrito no capítulo anterior, executado pelo LSF e consta de:

- a) Elaboração do projeto;
- b) Compra;
- c) Montagem;
- d) Instalação de módulos fotovoltaicos;
- e) Conexão com a rede elétrica de baixa tensão.

Descrevem-se ainda os gastos com a instalação e é feita uma análise financeira de todo o projeto, utilizando ferramentas econométricas com o objetivo de apresentar a real dimensão do empreendimento e de sua viabilidade financeira.

4.2 Cálculo dos módulos

Para definir qual o tamanho do sistema fotovoltaico que será instalado, pode-se utilizar três formas de dimensionamento da potência nominal (em kWp) do gerador fotovoltaico que, de acordo com Almonacid (2004), são:

- a) Produção máxima de energia fotovoltaica;
- b) Produção de energia fotovoltaica equivalente ao consumo da instalação ao qual o gerador será conectado (auto-suficiência líquida);
- c) Produção de energia fotovoltaica para atender uma determinada fração do consumo elétrico.

No caso em tela, a definição da potência nominal foi em função dos recursos financeiros disponíveis para a realização do sistema. O que em certa medida se enquadra no item “c”, pois apenas parte do consumo elétrico será atendido pela produção fotovoltaica. Com os recursos disponíveis, foi possível instalar 3,0 kWp.

A partir da potência nominal do gerador fotovoltaico, o dimensionamento do número de módulos necessários para atender a essa solicitação é dado pela seguinte equação:

$$N = \frac{P_t}{P_p} \quad (1)$$

No qual:

N – número de módulos necessários.

P_t – potência nominal total da instalação fotovoltaica, em Wp.

P_p – potência nominal de cada painel escolhido, em Wp.

Escolhendo-se módulos de 50 Wp, calcula-se a quantidade necessária, que é:

$$N = \frac{3.000}{50}$$

N = 60 módulos

4.3 Cálculo da estimativa de energia a ser produzida pelos painéis

Sabe-se que São Paulo está na latitude (S) 23° 30' (23,50) e longitude (W) 46° 37' (46,62)¹² e que possui uma irradiação diária solar média nos últimos dez anos dada na tabela V, para superfícies horizontais, e na tabela VI, para superfícies inclinadas em 23°, ambas em kWh/m²/dia¹³. A esse respeito, é importante ressaltar a aleatoriedade da radiação solar (Lorenzo, 2004): por mais que se obtenha dados sobre o comportamento da radiação, não se pode assegurar a repetição desse comportamento no futuro, pois há a influência de fatores como mudanças climáticas, aumento da emissão de gases poluentes etc. Além disso, para um mesmo lugar, existem diferentes fontes de informação cujos conteúdos divergem consideravelmente.

Como se pode ver a partir das duas tabelas e da Figura 22, a média anual de irradiação no plano inclinado, 4,52 kWh/m²/dia, é superior a do plano horizontal 4,41 kWh/m²/dia, aliás, resultado já esperado, pois como discutido no capítulo 3, a inclinação dos módulos em um ângulo igual ao da latitude do local de instalação proporciona uma maior produção de energia para sistemas conectados à rede elétrica de distribuição.

Logo, com os dados constantes na Tabela VI, pode-se calcular qual será a energia que o sistema fotovoltaico poderá produzir mês a mês e a energia passível de ser produzida em um ano.

¹² Dados da apostila de energia solar, elaborado pelo Prof. Dr. Murilo Fagá, para o curso Energia Solar – Conversão Térmica e Fotovoltaica, 3º trimestre/2002, IEE-USP.

¹³ Dados do sítio da NASA: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>.

Tabela V. Irradiação em superfície horizontal.

| Irradiação solar diária média sobre superfície horizontal (kWh/m²/dia) Média de 10 anos para latitude - 23.5 e longitude - 46.62 | |
|--|------|
| Janeiro | 5,44 |
| Fevereiro | 5,08 |
| Março | 4,69 |
| Abril | 4,05 |
| Mai | 3,40 |
| Junho | 3,28 |
| Julho | 3,41 |
| Agosto | 4,11 |
| Setembro | 3,86 |
| Outubro | 4,80 |
| Novembro | 5,38 |
| Dezembro | 5,53 |
| Média Anual | 4,41 |

Fonte: NASA.¹⁴

Tabela VI. Irradiação em superfície inclinada de 23° em relação ao Equador.

| Irradiação solar diária média em superfície inclinada (kW/m²/dia) Inclinação 23°, Média 10 de anos para latitude - 23.5 e longitude - 46.62 | |
|---|------|
| Janeiro | 5,01 |
| Fevereiro | 4,82 |
| Março | 4,74 |
| Abril | 4,43 |
| Mai | 3,86 |
| Junho | 4,00 |
| Julho | 4,06 |
| Agosto | 4,69 |
| Setembro | 3,98 |
| Outubro | 4,64 |
| Novembro | 5,00 |
| Dezembro | 5,03 |
| Média Anual | 4,52 |

Fonte: NASA.¹⁵

A energia passível de ser produzida, medida em kWh, foi calculada utilizando-se a equação (2).

¹⁴ Disponível: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>, consultado em 25/09/2004.

¹⁵ Disponível: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>, consultado em 25/09/2004.

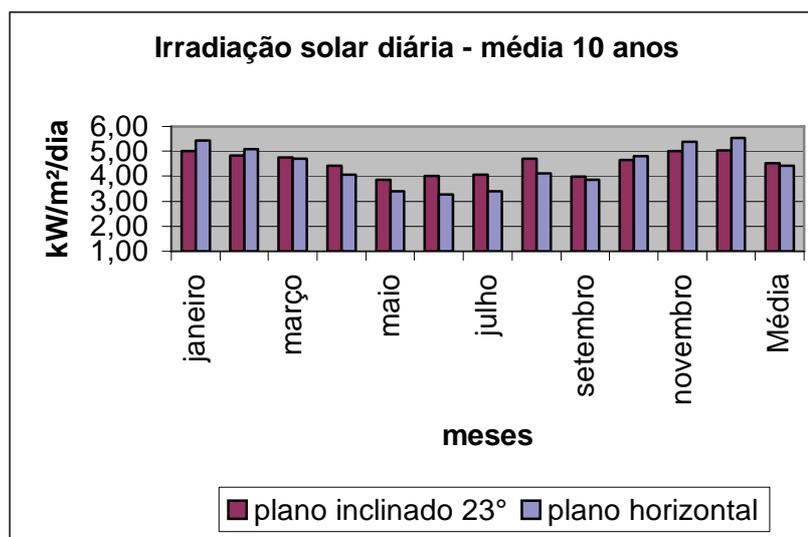


Figura 22. Irradiação solar diária para São Paulo, média de 10 anos, para o plano horizontal e para uma inclinação de 23° em relação ao Equador.

$$E_g = P \cdot HSP \cdot \eta_{CC/CA} \quad (2)$$

Na qual:

E_g – energia produzida pelo gerador fotovoltaico, em kWh.

P – potência nominal do gerador fotovoltaico, em kW.

HSP – número de Horas de Sol Pleno em média diária a uma intensidade de 1.000W/m²; é equivalente a energia total diária incidente sobre a superfície do gerador em kWh/m², dado em horas.

$\eta_{CC/CA}$ – rendimento do inversor de corrente contínua para corrente alternada.

Como já se calculou o número de módulos que serão utilizados no projeto, tem-se a potência nominal do gerador fotovoltaico, tem-se também a irradiação solar diária média mensal de São Paulo para um plano inclinado de 23° e tomando como premissa que o rendimento médio do inversor seja de 85%, pode-se calcular o quanto esse sistema fotovoltaico irá produzir de energia elétrica durante um mês.

Na Tabela VII, são apresentados os valores que se estima obter com essa instalação fotovoltaica.

Nesse cálculo, não se levou em consideração o decréscimo na eficiência das células devido à temperatura de operação, pois a produção acima é para condições padrões (temperatura de células = 25°C). Segundo Lorenzo (2004), o rendimento de uma célula solar decresce de 0,04 a 0,06% para cada grau centígrado (°C) de aumento da temperatura da célula de silício.

Tabela VII. Cálculo mensal da energia produzida por meio de um sistema de 3,0 kWp com módulos fotovoltaicos, em São Paulo.

| Mês | Dias | Potência instalada | Irradiação solar | Rendimento do inversor | Energia mensal produzida |
|-----------|------|--------------------|-----------------------|------------------------|--------------------------|
| | | (kWp) | (kWh/m ²) | 85% | (kWh) |
| Janeiro | 31 | 3,00 | 5,01 | 0,85 | 396,04 |
| Fevereiro | 28 | 3,00 | 4,82 | 0,85 | 344,15 |
| Março | 31 | 3,00 | 4,74 | 0,85 | 374,70 |
| Abril | 30 | 3,00 | 4,43 | 0,85 | 338,90 |
| Maiο | 31 | 3,00 | 3,86 | 0,85 | 305,13 |
| Junho | 30 | 3,00 | 4,00 | 0,85 | 306,00 |
| Julho | 31 | 3,00 | 4,06 | 0,85 | 320,94 |
| Agosto | 31 | 3,00 | 5,42 | 0,85 | 428,45 |
| Setembro | 30 | 3,00 | 3,98 | 0,85 | 304,47 |
| Outubro | 31 | 3,00 | 4,64 | 0,85 | 366,79 |
| Novembro | 30 | 3,00 | 5,00 | 0,85 | 382,50 |
| Dezembro | 31 | 3,00 | 5,03 | 0,85 | 397,62 |
| Total | | | | | 4.265,69 |

Com base nesses cálculos, o sistema fotovoltaico instalado no estacionamento do LSF-IEE/USP, com potência nominal de 3,0 kWp, irá produzir anualmente 4.265,69 kWh.

A partir dos dados da Tabela VI, pode-se afirmar que a produção diária média anual é de 11,68 kWh/dia, ou seja, para cada kWp instalado, serão produzidos 1.421,90 kWh por ano. Esse valor é conhecido como a produtividade anual do sistema.

Pode-se ainda calcular o fator de capacidade que, segundo Oliveira (2004), é a capacidade que um sistema possui de produzir energia se operasse em sua potência nominal durante as 24 horas do dia.

O cálculo do fator de capacidade anual é dado pela equação 4:

$$FC(\%) = \frac{Eg(kWh)}{Pn(kWp) * 24h * 365} * 100 \quad (4)$$

Na qual:

FC – fator de capacidade do sistema.

Eg – energia produzida pelo sistema em um ano.

Pn – potencia nominal do sistema fotovoltaico.

Assim, o fator de capacidade estimado para esse sistema é de:

$$FC = \frac{4.265,69}{3,0 * 24 * 365} * 100 = 16,23\%$$

FC = 16,23%

4.4 Cálculo da energia economizada

Como a alimentação elétrica, convencional, do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do IEE/USP é feita em média tensão 13,8 kV pela Eletropaulo, a tarifa que é empregada é a do Grupo A4 horo-sazonal azul. Nesse caso, será considerada apenas a tarifa no horário fora de ponta¹⁶, pois o sistema fotovoltaico praticamente não gera energia no horário de ponta¹⁷. Considerando uma tarifa de horo-sazonal azul fora de ponta, têm-se duas tarifas: uma para o período seco¹⁸ de R\$ 132,25 o MWh (mega-watt-hora) e para o período úmido¹⁹ de R\$ 117,82 o MWh²⁰, valores de julho de 2005, sem os encargos de ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias),

¹⁶ O horário fora de ponta é das 20:30 às 17:30.

¹⁷ O horário de ponta é das 17:30 às 20:30 h

¹⁸ Período seco – período compreendendo os meses de maio a novembro.

¹⁹ Período úmido – período compreendido entre dezembro a abril.

²⁰ Sítio da Eletropaulo www.eletropaulo.com.br/informaçõesuteis/tarifas, consultado em 20/07/2005.

PIS/COFINS (Programa de Integração Social/Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e ECE (Encargos sobre Comercialização de Energia).

Entretanto, como o objetivo deste trabalho é a análise para pequenas instalações residenciais ou comerciais e, nesses casos, a ligação à rede de distribuição da concessionária é feita por meio da rede de baixa tensão (220/127 V, para São Paulo), a tarifa considerada será a dessa categoria de consumidor, chamada de “Tarifas Grupo B” e cujo valor é de R\$ 0,28721 o kWh (R\$287,21/MWh) para residencial. Para os consumidores comerciais e industriais incluídos no “Subgrupo B3”, o valor passa para R\$ 0,29906 o kWh (R\$299,06/MWh).

Para efeito de cálculos, será considerada a tarifa residencial. Como sobre o valor a ser pago incide o ICMS²¹ de 25%, o ECE²² e PIS/COFINS, o valor da tarifa passa para R\$ 0,41674 o kWh (R\$416,74/MWh), portanto a energia economizada durante um ano corresponderá em termos financeiros a uma redução dada pela equação abaixo:

$$R\$(eco) = Eg(ano) * T \quad (5)$$

Na qual:

R\$(eco) – valor em reais economizado durante um ano.

Eg(ano) – energia produzida pelo sistema fotovoltaico conectado à rede e que deixará de ser comprada da concessionária.

T – tarifa em R\$/kWh, que se paga à concessionária.

Assim, o valor anualmente economizado será de:

$$R\$(eco) = 4.265,69 * 0,41674$$

R\$(eco) = 1.777,68 (um mil e setecentos e setenta e sete reais e sessenta e oito centavos).

²¹ Para valores de consumo acima de 200 kWh.

²² ECE – Encargo de Capacidade Emergencial = consumo em kWh * 0,00350.

Esse será o valor que o LSF do IEE-USP deixará de pagar anualmente de tarifa de energia elétrica por ter instalado o sistema de produção de energia elétrica com módulos fotovoltaicos.

4.5 Gastos de instalação

Para a instalação do sistema solar fotovoltaico já descrito, ou seja, 60 painéis de células de silício policristalino com potência de 50Wp cada módulo, foram consultados três fornecedores e o menor preço encontrado foi de R\$ 820,00 (oitocentos e vinte reais)²³ por módulo, ou seja, R\$ 16,40 (dezesesseis reais e quarenta centavos) por Wp, perfazendo um total de R\$ 49.200,00 (quarenta e nove mil e duzentos reais). A compra foi efetuada em maio de 2004. Esses valores incluem todas as despesas: impostos, fretes e taxas.

Para a conversão da energia fotogerada de corrente contínua para corrente alternada, foram utilizados três inversores de 1.100 W. Após a consulta também a três fornecedores, encontrou-se o menor preço²⁴ em R\$ 6.678,00 (seis mil e seiscentos e setenta e oito reais) por inversor, totalizando R\$ 20.034,00 (vinte mil e trinta e quatro reais). A compra foi efetuada em setembro de 2003. Esses valores incluem todas as despesas: impostos, fretes e taxas.

O gasto com a estrutura e os postes de alumínio de 3” e dos perfis em “U” foi de R\$ 5.000,00 (cinco mil reais), incluído nesse valor estão outros gastos de menor monta tais como parafusos, porcas, arruelas, braçadeiras, cabos, fios, terminais, fusíveis, disjuntores etc.

No levantamento total dos gastos, não foram incluídos os valores de mão-de-obra de serralheiros, pedreiros, eletricitas, ajudantes e engenheiros, uma vez que esse pessoal qualificado foi fornecido pelo IEE sem gastos para o LSF.

²³ Cotação em 31/05/2004: R\$ 3,128/dolar. Cotação Banco Central do Brasil em 20/12/2004. Disponível em www.bc.gov.br/txcotacao.

²⁴ Cotação em 30/09/2003: R\$ 2,923/dolar. Cotação Banco Central do Brasil em 20/12/2004. Disponível em www.bc.gov.br/txcotacao.

Portanto, o gasto total com a instalação do sistema de 3,0 kWp para a produção de energia elétrica com módulos fotovoltaicos conectados à rede foi de R\$ 74.234,00 (setenta e quatro mil, duzentos e trinta e quatro reais), perfazendo um valor de R\$ 24,75 (vinte e quatro reais e setenta e cinco centavos) por Wp instalado.

4.6 Análise econômica

A necessidade de se fazer uma análise econômica do sistema que propicia a conservação de energia elétrica é bem explicada no “Sumário Metodológico do Estudo de Planejamento Integrado de Recursos para o Sistema Elétrico de Boa Vista - RR” de Cássio Borrás Santos e Ildo Luís Sauer (1998, p. 29):

Em muitos casos, tecnologias mais eficientes requerem um alto custo de investimento. Torna-se necessária, então, uma metodologia que permita a avaliação financeira dos custos efetivos do investimento adicional. O custo efetivo depende da quantia adicional de investimento, da vida útil do investimento, da quantidade de energia economizada e de um fator que forneça o valor futuro de um investimento feito no presente.

O *período de retorno simples* (PRS) mede o prazo necessário para recuperar o investimento realizado, resultando da relação entre o investimento inicial em eficiência energética e as economias de energia obtidas a cada ano e é dada por:

$$PRS = \frac{\text{investimento inicial (R\$)}}{\text{economias por ano (R\$)}} = \text{retorno do investimento (em anos)} \quad (6)$$

Nesse caso, obtém-se o seguinte resultado:

$$PRS = \frac{74.234,00}{1.777,68}$$

$$PRS = 41,76 \text{ anos}$$

Com esse resultado, vê-se que o investimento feito no sistema fotovoltaico não se paga durante a vida útil prevista para o sistema que é de 30 (trinta) anos.

Entretanto, esse tipo de cálculo é simplista e de fácil utilização, porém não considera o valor do dinheiro no tempo, ou seja, o custo do capital. Por isso, utiliza-se uma outra figura de mérito econômico que é o *período de retorno descontado* (PRD), que considera o valor do custo de capital, que é a taxa de desconto e o tempo de vida do investimento realizado. Assim, calcula-se o período de tempo em que o investimento será recuperado, utilizando-se a expressão abaixo:

$$PRD = n \times FRC(d, n) \times PRS = inv.inicial(em \cdot anos) \quad (7)$$

Na qual:

n – tempo de vida útil do investimento.

FRC – fator de recuperação do capital.

PRS – período de retorno simples.

O *fator de recuperação de capital* (FRC) é outra figura de mérito econômico que é utilizada para a análise de alternativas energéticas, que anualiza o valor de um determinado investimento feito no presente, considerando uma determinada taxa d de desconto e um período de n anos.

$$FRC(d, n) = \frac{d \times (1 + d)^n}{(1 + d)^n - 1} \quad (8)$$

Na qual:

d – taxa de desconto

n – número de anos

Pela fórmula acima, quanto mais elevada a taxa de desconto d , maior será o período de retorno descontado do capital e mais longo o prazo de recuperação do investimento realizado.

No presente caso, a vida útil estimada dos módulos fotovoltaicos é de 30 anos e a taxa de desconto é a definida pelo empréstimo bancário 12,0% (doze pontos percentuais) ao ano. Assim, o *fator de recuperação de capital* será:

Tabela VIII. Cálculo do fator de recuperação do capital.

| | |
|--------------------|-----------|
| Vida (anos) | 30 |
| Taxa de Desconto | 12% |
| FRC | 0,124144 |

A partir daí, obtém-se o *período de retorno descontado*, expressão (7):

$$PRD = n \times FRC(d, n) \times PRS = inv.inicial(em \cdot anos)$$

$$PRD = 30 \times 0,124144 \times 41,76$$

$$PRD = 155,84 \text{ anos}$$

Ou seja, quando se consideram os juros, e foram utilizados valores abaixo dos que o mercado costuma praticar, verifica-se que o tempo para recuperação do capital investido é de cerca 5,2 vezes a vida útil, estimada, do empreendimento.

Pode-se ainda calcular o custo da energia em R\$/kWh, considerando-se, mais uma vez, a taxa de desconto (d), a inflação (i) e a vida útil do investimento em produção de energia elétrica de acordo com as equações apresentadas a seguir:

$$VP1 = \left(\frac{1+i}{1+d} \right)^2 CI \quad (9)$$

Na qual:

VP1 – valor presente para um item que seria adquirido n anos mais tarde.

i – taxa de inflação.

d – taxa de desconto.

n – número de anos.

CI – custo inicial.

Enquanto que:

$$VP2 = Pa * CI \quad (10)$$

Na qual:

VP2 – valor presente acumulativo para os gastos anuais fixos.

$$Pa = \frac{1 - X^n}{1 - X} \quad (11)$$

$$X = \left(\frac{1+i}{1+d} \right) \quad (12)$$

CI – custo inicial.

Para calcular o custo do ciclo de vida (CCV) e o custo do ciclo de vida anualizado (CCVA), foram utilizadas as equações abaixo:

$$CCV = VP1 + VP2 \quad (13)$$

$$CCVA = \frac{CCV}{X * Pa} \quad (14)$$

Com base nas equações anteriores, na inflação média anual de 2004 (7,6%) e numa taxa de desconto de 12%, obteve-se os seguintes resultados apresentados na Tabela IX.

Tabela IX. Análise do custo do ciclo de vida para um SFCR de 3 kW.

| | Custo Inicial (R\$) | VP (R\$) |
|------------|----------------------------|-----------------|
| SISTEMA | 74234,00 | 74.234,00 |
| INV 10a | 18600,00 | 12.458,20 |
| INV 20a | 18600,00 | 8.344,45 |
| MANUT.a | 200,00 | 3.421,248 |
| CCV (R\$) | | 98.457,91 |
| CCVA (R\$) | | 5.755,67 |

Também se considerou para a tabela anterior a troca dos inversores a cada 10 anos além de R\$ 200,00 (duzentos reais) de manutenção anual.

O Custo da Energia Economizada (CEE) permite comparar economicamente os investimentos em eficiência energética e em produção de energia. A fórmula para realizar esse cálculo é a seguinte:

$$CEE = \frac{CCVA(R\$)}{\text{energiaeconomizada}(kWh / ano)} \quad (15)$$

No presente estudo de caso, tem-se:

$$CEE = \frac{5.755,91}{4.265,69}$$

$$CEE = 1,35 \text{ R\$/kWh}$$

Essa situação indica que serão gastos R\$ 1,35 (um real e trinta e cinco centavos) para se economizar uma unidade de energia consumida, ou 1,0 kWh, que nesse caso foi considerado de R\$ 0,41674 (aproximadamente quarenta e dois centavos), com os impostos e taxas inclusos.

Pode-se, ainda, calcular o quanto do investimento será recuperado. Se esse valor for maior que o investimento inicial, o empreendimento será lucrativo, caso contrário será desvantajoso para o investidor. Esse calculo é feito dividindo-se o valor economizado, que é o que se deixou de comprar de energia, pelo FRC(d,n), conforme a fórmula abaixo:

$$\text{Resultado}(R\$) = \frac{\text{Retorno}(R\$)}{FRC(d,n)} \quad (16)$$

Na qual:

Resultado – retorno do investimento aplicado.

Retorno – R\$(eco) – é o valor em reais economizado durante um ano.

FRC(d,n) – Fator de Recuperação de Capital

Assim, tem-se que no período de trinta anos – expectativa de vida dos módulos fotovoltaicos – e com uma taxa de juros de 12,0% ao ano – que é a taxa definida na constituição brasileira e que ainda não foi regulamentada pelo Congresso Nacional –, o resultado será de:

$$\text{Resultado(R\$)} = \frac{1.777,68}{0,124144}$$

$$\text{Resultado(R\$)} = 14.319,50$$

Esse resultado diz que dos R\$ 74.234,00 (setenta e quatro mil e duzentos e trinta e quatro reais) gastos para se fazer essa instalação, depreciados em 30 anos, serão recuperados somente R\$ 14.319,50 (quatorze mil e trezentos e dezenove reais e cinquenta centavos) com a economia de energia.

Portanto, mesmo considerando as vantagens da alternativa de produção de energia elétrica por meio de módulos fotovoltaicos, tais como: produção descentralizada, limpa, renovável, silenciosa, em que não há gastos com combustível e que também não produz resíduos poluentes, para que esta se torne viável e encontre um ambiente favorável para sua expansão no país, incentivos e subsídios, pagos aos investidores por parte de organismos governamentais, são necessários para eliminar a barreira econômica.

O subsídio poderia ser na forma de remuneração da energia produzida pelo sistema fotovoltaico. Nesse caso, seria utilizado um medidor que registra toda essa energia produzida, conforme esquema apresentado na Figura 8. Assim, mesmo que toda energia elétrica fotogerada tenha sido consumida na própria instalação, ou seja, não tenha sido injetada na rede de distribuição da concessionária, o investidor seria remunerado.

Outra forma de subsídio seria o pagamento apenas pela energia fotovoltaica que é injetada na rede. Nesse caso, seria necessário um terceiro medidor para registrar este valor.

Por fim, poderia ser adotado um aumento geral da tarifa de energia elétrica horo-sazonal fora de ponta, que atinge apenas os grandes consumidores, para financiar a instalação fotovoltaica. O valor do aumento seria extremamente elevado, pois a diferença da tarifa atual (R\$ 0,41674 por kWh, incluindo impostos e taxas) para aquela que tornaria o Custo da Energia Economizada (CEE) economicamente viável seria de R\$ 1,37 kWh, ou seja, um aumento de aproximadamente 325%, o que é totalmente descabido, pois afetaria a economia como um todo.

Quanto à forma de cálculo do subsídio, o valor da energia produzida deveria ser de tal montante que cobrisse os gastos com o investimento feito. Pode-se calcular esse valor da seguinte forma:

Na equação (16), temos o valor do FRC e o valor do Resultado(R\$), que deve ser igual ao valor do investimento. Assim, o valor do retorno deve ser:

$$\text{Resultado(R\$)} = \frac{\text{Retorno(R\$)}}{\text{FRC}(d,n)}$$

$$74.234,00 = \frac{\text{Retorno(R\$)}}{0,124144}$$

$$\text{Retorno(R\$/ano)} = 9.215,70$$

Subtraindo desse valor o montante que já se obteve da equação (5), que dá o valor da energia economizada, tem-se o valor total de subsídio que deverá ser pago para que o empreendimento após 30 anos não dê prejuízo.

Pode-se escrever uma equação para determinar esse valor. Esta teria a seguinte forma:

$$\text{Subsídio(R\$)} = \text{Retorno(R\$)} - \text{R\$(eco)} \quad (17)$$

$$\text{Subsídio(R\$)} = 9.215,70 - 1.777,68$$

Subsídio(R\\$) = 7.438,02 (sete mil e quatrocentos e trinta e oito reais e dois centavos).

Dividindo-se esse valor pela quantidade de energia produzida anualmente pelo sistema solar fotovoltaico, tem-se o valor do subsídio por unidade de energia (kWh):

$$\text{Subsidio(R\$/kWh)} = \frac{\text{Subsídio(R\$)}}{\text{Energia gerada(kWh)}} \quad (18)$$

$$\text{Subsidio(R\$/kWh)} = \frac{7.438,02}{4.265,69}$$

$$\text{Subsidio(R\$/kWh)} = 1,74$$

O subsídio, de acordo com as condições de contorno existentes, deverá ser de no mínimo 1,74 R\$/kWh (um real e setenta e quatro centavos por unidade de energia produzida), aproximadamente quatro vezes a tarifa convencional.

Contudo, a simples adoção de um programa com remuneração de quatro vezes o valor da tarifa convencional não propiciará uma expansão significativa, uma vez que o custo de instalação do sistema é muito elevado, aproximadamente R\$ 24,75 (vinte e quatro reais e setenta e cinco centavos) por Wp (watt-pico) instalado, conforme demonstrado no item 4.4. Assim, subsídios para aquisição dos sistemas também serão necessários para uma maior difusão da produção fotovoltaica conectada à rede elétrica de distribuição.

4.7 Comparação com a Espanha

Caso esse sistema fosse instalado na Espanha, país que possui uma política de incentivos aos consumidores que investem em fontes alternativas de energia,

como é o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de baixa tensão, teria direito a receber um subsídio por parte do governo.

Segundo o Real Decreto 2818/98, que regula as condições da conexão fotovoltaica à rede do sistema elétrico espanhol, o subsídio na Espanha é dividido em dois grupos:

- a) pagamento de € 0,36 por kWh para sistemas com potência nominal de até 5 kW;
- b) pagamento de € 0,18 por kWh para sistemas com potência nominal superior a 5 kW.

No caso da instalação no estacionamento do LSF-IEE/USP, o incentivo pago seria o mais elevado, pois a potência nominal instalada é de 3,0 kWp, assim teria direito ao subsídio de R\$ 1,30²⁵ por kWh produzido.

Esse valor é inferior ao calculado como sendo necessário para que o investidor no Brasil tenha um retorno em seu empreendimento, ou posto de outra forma, caso se resolva subsidiar as instalações fotovoltaicas conectadas à rede no Brasil, o incentivo terá de ser maior que o valor pago atualmente na Espanha. Cabe ressaltar que algumas províncias espanholas, além desse subsídio federal, pagam outro pela potência fotovoltaica instalada.

4.8 Comparação com a Alemanha

Assim como a Espanha, a Alemanha também paga incentivos aos consumidores que investem em fontes energéticas limpas, como é o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de baixa tensão.

A tarifa da energia na Alemanha é dividida conforme a Tabela X:

²⁵ Cotação R\$ 3,6111/euro. Cotação Banco Central do Brasil em 20/12/2004. Disponível em www.bc.gov.br/txcotacao.

Tabela X. Tarifa da energia fotovoltaica na Alemanha dividida por tipo de instalação e potência.

| Tarifa por kWh de produção fotovoltaica na Alemanha | Centavos de euro por MWh |
|---|--------------------------|
| Tarifa base (FV sobre terreno livre) | 45,7 |
| Telhado FV < 30 kW | 57,4 |
| Telhado FV (parte sistema) > 30 kW | 54,6 |
| Telhado FV (parte sistema) > 100 kW | 54,0 |
| Fachada FV < 30 kW | 62,4 |
| Fachada FV (parte sistema) > 30 kW | 59,6 |
| Fachada FV (parte sistema) > 100 kW | 59,0 |

Fonte “Il sole a 360°, janeiro de 2004”²⁶

Como a instalação no estacionamento do LSF-IEE/USP é sobre uma faixa de terreno livre de edificação, a tarifa de bonificação que seria paga, caso esse sistema em análise houvesse sido instalado na Alemanha, seria de 0,457 euros/kWh, o que equivale a um subsídio de R\$ 1,650²⁷ por unidade de energia produzida, totalizando um faturamento anual, aproximado, de R\$ 8.150,00 (oito mil e cento e cinquenta reais) ou 10,50% do investimento inicial.

O valor do prêmio pago na Alemanha é praticamente igual – diferença de R\$ 0,09 – ao valor do subsídio calculado como sendo o mínimo necessário para que o investidor no Brasil tenha um retorno em seu empreendimento, ou seja, se a opção for pelo subsídio sobre a energia produzida pela instalação fotovoltaica, o incentivo terá de ser igual ao que é pago na Alemanha, desde janeiro de 2004, e deverá ser pago durante 30 anos.

4.9 Resultados

O sistema fotovoltaico descrito no capítulo 3 começou a operar no dia 15 de dezembro de 2004, porém ao contrário dos cálculos efetuados nesse capítulo, a potência real do sistema em funcionamento é de 2,5 kWp devido a quebra de um

²⁶ Disponível em www.ilsolarecentosessantagradi.it/2004/gennaio2004.pdf.

²⁷ Cotação R\$ 3,6111/euro. Cotação Banco Central do Brasil em 20/12/2004. Disponível em www.bc.gov.br/txcotacao.

módulo, antes mesmo da instalação. Em consequência desse problema, um arranjo ficou com apenas nove módulos em série (o correto seriam dez módulos em série, conforme descrito no item 3.6) e não pôde ser conectado ao inversor.

Como o sistema começou a operar na metade do mês de dezembro de 2004, os resultados serão apresentados a partir do mês de janeiro de 2005. Esses resultados mensais foram obtidos por meio da leitura do medidor trifásico analógico. A Figura 23 apresenta esses resultados de produção.

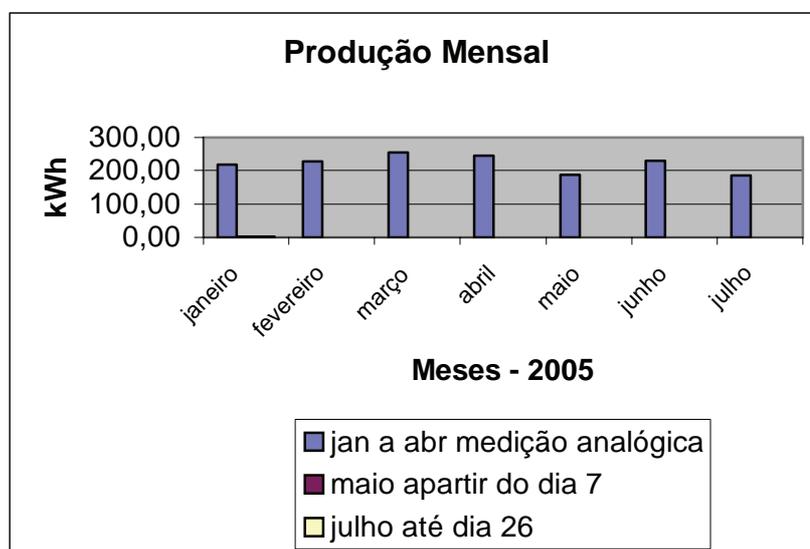


Figura 23. Produção mensal de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico de 2,5 kWp.

No início de maio de 2005, foi instalado um filtro de linha que permitiu a coleta diária de dados sobre a produção do sistema, com potência instalada de 2,5 kWp. Com relação ao mês de julho, os dados foram coletados até o dia 26, em razão da necessidade de conclusão desse estudo.

Esses valores coletados pelo sistema de armazenagem de dados são divididos por campo (dois com 1,0 kWp e um com 0,5 kWp) e também é possível obter a produção elétrica total do sistema dia a dia.

As Figuras 24, 25 e 26 apresentam a produção diária, dos três campos, e a produção total do sistema fotovoltaico, ocorridas nos meses de maio, junho e julho

do presente ano. Como dito anteriormente, os dados começaram a ser armazenados diariamente somente a partir do dia 07 de maio e, no mês de julho, esses dados foram obtidos até o dia 26.

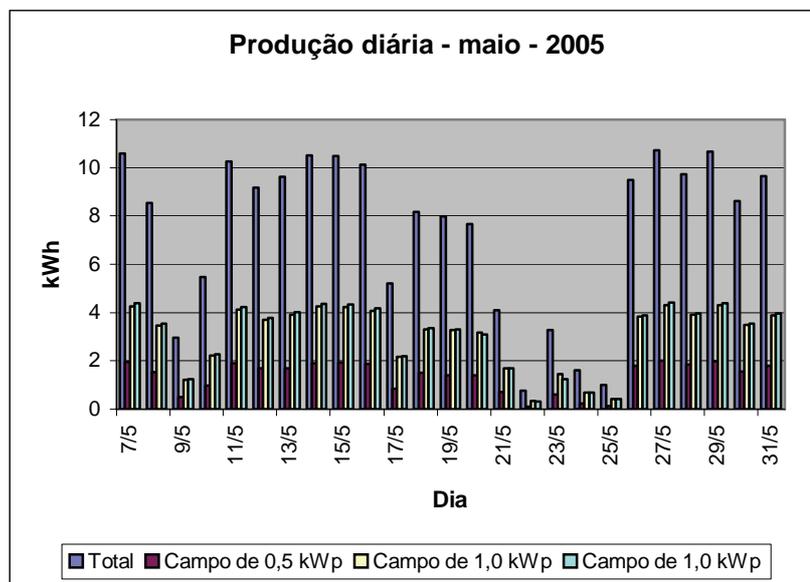


Figura 24. Produção diária de energia elétrica do sistema de 2,5 kWp, mês maio.

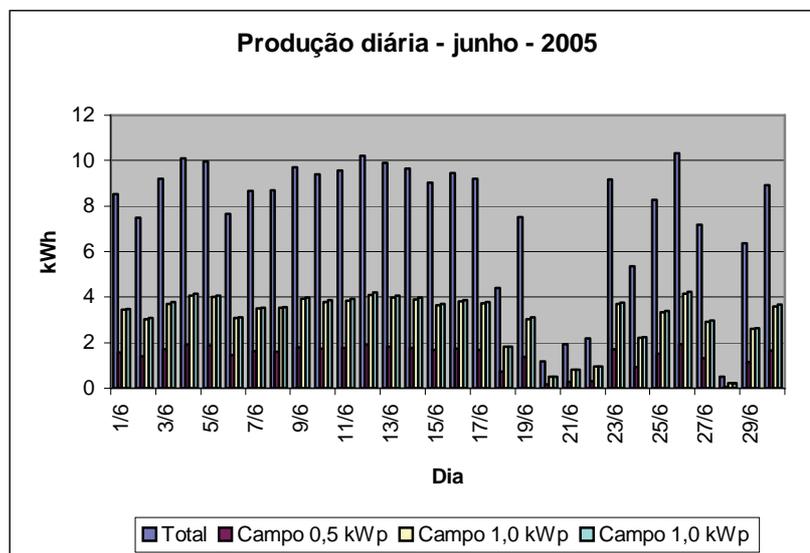


Figura 25. Produção diária de energia elétrica do sistema de 2,5 kWp, mês junho.

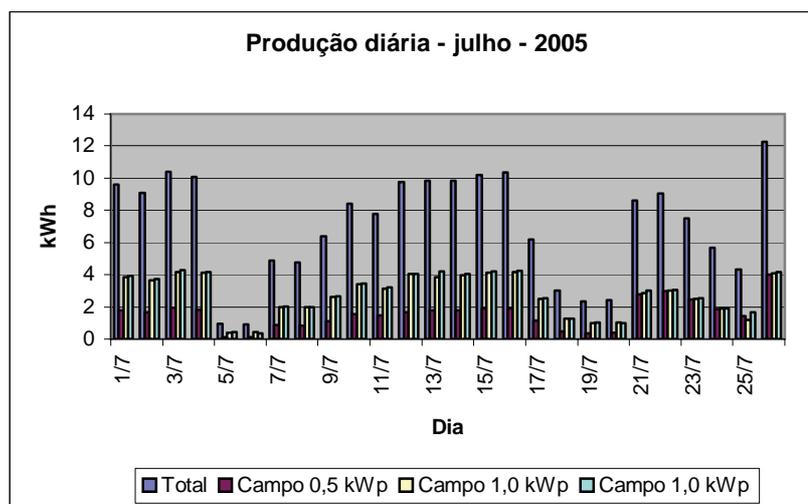


Figura 26. Produção diária de energia elétrica do sistema de 2,5 kWp, mês julho.

Com esses dados, é possível calcular a produtividade mensal do gerador (*Final yields monthly*) que é dado em kWh/kWp e vem a ser a quantidade de energia elétrica produzida pela potência instalada, Wp. Os valores da produtividade podem ser vistos na Tabela XI em que são apresentados juntamente com os valores mensais de produção de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico.

Tabela XI. Produção mensal e produtividade do sistema fotovoltaico de 2,5 kWp.

| Mês - 2005 | Produção mensal kWh | Produtividade mensal kWh/kWp |
|------------|---------------------|------------------------------|
| Janeiro | 217,00 | 86,80 |
| Fevereiro | 228,00 | 91,20 |
| Março | 254,00 | 101,60 |
| Abril | 245,00 | 98,00 |
| Maio | 186,48 | 74,59 |
| Junho | 229,61 | 91,84 |
| Julho | 184,50 | 73,80 |

Ressaltando que os valores referentes aos meses de janeiro a abril são do medidor analógico, que no mês de maio passou a ser digital a partir do dia 7 e que em julho os dados são até o dia 26.

A Figura 27 apresenta o gráfico com a produtividade obtida pelo sistema fotovoltaico instalado no estacionamento do IEE/USP com potência nominal de 2,5 kWp.

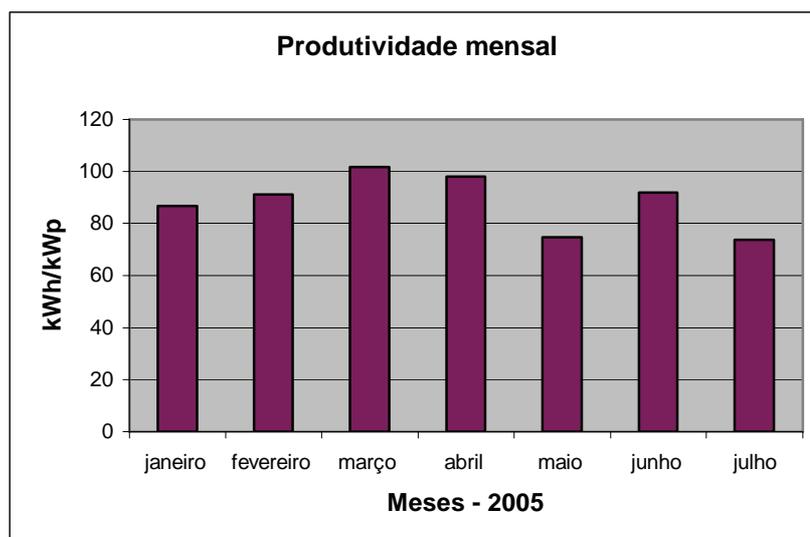


Figura 27. Produtividade mensal do sistema de 2,5 kWp.

Outro índice de mérito que ajuda a avaliar o desempenho do sistema fotovoltaico é o fator de capacidade, cuja equação para o cálculo e a definição foram apresentadas no início do capítulo (equação 4).

A Figura 28 apresenta o fator de capacidade nos meses de janeiro a julho de 2005. Lembrando que no mês de maio o valor se refere a 24 dias – do dia 7 ao dia 31 – e no mês de julho, vinte e seis dias – do dia 1º ao dia 26.

O fator de capacidade estimado na simulação inicial foi de 15,98% (aproximadamente dezesseis pontos percentuais), valor acima do encontrado na operação real do sistema fotovoltaico. As possíveis razões para essa distorção serão apresentadas após a comparação mês a mês do que foi estimado e do que foi produzido.

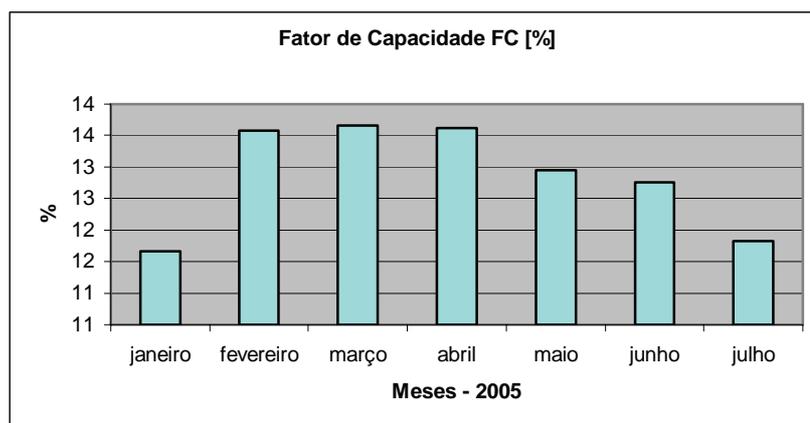


Figura 28. Fator de capacidade mensal do sistema de 2,5 kWp.

Na estimativa inicial, foi calculada a produção de energia elétrica que um sistema de 3,0 kWp poderia produzir. Como o sistema foi reduzido para uma potência nominal de 2,5 kWp, devido ao problema já relatado, os novos valores estimados e os que realmente foram gerados pelo sistema são apresentados na Figura 29.

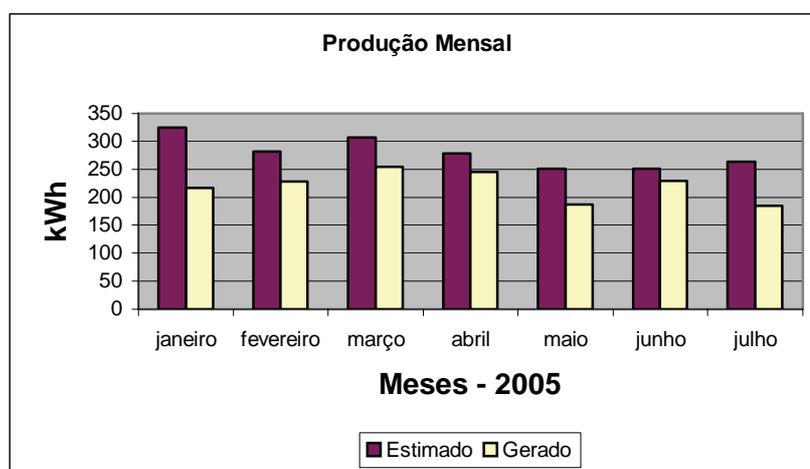


Figura 29. Produção mensal de energia elétrica estimada e realmente produzida pelo sistema fotovoltaico de 2,5 kWp.

As possíveis causas da diferença entre o valor estimado e o valor realmente produzido de energia elétrica podem ser:

- A potência nominal dos módulos informada pelo fabricante pode não corresponder ao seu valor real;

- A irradiação na estimativa pode não corresponder aos valores atualmente obtidos na cidade de São Paulo;
- As perdas devido ao aquecimento dos módulos podem ser superiores ao valor considerado na estimativa;
- O rendimento do inversor pode ser inferior ao utilizado no cálculo da estimativa.

A discrepância entre a potência informada pelo fabricante e o real valor dessa potência quando medida é um problema recorrente. A esse respeito, Oliveira (2002) afirma que a diferença entre a potência nominal e a real dos módulos provoca diferenças nos cálculos dos índices de mérito. Outro que cita o mesmo problema é Lorenzo (2002), ao informar que a potência fornecida pelos fabricantes pode ficar entre 5% e 10% abaixo do que anunciam os catálogos, apresentando algumas vezes percentuais inferiores a estes.

As perdas por aquecimento dos módulos fotovoltaicos se constituem em outra razão para justificar a diferença entre a produção de energia elétrica medida e a que foi estimada. Quanto a isso, Lorenzo (2002, 2004) informa que as perdas devidas a temperatura de operação das células solares giram em torno de 6% e que a temperatura das células depende da radiação incidente e da temperatura ambiente.

Com relação ao inversor, também, existem estudos que permitem supor que um menor rendimento no seu funcionamento pode levar a explicar a divergência entre os valores estimados e os adquiridos pela medição. É o que demonstra Oliveira (2002) ao analisar a variação do rendimento de um inversor em função da energia diária produzida. Também Lorenzo (2002) constata que as perdas, dependendo da qualidade do inversor, variam de 15% a 20%.

Ainda com relação ao rendimento do inversor, outra hipótese que pode ser considerada refere-se ao fato de que um dos inversores ter operado com apenas 50% de sua capacidade nominal em razão da não-conexão de um dos arranjos que contava com apenas nove módulos.

CONCLUSÃO

No momento em que o mundo se encontra em meio a outra crise do petróleo com o preço do barril batendo recordes praticamente todos os dias, a necessidade do estudo e da implementação de fontes alternativas de energia se torna cada vez mais premente.

Assim, este estudo visou demonstrar a viabilidade técnica e a facilidade da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão (SFCR), no qual ficou claro que não existem dificuldades técnicas para a consolidação dessa forma limpa de produção de energia elétrica.

Esses atributos são facilmente verificados ao se analisar a questão da União Européia que, no ano de 2004, atingiu a marca de 1,0 GWp (um giga watt pico) instalado, sendo aproximadamente 920 MWp conectados à rede, com previsão da Comissão Européia de Energia de atingir 3,0 GWp em 2010. Além disso, em 2004, a produção de células fotovoltaicas teve um crescimento de 60% sobre a produção de 2003²⁸, comprovando que o mercado fotovoltaico está em expansão.

Enquanto isso no Brasil, mesmo com o conhecimento técnico disponível, demonstrado na facilidade com que foi montado e colocado em operação o sistema de 3,0 kWp, aqui descrito, os SFCR continuam confinados aos laboratórios e aos centros de pesquisas, pois falta o mais importante que é a conquista de seu espaço

²⁸ Fonte: Revista Era Solar, edicion 126, mayo/junio 2005.

junto à população e isso só será alcançado com um decidido apoio governamental tanto com relação à questão econômica e financeira, como pela definição de uma regulamentação técnica clara e desburocratizada que propicie a conquista do mercado pelos SFCR.

Os incentivos no campo econômico e financeiro podem ser desde o pagamento de subsídios para quem deseja gerar energia elétrica por meio dos SFCR, como ocorre em alguns países do chamado primeiro mundo, como a Espanha e a Alemanha, passando por incentivos à instalação dos sistemas com financiamento com taxas de juros baixas e por longos prazos para o pagamento, fato que também ocorre nos países já citados.

Concomitante aos incentivos econômicos e financeiros, é importante que o governo desenvolva uma política de produção de empregos, incentivando a abertura de fábricas de montagens e/ou fabricação dos módulos fotovoltaicos e dos inversores de corrente contínua para corrente alternada (cc/ca), qualificando e treinando mão-de-obra para a instalação e manutenção dos SFCR, pois o pagamento de subsídios, por parte do governo, só terá razão de existir se for para o desenvolvimento do setor industrial brasileiro e a criação de empregos no país.

Quanto à falta de regulamentação, é premente que esta ocorra o mais rapidamente possível, pois caso haja decisão de se eliminar as barreiras econômicas e financeiras, as questões técnicas não podem impedir o desenvolvimento do mercado fotovoltaico. É necessário que na regulamentação esteja prevista a obrigatoriedade da compra da energia elétrica fotogerada pelas concessionárias distribuidoras, desde que essa energia tenha qualidade mínima (sincronismo de frequência e tensão, proteção contra funcionamento em ilha, não injetar harmônicos na rede etc.), para ser injetada na rede de distribuição. Com essa medida, o investidor terá segurança da venda da energia produzida e, ao mesmo tempo, assegura-se o controle de qualidade da energia distribuída.

Uma contribuição deste trabalho foi o cálculo do valor que deveria ser pago como subsídio a um produtor independente de energia elétrica por meio de um

SFCR. O valor calculado seria suficiente apenas para pagar o investimento feito, o que é insuficiente para desenvolver o mercado, uma vez que o investimento inicial é extremamente elevado, o que desestimularia possíveis interessados.

Entretanto, sempre é bom realçar que nesses tipos de cálculos, que utilizam matemática financeira, não são considerados os ganhos ambientais e sociais que essa forma de produção de energia elétrica proporciona.

Também foi feita a descrição, passo a passo, de como deve ser feita a instalação de um SFCR com os requisitos básicos para a escolha do local de instalação, a montagem da estrutura de suporte dos módulos, como calcular o número de módulos, a escolha e o dimensionamento dos condutores e das proteções tanto no circuito de corrente contínua como na parte do circuito de corrente alternada, como fazer as ligações em série e em paralelo, a conexão com o inversor e as ligações dos medidores (um da energia produzida pelo sistema fotovoltaico e outro da energia consumida pela carga).

O fator de capacidade estimado na simulação inicial foi de 15,98% (aproximadamente dezesseis pontos percentuais), valor acima do encontrado na operação real do sistema fotovoltaico. As possíveis razões para essa distorção serão apresentadas após a comparação mês a mês do que foi estimado e do que foi produzido.

Porém, algumas tarefas ainda ficarão por concluir e podem servir como sugestão para futuros trabalhos nessa área:

- Acompanhamento da energia elétrica produzida mensalmente para levantamento da influência das variações climáticas na produção de eletricidade por estação;
- Medição da potência real dos arranjos e do sistema fotovoltaico como um todo e, com base nesse valor, recalculando os índices de mérito do sistema instalado;
- Fazer o levantamento da eficiência média mensal do inversor por meio da medição da produção diária de energia elétrica. Caso seja encontrado um

valor diferente do obtido neste trabalho, é importante recalcular os índices de mérito do sistema instalado;

- Fazer a medição da irradiância e comparar com os valores utilizados neste trabalho e, se necessário, rever os cálculos.
- Incluir o monitoramento da temperatura na parte posterior dos módulos e analisar a influência desta no rendimento do sistema fotovoltaico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMONACID, Gabino. **Aplicaciones fotovoltaicas en edificios**. Disponível em <http://solar.ujaen.es/cursolar.HTM>. Acesso em 04/10/2003.

ASSOCIATION OF ENERGY DISTRIBUTION COMPANIES IN THE NETHERLANDS (EnergieNed). **Guidelines for the electrical installation of the grid connected photovoltaic (PV) systems**. Arnhem, Netherlands, December 1998.

CAAMAÑO, Estefanía M. **Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Caracterización y análisis**. Madrid, 1998. 121 p. Tesis Doctoral – Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación, Universidad Politécnica de Madrid, 1998.

CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. Energy Technology Development Division. **A guide to photovoltaic (PV) system design and installation**. Sacramento, USA, 2001.

CUNOW, E.; GIESLER, B. The megawatt solar roof at the new Munich Trade Fair Centre – an advanced and successful new concept for PV plants in the megawatt range. **Solar Energy Materials & Solar Cells**. New Holland: v. 67, Issues 1-4, p.459-467, March 2001.

GABLER, Hansjörg. Grid-connected photovoltaics. Guest editorial. **Solar Energy**. New Holland: v.70, n°6, p.455-456, November-December 2001.

GREENPEACE. **Guia Solar: Cómo disponer de energía solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica**. Madrid, 2003. 83 p.

HAAS, Reinhard. Residential photovoltaics applications: the relevance of non-technical issues. **Solar Energy**. New Holland: v. 20, Issues 1-3, p.37-55, January-March 1998.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Photovoltaic Power System Programme. **Building Integrated Photovoltaic Power System**. Guidelines for Economic Evaluation. Arnhem, Netherland, 2002.

_____. **Utility aspects of grid connected photovoltaic power systems**. Arnhem, Netherland, 1998.

LARSEN, Chris; BROOKS, Bill; STARRS, Tom. **Connecting to the grid**: a guide to PV Interconnection Issues. Disponível em www.ncsc.ncsu.edu. Acesso em 27 de setembro de 2003.

LAUKAMP, H.; BOPP, G.; NIEBERG, L. **The hazard of electric arcs in residential PV systems assessment and installation guidelines**. In: 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Montreux, Suíça, 1992.

LORENZO, Eduardo. La energía que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a la red: El mito del 1300 y “el cascabel del gato”. **Era Solar**. Madrid: nº107, p.22-28, Marzo/Abril 2002. Disponível em: <http://www.fotovoltaica.com/laenered.pdf>. Acesso em 20 de junho de 2004.

_____. Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (I) **Era Solar**. Madrid: nº113, p.28-35, Marzo/Abril 2003. Disponível em: <http://www.fotovoltaica.com/retrato1.pdf>. Acesso em 20 de junho de 2004.

_____. Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (III) “Silicio cristalino versus capas delgadas”. **Era Solar**. Madrid: nº117, Noviembre/Diciembre 2003. Disponível em: <http://www.fotovoltaica.com/retrato3.pdf>. Acesso em 20 de junho de 2004.

_____. Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (IV): Seguidores y huertas solares. **Era Solar**. Madrid: nº119, p.06-23, Marzo/Abril 2004. Disponível em: <http://www.fotovoltaica.com/retrato4.pdf>. Acesso em 20 de junho de 2004.

LORENZO, Eduardo; CAAMAÑO, Estefanía. **Seguridad y condiciones técnicas en edificios fotovoltaicos conectados a la red**. In: CASTRO GIL, M; DÁVILA GÓMEZ, L; COLMENAR SANTOS, A. *Sistemas fotovoltaicos conectados a red: estándares y condiciones técnicas*. Sevilla: Progensa, 2000. p.51-72.

LORENZO, Eduardo; *et al.* Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (II): Hacia la consolidación de un observatorio fotovoltaico. **Era Solar**. Madrid: nº 115, Julio/Agosto 2003. Disponível em: <http://www.fotovoltaica.com/retrato2.pdf>. Acesso em 20 de junho de 2004.

LORENZO, Eduardo; ZILLES, Roberto. **El generador fotovoltaico**. In: LORENZO, Eduardo Org. *Electricidad solar: ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*. Sevilla: Progensa, 1994.

Revista Era Solar. Madrid: nº126, p.34-44, Mayo/junio, 2005.

OLIVEIRA, Sérgio H. F. **Geração distribuída de eletricidade:** inserção de edificações fotovoltaicas conectadas à rede no estado de São Paulo. São Paulo, 2002. 205 f. Tese (Doutorado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, 2002.

PEREZ, P. J.; HONTORIA, L.; ALMONACID, G. **Contribution to the design of grid connected photovoltaic generators.** Optimal orientation and tilt of the modules. In: 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Barcelona, Espanha, 1997.

POPONI, Daniele. Analysis of diffusion paths for photovoltaic technology based on experience curves. **Solar Energy.** New Holland: v.74, issue 4, p.331-340, April 2003.

SANTOS, Cássio B.; Sauer, Ildo L. **Sumário metodológico do estudo de planejamento integrado de recursos para o sistema elétrico de Boa Vista – RR.** São Paulo, IEE-USP, 1998. 1 Cd Rom.

SCHOEN, Tony J. N. Building-integrated installations in the Netherlands: example and operations experiences. **Solar Energy.** New Holland: v.70, n°6, p.467-477, November-December 2001.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE EDUCACIÓN A DISTANCIA. OCI-CIEMAT. **Informe preliminar sobre edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (EFCR).** Madrid, 1998.

_____. **Sistemas fotovoltaicos conectados a la red: condiciones técnicas y estándares en EE.UU.** Madrid, 1999.

ZILLES, Roberto; OLIVEIRA, Sérgio H. F. **6.3 kWp Photovoltaic building integration at São Paulo University.** In: 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Munique, Alemanha, 2001.

_____. Sistema de geração de energia elétrica com células fotovoltaicas integradas em edificações. **Téchne.** São Paulo: v.63, p.69-71, 2002.

YANG, H.; *et all.* Grid-connected building-integrated photovoltaics: a Hong Kong case study. **Solar Energy.** New Holland: v.76, Issues 1-3, p.55-59, January-March 2004.

TRABALHOS PUBLICADOS DURANTE A ELABORAÇÃO DESTA MONOGRAFIA

LISITA, Orlando; ZILLES, Roberto. **Geração de energia elétrica por meio de painéis fotovoltaicos**. In: Fórum de Energia, Novo Hamburgo, Brasil, CD-Rom, 2003.

LISITA, Orlando; ZILLES, Roberto. **Conexão de sistemas fotovoltaicos em edificações de baixa tensão**: aspetos técnicos (segurança e proteção). In: Anais do IV Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Itajubá, Brasil, CD-Rom, 2004.

LISITA, Orlando; ZILLES, Roberto. **Conexão de sistemas fotovoltaicos à rede de baixa tensão**: aspetos técnicos (instalação e interconexão). In: Anais do X Congresso Brasileiro de Energia, V.3 p.1246-1254, Coppe/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.

LISITA, Orlando; ZILLES, Roberto; MACEDO, Wilson N. **Analysis of the economical viability of photovoltaic systems connected to the low voltage electric grid**. In: 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Espanha, 2005.